VENDIM
Nr. 87, datë 14.2.2018

PËR MIRATIMIN E PLANIT TË ZHVILLIMIT TË SEKTORIT TË GAZIT NATYROR NË SHQIPËRI DHE IDENTIFIKIMIN E PROJEKTEVE PRIORITARE

Në mbështetje të nenit 100 të Kushtetutës dhe të pikave 1, 2 e 4, të nenit 5, të ligjit nr. 102/2015, "Për sektorin e gazit natyror", me propozimin e ministrit të Infrastrukturës dhe Energjisë, Këshilli i Ministrave

VENDOSI:

1. Miratimin e planit të zhvillimit të sektorit të gazit natyror në Shqipëri dhe identifikimin e projekteve prioritare, të përgatitura nga konsulenti COWI-IPF, në kuadër të projektit "Masterplani i gazit natyror për Shqipërinë dhe identifikimi i projekteve prioritare në fushën e gazit natyror", të financuar nga WBIF-ja (Kuadri i Investimeve të Ballkanit Perëndimor), sipas tekstit të dokumenteve përbërëse, që i bashkëlidhen këtij vendimi:

a) Masterplani i infrastrukturës së gazit për Shqipërinë, për të cilin është lëshuar deklarata mjedisore nr. 1520/1 prot., datë 27.3.2017, nga Ministria e Mjedisit;
b) Shqyrtimi institucional dhe raporti i vlerësimit organizativ dhe institucional;
c) Vlerësimi i kërkesës dhe burimeve të furnizimit me gaz natyror;
ç) Studimi për tarifat.

2. Ministria e Infrastrukturës dhe Energjisë, brenda muajit shtator 2018, të përgatitë dhe të paraqesë për shqyrtim e miratim në Këshillin Kombëtar të Territorit materialin "Masterplani i gazit natyror për Shqipërinë dhe identifikimi i projekteve prioritare në fushën e gazit natyror".

3. Ngarkohen Ministria e Infrastrukturës dhe Energjisë dhe ministritë e institucionet përgjegjëse, të përmendura në planin e zhvillimit të sektorit të gazit natyror në Shqipëri, për zbatimin e këtij vendimi.

Ky vendim hyn në fuqi pas botimit në Fletoren Zyrtare.

KRYEMINISTRI
Edi Rama

Financed from EWBJF by a contribution from the EU IPA Multi-Beneficiary Programme for Albania, Bosnia and Herzegovina, the former Yugoslav Republic of Macedonia, Kosovo*, Montenegro and Serbia

Kuadri i Investimeve të Ballkanit Perëndimor
Instrumenti Lehtësues për Projektet e Infrastruktures (IPF)
Asistenca Teknike 4 (IPF 4)

WB11-ALB-ENE-01

Master Plani i Gazit Natyror për Shqipërinë dhe Plani i Identifikimit të Projekteve

Studimi Tarifor

Qershor 2016

COWI | IPF

*) This designation is without prejudice to positions on status, and is in line with UNSCR 1244/1999 and the ICJ Opinion on the Kosovo declaration of independence.

Fondi i Përbashkët Evropian dhe Ballkani Perëndimor (EWBJF)

Kuadri i Investimeve të Ballkanit Perëndimor

Instrumenti Lehtësues i Projekteve të Infrastrukturës

Asistenca Teknike Nr 4

Sektorët e Energjisë, Mjedisit, Transportit dhe Sociale

WB11-ALB-ENE-01

Master Plani i Gazit për Shqipërinë dhe Projektet Prioritare të Investimeve në fushën e Gazit

Studimi Tarifor

Qershor 2016

Assistenca Teknike për këtë projekt financohet nga Kuadri i Investimeve të Ballkanit Perëndimor, një iniciativë e përbashkët e Bashkimit Evropian, Institucioneve Financiare Ndërkombëtare, dhuruesve dypalësh dhe qeverive të Ballkanit Perëndimor, i cili mbështet zhvillimin socio-ekonomik dhe procesin e anëtarësimit të vendeve të Ballkanit Perëndimor në Bashkimin Evropian, nëpërmjet sigurimit të fondeve dhe asistencës teknike për investime strategjike, veçanërisht në infrastrukturë, efiçensën e energjisë dhe zhvillimin e sektorit privat.

Shënim: *Autorët marrin përgjegjësi të plotë për përmbajtjen e këtij raporti. Mendimet e shprehura në këtë raport nuk reflektojnë domosdoshmërisht pikëpamjet e Bashkimit Evropian ose Bankës Evropiane të Investimeve*

Dokument nr.	WB11-ALB-ENE-01 GDA
Versioni	1.0
Data	Qershor 2016
Përgatiti	Jurica Brajkovic
Kontrolloi	Ole Johansen
Aprovoi	Martyn Osborn

Lista e Shkurtimeve

ACER	Agjensia për Bashkëpunim e Rregullatorëve të
ASK	Energjisë Analiza Stokastike Kufitare
COLS	Metoda e Rrënjës Katrore Më të Vogël të
ENTSO-G	Korrigjuar Rrjeti Evropian i Operatorëve të
ERE	Transmetimit të Gazit Enti Rregullator i Energjisë
KMPK	Kostoja Mesatare e Ponderuar e Kapitalit
OLS	Metoda e Rrënjës Katrore Më të Vogël
OSSH-G	Operatori i Sistemit të Shpërndarjes të Gazit
OST-G	Operatori i Sistemit të Transmetimit të Gazit

1 Hyrje

Titulli i Projektit:	Master Plani i Gazit për Shqipërinë dhe Plani i Identifikimit të Projekteve
Kodi i Projektit:	WB11-ALB-ENE-01
Kontraktori:	COWI IPF Consortium
Përfituesit:	Ministria e Energjisë dhe Industrisë (përfituesi kryesor), Albpetrol dhe ERE
Data e fillimit të Projektit:	02 Qershor 2015
Kohëzgjatja e parashikuar:	16.5 muaj
Data e parashikuar e mbarimit :	Tetor 2016

1.1 Objektivat e projektit

Ky projekt konsiston në përgatitjen e një Master Plani gjithëpërfshirës të gazit natyror për Shqipërinë dhe Identifikimit të Projekteve Prioritare në fushën e Gazit. Ky projekt do të përfshijë:

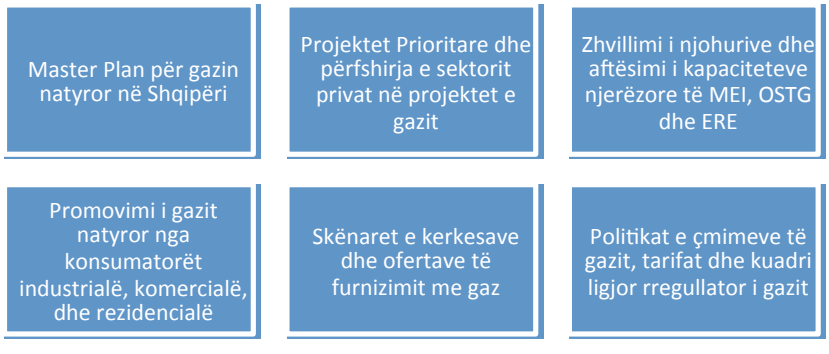
(1) Identifikimin e kërkesave për gaz dhe skenarët e mundshëm për furnizimin me gaz;

(2) Politikat e çmimeve të gazit, tarifat dhe kuadrin ligjor rregullator të gazit;

(3) Promovimin e gazit natyror në Shqipëri;

(4) Zhvillimin e njohurive në fushën e gazit dhe aftësimin e kapaciteteve njerëzore në Ministrinë e Energjisë dhe Industrisë (MEI), Operatorin e Transmetimit të Gazit (OST-G) dhe Entit Rregullator të Energjise (ERE); dhe

(5) Zhvillimit të një plani të projekteve prioritare në fushën e gazit natyror duke përfshirë një analizë në nivel parafizibiliteti të projekteve të mundshme të infrastrukturës së gazit, së bashku me strategjitë për tërheqjen e investimeve nga të gjitha palët e interesuara por në veçanti nga sektori privat.



Ky projekt është pjesë e Instrumentit Lehtësues të Projekteve të Infrastrukturës (IPF 4) që financohet nga Kuadri i Investimeve të Ballkanit Perëndimor.

Objektivat e përgjithshme të nën-projektit janë:

1) përgatitja e një Master Plani gjithëpërfshirës afatmesëm për gazin,

2) hartimi i një Plani për Identifikimin e Projekteve prioritare; dhe

3) zhvillimi i njohurive dhe kapaciteteve njerëzore mbi menaxhimin e gazit në institucionet përkatëse në Shqipëri.

Objektivat specifike të nënprojektit janë:

1) të adresojë çështjet që lidhen me kuadrin institucional kombëtar të sektorit të gazit,

2) të vlerësojë potencialin e përfshirjes së sektorit privat në investime në sektorin e gazit,

3) të identifikojë dhe të sygjerojë zgjidhje për problemet kryesore të shpërndarjes së gazit në Shqipëri,

4) të vlerësojnë studimet ekzistuese në tregut e gazit dhe të analizojë konkluzionet e nxjerra nga këto studime,

5) të rishikojë kushtet aktuale të tregut, duke përfshirë pikat e dobëta të sistemit të gazit në të tashmen dhe në të ardhmen, me qëllim që t'i analizojë këto kushte përkundër parashikimit të mundësive afatmesme të furnizimit/kërkesës me gaz, ndërkohë që bën vlerësimin e kërkesave mesatare dhe të pikut të ngarkesës në të tashmen dhe të ardhmen, duke marrë në konsideratë rritjen e prodhimit në sektorin industrial, të energjisë, të transportit, dhe sektorin e tregtisë dhe atë rezidencial.

6) të vlerësojë kuadrin institucional aktual në lidhje me gazin, energjinë apo sektorë të tjerë që janë të lidhura me gazin, ose që mund të ndikohen nga krijimi i një tregu të gazit në Shqipëri në të ardhmen, dhe të bëjë rekomandimet e duhura për të përmirësuar kuadrin institucional, si dhe të mbështesë zhvillimin e njohurive në fushën e gazit dhe aftësimin profesional të përfituesve.

Mbas zbatimit të suksesshëm të projektit, dhe përcaktimit të Projekteve Prioritare, produktet e projektit do të përdoren si bazë nga Qeveria Shqiptare dhe Institutet Financiare Ndërkombëtare (BERZH-i dhe institucione të tjera që do të përcaktohen më vonë), për të marrë vendimet e duhura për investimet në infrastrukturën e gazit.

Ngritja e kapaciteteve, si dhe mbështetja nga grupi i konsulencës në zhvillimin e politikave të gazifikimit, dhe të kuadrit ligjor, rregullator dhe institucional do të jetë njëri prej aktiviteteve të projektit që do të shërbejë për të mundësuar zhvillimin e sektorit të gazit në Shqipëri, në përputhje me Strategjinë shqiptare të Zhvillimit të Energjisë dhe me detyrimet ndaj Komunitetit Evropian.

Raporti mbi sistemin tarifor është përgatitur në përputhje me Termat e Referencës.

Qëllimi kryesor i raportit është që të zhvillojë parimet rregullatore për vendosjen e tarifave në lidhje me transmetimin dhe shpërndarjen e gazit, duke marrë parasysh praktikat aktuale të BE-së.

Në këtë fazë është e rëndësishme të theksohet se ky studim tarifor nuk sugjeron vlerën e tarifave (p.sh. lekë / kWh ose lekë / kW), por shpjegon formulat mbi bazën e të cilave mund të llogariten tarifat, pasi të qartësohen të gjithë parametrat e duhur.

2 Përmbledhje

Raporti Tarifor synon zhvillimin e një kuadri rregullator për rregullimin e rrjeteve të gazit, duke u bazuar në legjislacionin aktual të BE-së (Direktiva 2009/73/KE e Parlamentit Evropian dhe e Këshillit, datë 13 korrik 2009 në lidhje me rregullat e përbashkëta për tregun e brendshëm të gazit natyror dhe Rregulloren Nr 715/2009 të Parlamentit Evropian dhe të Këshillit, datë 13 korrik 2009 mbi mënyrat e qasjes ndaj rrjetit të transmetimit të gazit natyror). Gjithashtu, raporti merr parasysh udhëzimet e publikuara nga institucionet përkatëse të BE-së: (*"Udhëzimet mbi rregullat në lidhje me strukturat e harmonizuara tarifore për transmetimin e gazit",* botuar nga Agjensia për Bashkëpunim e Rregullatorëve të Energjisë (ACER) në nëntor te vitit 2013 dhe "*Kodit mbi Strukturat e Harmonizuara Tarifore të Rrjetit të Transmetimit të Gazit"*, botuar nga Rrjeti Evropian i Operatorëve të Transmetimit të Gazit (ENTSO-G) më 31 korrik 2015.

Raporti përshkruan modele të mundshëm rregullatorë për rrjetin e gazit që përfshijnë modelet mbi Normën e Kthimit të Kapitalit, modelet e bazuara në nxitjen dhe stimulimin e efektivitetit të operimit të rrjetit të gazit, dhe metodave krahasuese. Bazuar në specifikat e zhvillimit të rrjetit të gazit në Shqiperi, ky studim sugjeron adoptimin e sistemit rregullator të bazuar mbi tavanin e fitimit të kompanisë operatore. Për më tepër, në këtë studim janë zhvilluar formula të cilat duhet të përdoren për të llogaritur fitimin e lejuar të kompanisë operatore.

Në vazhdim të përcaktimit të të ardhurave që kompania operatore duhet të rikuperojë si pjesë e investimeve të bëra në rrjet, raporti merret me alokimin e të ardhurave të lejueshme sipas zërave të ndryshëm tariforë. Në raport analizohen udhëzimet e parashtruara nga ACER dhe ENTSO-G dhe tregohen llojet e tarifave që operatori i transmetimit të gazit mund të ofrojë.

Në këtë fazë është e rëndësishme të theksohet se studimi tarifor nuk përcakton vlerat aktuale të tarifave (p.sh. lekë/kWh ose lekë/kW), por përcakton formulat të cilat mund të përdoren për të llogaritur vlerat tarifore mbasi janë qartësuar të gjithë parametrat e nevojshëm.

3 Informacion paraprak mbi Studimin Tarifor

Raporti Paraprak (Inception Report) përcakton kuadrin aktual ligjor që është në fuqi në fushën e gazit në Shqipëri. Akti kryesor që përcakton funksionimin e sektorit të gazit është **Ligji i Gazit** nr. 9972. Ky ligj parashikon që të gjitha kompetencat në lidhje me zhvillimin e legjislacionit në fushën e gazit janë përgjegjësi e ministrisë përgjegjëse për energjinë. Ministria është gjithashtu përgjegjëse për zhvillimin e politikave që do të promovojnë investimet në sektorin e gazit dhe harmonizimin e standardeve me ato që janë në fuqi në Bashkimin Evropian. Përveç kësaj, Ministria është përgjegjëse për të siguruar që sistemi shqiptar i gazit është i përputhshëm me sistemet e gazit natyror në rajon dhe në BE.

Ligji përcakton se Enti Rregullator i Energjisë (**ERE**) është përgjegjës për rregullimin e sektorit të gazit, me përjashtim të eksplorimit të gazit natyror dhe të prodhimit. Në veçanti, ERE është përgjegjës (neni 11 i Ligjit mbi Gazin Natyror) për *përcaktimin dhe miratimin e metodologjisë që përdoret për të llogaritur ose për të hartuar termat dhe kushtet për*:

- Lidhjet me rrjetin e gazit dhe aksesin në rrjet, **duke përfshirë edhe tarifat e transmetimit dhe të shpërndarjes**.

- Këto tarifa ose metoda duhet të lejojnë kryerjen e investimeve të nevojshme në rrjet duke siguruar qëndrueshmërinë ekonomike.

Neni 18 i Ligjit të Gazit përcakton parimet specifike që duhet të merren parasysh për përcaktimin e metodologjisë tarifore në lidhje me transmetimin dhe shpërndarjen e gazit. Në veçanti, Ligji përcakton se:

- Tarifat dhe metodologjitë tarifore duhet të jenë jodiskriminuese, transparente, të marrin parasysh nevojën për integritetin e sistemit, dhe reflektojnë kostot, duke përfshirë normën e kthimit të kapitalit.

- Tarifat duhet të lehësojnë tregtinë efikase të gazit dhe konkurrencën, duke shmangur subvencionimin e një përdoruesi nga përdoruesit e tjerë të sistemit.

- Tarifat nuk duhet të ndikojnë në likuiditetin e tregut të gazit apo të shtrembërojnë tregtinë ndërkufitare midis sistemeve të ndryshme të transmetimit.

- ERE duhet të miratojë tarifa që bëjnë të mundur kompensimin në mënyrë efikase të shpenzimeve të bëra në lidhje me aktivitetet e rregulluara, duke siguruar një normë të arsyeshme të kthimit të kapitalit, dhe që të stimulojnë zhvillimin e kapaciteteve të transmetimit, të depozitimit dhe të shpërndarjes, , si dhe tërheqjen e investimeve të huaja dhe transferimin e teknologjisë.

- Metodologjitë tarifore mund të përfshijnë incentivat që i bëhen kompanisë operatore për të përmirësuar shërbimin dhe për të mbajtur balancimin optimal të ngarkesës.

Në thelb Neni 18 përcakton se tarifa duhet t'i përmbahet dy parimeve bazë:

- Tarifat duhet të **reflektojnë kostot**

- Tarifat duhet të mundësojnë **rikuperimin e kostove**

Në formë të përmbledhur, marrëveshja aktuale rregullatore nënkupton se Ministria e Energjisë përcakton drejtimin e politikave për sektorin e gazit natyror në Shqipëri, ndërsa ERE është përgjegjëse për vënien në përdorim të politikave dhe marrjen e masave përkatëse.

Ligji për Gazin përcakton parime të rëndësishme të cilat duhet të përfshihen në metodologjitë e tarifave të transmetimit dhe shpërndarjes së gazit. Megjithatë, ERE nuk ka hartuar një metodologji të tarifave të transmetimit dhe shpërndarjes së gazit. Prandaj, ky Studim Tarifor do të mundësojë strategjitë e mëposhtëme:

- Duke pasur parasysh se Ligji për Gazin nënkupton që sektori i gazit shqiptar duhet të rregullohet në përputhje me kuadrin rregullator të BE-së, paraqitjen e kuadrit aktual rregullator të BE. Studimi do të marrë në konsideratë udhëzimet aktuale të kuadrit tarifor të BE-së për përcaktimin e tarifave të gazit.

- Paraqitjen e modeleve te mundshme rregullatore për rrjetin e gazit sugjerimin e modelit optimal.

- Dhenien e hapave konkrete për llogaritjen e të ardhurave të nevojëshme duke u bazuar në modelin e sugjeruar të mbledhjes së të ardhurave,.

- Dhenien e një shpjegimi të detajuar për alokimin e të ardhurave sipas zërave të ndryshëm tariforë.

- Pershkrimin e praktikave aktuale të BE-së, ndërsa jep një shpjegim të detajuar për alokimin e të ardhurave sipas zërave të ndryshëm tariforë.

4 Vështrim i përgjithshëm mbi rregulloret dhe direktivat evropiane mbi tarifat e gazit natyror

4.1 Direktivat e BE-së në lidhje me përcaktimin e tarifave të transmetimit të gazit

Udhëzimet e përgjithshme që përcaktojnë parimet e vendosjes së tarifave të transmetimit të gazit janë të përcaktuara në **Direktivën 2009/73/KE** të Parlamentit Evropian dhe të Këshillit të Europës, datë 13 korrik 2009 që jep udhëzime në lidhje me rregullat e përbashkëta për tregun e brendshëm të gazit natyror, dhe në **Direktivën dhe Rregulloren (KE) Nr 715/2009** të Parlamentit Evropian dhe të Këshillit të Evropës, datë 13 korrik 2009, që jep udhëzime në lidhje me kushtet e aksesit në rrjetin e transmetimit të gazit natyror.

Direktiva i jep entit rregullator *"... fuqinë për të rregulluar ose miratuar, para hyrjes së tyre në fuqi, të metodologjisë që është përdorur për të llogaritur ose përcaktuar termat dhe kushtet për lidhjen dhe aksesin në rrjetin kombëtar të gazit, duke përfshirë tarifat e transmetimit"*. Prandaj, përveç udhëzimit të përgjithshëm, që është përgjegjësia e entit rregullator të aprovojë një metodologji të përcaktimit të tarifave për rrjetet e gazit, Direktiva nuk përshkruan ndonjë kërkesë të veçantë për metodologjinë e tarifave.

Në anën tjetër, Rregullorja përcakton më në detaje kuadrin rregullator për transportin e gazit. Qëllimi i përgjithshëm i rregullores është të përcaktojë rregulla jo-diskriminuese për kushtet e aksesit në rrjetet e transmetimit të gazit natyror, duke marrë parasysh veçantitë e tregjeve kombëtare dhe rajonale me qëllim sigurimin e funksionimit të duhur të tregut të brendshëm të gazit. Disa nga rekomandimet specifike të Rregullores 715/2009 janë:

1. Tarifat duhet të **reflektojnë kostot**.

2. Ato duhet të mundësojnë që operatorët e rrjetit të kenë një **normë të arsyeshme të kthimit të kapitalit**.

3. Ato duhet të lejojnë përdoruesit e rrjetit të rezervojnë kapacitetet e tyre hyrëse dhe dalëse në mënyrë të veçuar d.m.th. operatorët e rrjetit duhet të ofrojnë **modele të ndara** hyrje-daljeje.

4. Për të minimizuar problemet e mbingarkesës, përdoruesit e rrjetit duhet të jenë në gjendje të ri-shesin kapacitetet e tyre të kontraktuara në tregun sekondar.

5. Për të njëjtën arsye, OST-G duhet të jetë në gjendje të ofrojnë kapacitetet e tyre të papërdorura, por të kontraktuara të paktën në ditën në vazhdim dhe mbi bazën e ndërprerjes.

Rekomandimi i parë nënkupton që tarifat **nuk duhet të inkurajojnë ndër-subvencionimin**, d.m.th. që tarifat duhet **të reflektojnë kostot**. Rekomandimi i dytë është i rëndësishëm në kuptimin që ajo i jep entit rregullator një udhëzim mbi sasitë e përshtatshme të të ardhurave për operatorin e rrjetit që do të mblidhen nëpërmjet tarifave të rregulluara. Kjo do të thotë se operatorëve të rrjetit duhet t'iu mundësohet një normë e arsyeshme fitimi e cila duhet të jetë proporcionale me rrezikun e ndërmarrë nga operatori i rrjetit.

Rekomandimi i tretë qartësisht përshkruan përdorimin e metodologjisë së hyrje-daljes për llogaritjen e tarifave të transmetimit të gazit. Kjo përfaqëson një ndryshim të madh rregullator prej legjislacionit të mëparshëm të BE-së. Dispozitat në mënyrë të qartë përjashtojnë tarifat e bazuara mbi distancat **duke lënë një derë të hapur për përdorimin e metodës së "pullës postare"**. Përveç kësaj, ajo parashikon se transportuesit duhet të lejohen të rezervojnë kapacitetet në hyrje dhe dalje veç e veç dhe në mënyrë të pavarur. Kjo nënkupton se kostoja e transmetimit të gazit nuk mbështetet në rrugët kontraktuese të flukseve të gazit, por në pikat e zgjedhura të hyrjeve dhe daljeve.

Në mënyrë që të zgjidhen problemet e ngarkesës, Rregullorja sugjeron:

- Lejimin e tregtimit të kapaciteteve të rrjetit midis përdoruesve në tregun sekondar.
- Futja e kapaciteteve të ndërprerëshme bazuar në të paktën një ditë avancë. Për kapacitetet që operatori i rrjetit beson se janë të papërdorura, ai duhet të jetë në gjendje ta ofrojë atë mbi baza ndërprerjeje.

Përsa më sipër, të dy dokumentet japin udhëzime të përgjithshme për ngritjen e kuadrit rregullator për tarifat e gazit, hollësi të mëtejshme jepen në Rregullore. Përveç kësaj, legjislacioni merret ekskluzivisht me transmetimin e gazit dhe nuk jep rekomandime në lidhje me shpërndarjen e gazit.

Në nëntor të vitit 2013 dhe në përputhje me Nenin 6(2) të Rregullores, Agjencia për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë (ACER) botoi **"Udhëzimet mbi rregullat në lidhje me strukturat e harmonizuara të tarifave të transmetimit të gazit"**. Këto udhëzime janë bërë me qëllim që të japin "... *parime të qarta dhe objektive, dhe atje ku është e përshtatshme, udhëzime të veçanta, për zhvillimin e një Kodi të Rrjetit dhe të strukturave tarifore të harmonizuara të transmetimit të gazit*". Bazuar në këto Udhëzime dhe në përputhje me Nenin 8 të Rregullores, ENTSO-G paraqiti "**Kodin e Rrjetit për strukturat tarifore të harmonizuara të transmetimit të gazit"**, e datës 31 korrik 2015. Të dy këto dokumente japin udhëzime për operatorët e gazit dhe parimet që duhet të përdoren gjatë hartimit të metodologjive tarifore për transmetimin e gazit.

Konsulenti sugjeron se zhvillimi i tarifave të transportit të gazit duhet të bëhet në përputhje me udhëzimet e BE-së mbi zhvillimin e tarifave për të paktën dy arsye:

- Tarifat shqiptare do të harmonizohen me tarifat e BE-së, e cila do të bëjë më të lehtë integrimin e rrjetit të gazit shqiptar me atë të BE-së.

- Në terma afatgjatë është e pashmangshme që rrjeti shqiptar i gazit do të bëhet pjesë e rrjetit të gjerë të BE-së, prandaj struktura e tarifave shqiptare do të duhet të jenë të harmonizuara me ato të BE-së. Çdo harmonizim i mëvonshëm nënkupton shpenzime shtesë, të cilat mund të shmangen nëse tarifat janë të harmonizuara që në fillim.

4.2 Mënyrat e mundshme për përcaktimin e tarifave të transmetimit të gazit

Në përgjithësi, ka tre metodologji të mundshme për vendosjen e tarifave të transmetimit të gazit të cilat përfshijnë [1]:

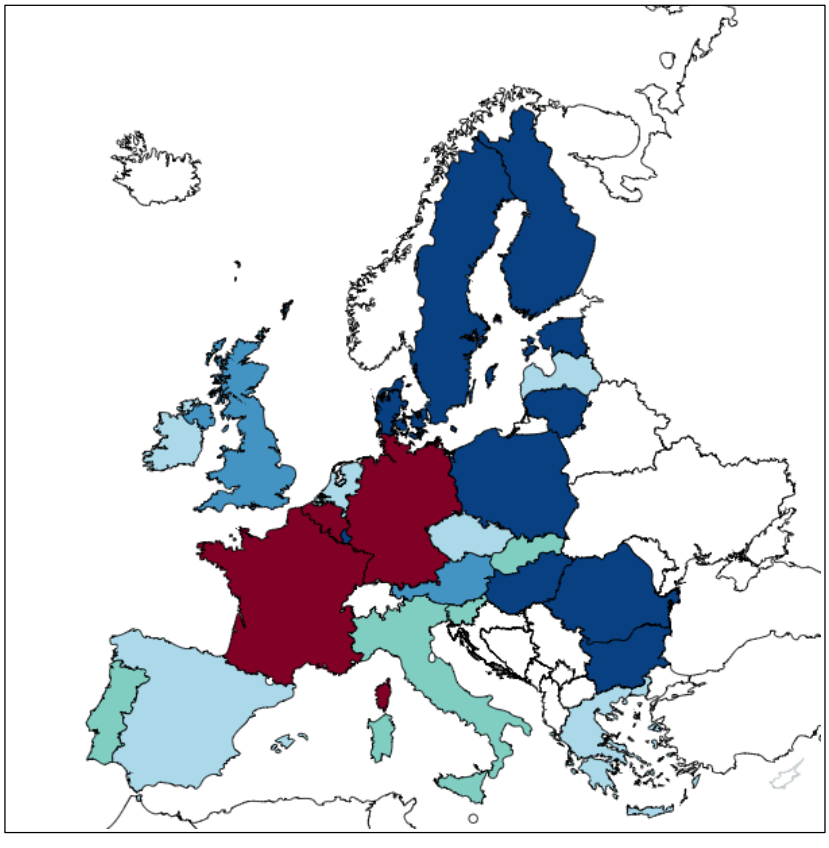
- **Metodologjia e përcaktimit të bazuar në distancën e hyrje-daljeve**. Një transportues i gazit do të përcaktojë rrugën specifike përgjatë së cilës do të transportojë gazin. Rrjedhimisht, transportuesi lejohet të injektojë gaz vetëm në pikat e paracaktuara hyrëse dhe ta tërheqë atë në pikat e paracaktuara dalëse. Prandaj, një transportues gazi paguan një tarifë për distancën midis një pike hyrjeje dhe një pikë dalje. Tarifat e bazuara në distancën e hyrje-daljeve janë një zgjedhje e duhur për sistemet ku lëvizja e gazit bëhet vetëm në një drejtim, për distanca të gjata, dhe me pak pika të ndërmjetme dalëse. Përparësia e tarifave të bazuara në distancë është se ato janë të thjeshta për t'u përdorur, transparente dhe reflektojnë kostot për flukset një-drejtimëshe. Megjithatë, ato nuk reflektojnë sa duhet kostot në sistemet që nuk kanë një rrugë të vetme në mes pikave të hyrjes dhe të daljes. **Tarifat e bazuara në distancë nuk pranohen për rregullimin e transmetimit të gazit në Evropë**.

- **Metodologjia e hyrje-daljeve pa marrë parasysh distancën**. Tarifat e hyrje-daljes pa marrë parasysh distancën lejojnë që një tarifë e veçantë të vendoset për çdo pikë hyrje dhe çdo pikë dalje veç e veç. Pika e hyrjes, përkufizohet si një pikë ku injektohet gaz në sistemin e transmetimit të gazit, nga një sistem tjetër gazi, nga një impiant i gazit të lëngëzuar, nga vendet e prodhimit dhe të magazinimit të gazit, ose nga një shtet i tretë. Pika e daljes është një pikë ku gazi del jashtë sistemit të transmetimit, dhe më saktësisht, në një sistem tjetër të transmetimit të gazit, në një rrjet të shpërndarjes, në vendet e magazinimit, në vendet ku konsumatorët janë të lidhur direkt me sistemin e transmetimit, ose në një vend të tretë. Për llogaritjen e tarifave, ekzistojnë disa opsione si: sistemi i kapacitetit të ponderuar në distancë, sistemi i bazuar në pikën virtuale, dhe sistemi matricë [2].
- **Metoda e "Pullës Postare"**. Kjo metodologji përfaqëson modelin më të thjeshtë të sistemit tarifor hyrje-dalje. Ajo nënkupton një tarifë të vetme fikse për transportimin e gazit brenda një zone të mbuluar nga sistemi i gazit. Avantazhi i kësaj metode është se tarifat janë të qarta për t'u kuptuar dhe të thjeshta. Megjithatë, tarifat pullë postare janë të përshtatshme vetëm për sistemet e vogla dhe në formë rrjete (kjo është arsyeja pse tarifat e shpërndarjes për një zonë të vetme në përgjithësi janë të tipit pullë postare). Ato mund të jenë diskriminuese për konsumatorë në zona të

ndryshme të sistemit, nëse ka kërkesa të ndryshme për investime midis tyre. Për më tepër, ato nuk japin stimuj për përdorim efikas të sistemit dhe nuk reflektojnë problemet e mbingarkesës (kapaciteteve të kufizuara). Parimi pullë postare mund të justifikohet brenda një sistemi hyrje-dalje ku i njëjti çmim është i përcaktuar për të gjitha pikat e hyrjes dhe të daljes. Rrjedhimisht, sistemi pullë postare nuk ofron sinjale të vendndodhjes; dmth tarifat nuk reflektojnë problemet e mbingarkesës[1] të gazit në pjesë të caktuara të rrjetit.

Figura 4-1 tregon metodologjitë e përcaktimit të kostove që përdoren nga shtetet të ndryshme anëtare të BE-së. Aktualisht, nuk ekziston një qasje uniforme në BE, dhe shtetet anëtare aplikojnë ato metodologji që ata besojnë se i përshtaten më mirë rrjeteve të tyre.

Figura 4-1: Metodologjitë e përcaktimit të kostove në vendet e BE-së



[1] Tarifat që ofrojnë sinjale lokalizues pasqyrojnë probleme mbingarkese. Me fjalë të tjera, këto tarifa janë më të larta në pikat me mbingarkesë të lartë dhe më të ulta në pikat me mbingarkesë të vogël, duke nxitur konsumatorët që të përdorin pikat e sistemit të gazit të cilat janë të nën-shfrytëzuara.

5 Parime të përgjithshme të kuadrit rregullator për rrjetin e gazit

Kuadri rregullator është një sistem rregullash dhe institucionesh që i lejon qeverisë të formalizojë dhe institucionalizojë angazhimet e saj për të mbrojtur konsumatorët dhe investitorët [4]. Kuadri rregullator mund të zbatohet për parametra të ndryshëm specifikë të kompanisë (si p.sh. çmimi, të ardhurat, dhe cilësia e furnizimit) ose për parametra integralë (si p.sh. përcaktimi i tregut me sistem hyrje-dalje).

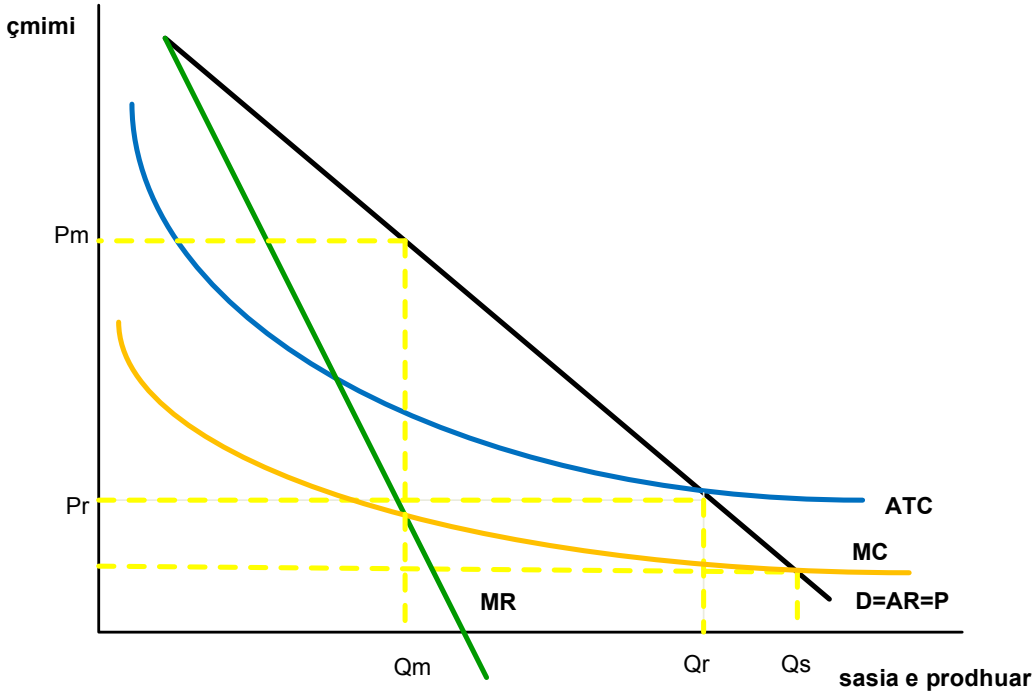
Është e rëndësishme të bëhet dallimi ndërmjet kuadrit rregullator ekonomik dhe atij social. Kuadri rregullator ekonomik është specifik për çdo industri dhe fokusohet në çmimet, cilësinë, sigurinë e furnizimit, hyrje-daljet në treg, investimet, etj., ndërsa kuadri rregullator social mbron interesat e shoqërisë dhe konsumatorit. Kuadri rregullator ekonomik ka të bëjë kryesisht me korrigjimin e tregut, ndërsa kuadri rregullator social përpiqet për të korrigjuar çështjet që lidhen me sigurinë dhe cilësinë e mjedisit. Ky raport përqëndrohet në kuadrin rregullator ekonomik të rrjetit të transmetimit dhe të shpërndarjes së gazit.

Arsyeja kryesore për kuadrin rregullator të rrjeteve të gazit është mbrojtja e konsumatorëve nga fuqia e monopoleve që potencialisht mund të keqpërdorin pushtetin e tyre në treg për të vendosur çmime të pajustifikueshme ose të ulin cilësinë e shërbimeve të tyre. Rregullatorët përpiqen ta bëjnë tregun sa më konkurrues, sepse kjo siguron shpërndarjen më efikase të të ardhurave dhe kosto më të ulët për konsumatorët. Enti rregullator përcakton një çmim limit që mund të vendoset nga operatorët, së bashku me detyrimet që ata duhet të përmbushin në aspektin e cilësisë dhe sigurisë së shërbimit.

Entet rregullatore gjithashtu përpiqen të mbrojnë investitorët nga veprimet oportune të qeverive, si vendosja e tarifave tej mase të ulta dhe masave të tjera që bëjnë të pamundur rikuperimin e kapitaleve nga investitorët. Enti rregullator i pavarur i parandalon këto veprime nëpërmjet vendosjes së rregullave ku çmimet reflektojnë kostot.

Siç u tha më lart, një nga argumentet kryesore për rregullimin e tregut te gazit është ekzistenca e monopoleve. Kur një furnizues i vetëm është teknikisht në gjendje të furnizojë të gjithë tregun me kosto totale më të ulët se çdo kombinim i mundshëm i dy ose më shumë furnizuesve, atëhere tregu konsiderohet si një monopol natyral. Në mënyrë empirike, monopolet natyrale shoqërohen me ato industri që kërkojnë hedhjen e sasive të mëdha dhe të pandashme të kapitalit fiks. Për më tepër, monopoli natyror përcaktohet nga ekzistenca e ekonomisë së fushës (dmth kur është më lirë për të prodhuar dy produkte bashkërisht sesa një produkt të vetëm) dhe ekonomisë së shkallës (dmth kur kostoja mesatare për njësi uljet si pasojë e rritjes së volumit). Sektorët e transmetimit dhe shpërndarjes së gazit karakterizohen nga të gjithë këto përcaktues të monopolit natyror.
Figura në vijim tregon grafikisht sjelljen e monopolit natyror në tre raste: tregun e parregulluar, tregun e rregulluar dhe tregun e drejtë social.

Figura 5-1 Sjelljet e monopolit natyror



Monopoli natyror karakterizohet nga rënia e kostove afatgjata, mesatare dhe marxhinale si rezultat i ekonomisë së shkallës. Në krahasim me një treg konkurrues, ku kurba e kërkesës është krejtësisht elastike, (meqë çdo firmë është një konkurrente), në tregun e monopolizuar kurba e kërkesës është në rënie për shkak se rënia e çmimeve çon në rritje të sasisë së kërkuar. Për më tepër, ky fakt nënkupton rënien e pjerrësisë së kurbës së të ardhurave margjinale.

Në rastin e tregut të parregulluar, monopoli natyror do të përpiqet të prodhojë në nivelin ku të ardhurat marxhinale janë të barabarta me kostot marxhinale, duke pasur parasysh maksimizimin e fitimit. Si pasojë, kostot marxhinale janë më të ulta se çmimi i vendosur, që nënkupton inefiçensë alokative (d.m.th. mungesë kërkese dhe çmim shumë të lartë për disa konsumatorë). Një rregullim i tillë do të rezultojë në prodhimin Q_m për vlerën P_m të çmimit.

Në kundërshtim me rregullin e maksimalizimit të fitimit, niveli i çmimeve të arsyeshme shoqërore lidhet në nivelin ku çmimi është e barabartë me koston marxhinale. Kjo nënkupton prodhimin e sasisë Q_s për nivelin P_s të çmimeve. Në këtë rast, kompania do të shesë nën nivelin e kostove të saj mesatare, gjë që nuk është e qëndrueshme, sepse firma nuk do të mbijetojë në terma afatgjatë. Prandaj, këtu lind nevoja për Entin rregullator. Enti rregullator përcakton një çmim midis maksimalizimit të fitimit dhe pikës optimale shoqërore. Enti rregullator vendos një çmim tavan që lejon që kompania të jetë rentabël, dhe të fitojë mjaftueshëm për të mbijetuar dhe për të mundësuar rikuperimin e kapitalit.
Rregullimi i sektorit të rrjetit të gazit duhet të rezultojë në tre objektiva:

- **Stabiliteti ekonomik** – Operatori i gazit duhet të jetë në gjendje të financojë aktivitet e punës dhe investimet e nevojshme, në mënyrë që të

mund të vazhdojë të operojë në të ardhmen.

- **Pariteti** – Pariteti nënkupton barazinë në lidhje me shpërndarjen e të mirave materiale midis anëtarëve të shoqërisë. Meqë stabiliteti nënkupton se kompania duhet të fitojë mjaftueshëm, pariteti nënkupton se norma e fitimit nuk duhet të jetë "shumë e lartë" në krahasim me investimet e tjera me shkallë të ngjashme rreziku. Ky kriter përcakton kufijtë e sipërm të të ardhurave për kompaninë operatore. Pariteti mund të kërkojë që asnjë nga kategoritë e konsumatorëve të mbajnë një pjesë disproporcionalisht më të madhe të pagesave, në krahasim me kostot që ata shkaktojnë. Në thelb, do të thotë se nuk lejohet që një kategori konsumatorësh të subvencionojë një kategori tjetër konsumatorësh (ndër-subvencionim).

- **Efiçenca** – Ka dy anë të efiçensës; efiçensë alokative dhe produktive. Efiçenca alokative kërkon që mallrat të shpërndahen për ata të cilët marrin përfitimet më të mëdha nga këto mallra. Në një treg konkurrues, efiçenca alokative mund të arrihet duke siguruar që çmimet janë të përafërta me kostot marxhinale të prodhimit të të mirave materiale. Me vendimin e tyre për të blerë ose jo një të mirë materiale me çmimin mbizotërues, konsumatorët tregojnë se sa ata e vlerësojmë atë mall. Në qoftë se çmimi është shumë i lartë, vetëm konsumatorët që e vlerësojnë lartë do t'i blejnë mallrat, gjë që siguron që një mall i cili është i shtrenjtë për t'u prodhuar ndahet vetëm midis atyre që e vlerësojnë atë më shumë. Efiçenca produktive nënkupton që mallrat dhe shërbimet duhet të prodhohen me çmim sa më të ulët që të jetë e mundur duke respektuar të njëjtin nivel të cilësisë.

Si përmbledhje, qëllimet e rregullimit mund të përmblidhen si më poshtë:

- Të inkurajojë menaxhimin e kompanisë për të vepruar në mënyrë efikase,

- T'i japë udhëzime kompanisë për të rritur sigurinë për konsumatorët dhe për punonjësit e kompanisë,

- Krijimi i standardeve për një nivel performance që është i dëshiruar nga komuniteti,

- Aplikimi i çmimeve të ndryshme të justifikuara ekonomikisht dhe shoqërisht për grupe të ndryshme konsumatorësh.

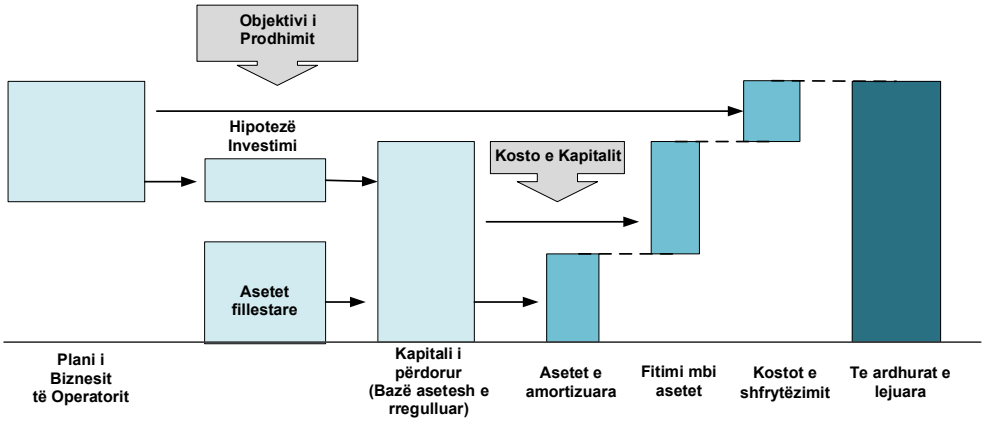
- T'i ofrojë operatorit një nivel fitimi të arsyeshëm që duhet të jetë në porporcion me nivelin e riskut.

6 Modele të mundëshme të sistemit rregullator të gazit

Para se të bëjë përcaktimin e tarifave, en ti rregullator duhet të përcaktojë shumën e të ardhurave që operatori i transmetimit të gazit ka të drejtë të mbledhë për të mbuluar shpenzimet në rrjet. Këto quhen të ardhurat e lejuara. Mbasi janë përcaktuar të ardhurat e lejuara, tarifat përcaktohen në mënyrë të tillë që shuma e tyre të mos tejkalojë të ardhurat e lejuara.

Enti rregullator ka në dispozicion opsione të ndryshme për të përcaktuar të ardhurat e lejuara, duke përfshirë kostot e shërbimit dhe rregullimin e bazuar mbi incentivat, të cilat janë përshkruar më hollësisht në kapitujt në vijim. Sidoqoftë, sasia e të ardhurave të lejuara është e njëjtë pavarësisht mënyrës së përdorur. Figura në vijim tregon elementët kryesorë që duhet të merren parasysh gjatë përcaktimit të të ardhurave të lejuara. Të gjithë elementët e të ardhurave të lejuara shtjellohen me hollësi në kapitujt në vijim.

Figura 6-1 Mënyra e përgjithshme për përcaktimin e të ardhurave të lejuara



Referenca: [3]

6.1 Rregullimi i normës së fitimit

Për shumë vite, metoda kryesore për rregullimit e tarifave e përdorur nga shumica e autoriteteve rregullatore ishte ajo e bazuar mbi **normën e fitimit**, e njohur gjithashtu si metoda e **kostos së shërbimit**. Metoda e bazuar mbi normën e fitimit bën të mundur që operatori të faturojë çmimet që e lejojnë atë të mbulojë shpenzimet e veta operative dhe të marrë një normë të arsyeshme fitimi që justifikon vlerën e kapitalit të derdhur. Kur çmimet mbeten mbrapa në krahasim me shpenzimet e kompanisë, kompania mund të kërkojë përcaktimin e çmimeve të reja.

Ky koncept rregullator dukej se garantonte që operatori mbulonte shpenzimet e veta dhe se kostoja e kapitalit do të ishte relativisht e ulët, por kjo nuk i ka stimuluar operatorët për t'i mbajtur koston e operimit të ulta. Në mënyrë që të inkurajonin efikasitetin, disa nga rregullatorët në Shtetet e Bashkuara filluan të aplikojnë praktikën e rivlerësimit të kujdesshëm, e cila kishte si qëllim vlerësimin e

domosdoshmërisë të investimit. Nëse mbas rivlerësimit një investim nuk konsiderohej i matur nga ana financiare, rregullatori nuk lejonte që ky investim të bëhej pjesë e bazës rregullatore të aseteve. Teorikisht, praktika e rivlerësimit duket tërheqëse, por ajo çon në komplikimin e skemës së menaxhimit të kompanisë. Për më tepër, rivlerësimi kryhet mbas njëfarë kohe, kështu që në momentin kur bëhet rivlerësimi, investimi mund të konsiderohet i panevojshëm edhe pse ai mund të kishte qenë racional në kohën kur u mor vendimi.

Norma e lejuar e fitimit duhet të jetë e mjaftueshme që të kompensojë investitorët (pronarët dhe kreditorët) dhe të jetë atraktive për të tërhequr investime të reja. Kjo normë e lejuar fitimi ofron një shkallë "normale" të fitimit, që është e ngjashme me fitimet që investitorët do të merrnin nëse do të investonin në aktivitete të tjera me nivel të krahasueshëm risku.

Mbasi përcaktohet niveli i tarifave, ato qëndrojnë të pandryshuara deri në rivlerësimin pasardhës. Nëse operatori i ul kostot operative më poshtë se parashikimet, kompania përfiton një normë më të lartë fitimi. Përkundrazi, nëse shpenzimet janë më të larta se parashikimet, norma e fitimit bie. Interesi i operatorëve për të reduktuar kostot rritet nëse periudha midis rivlerësimeve zgjatet. Nëse vlerësimet tarifore janë të shpeshta atëherë operatorët nuk do të ketë incentiva të mjaftueshme për të reduktuar kostot operative.

Të ardhurat e lejuara sipas metodës së normës së fitimit llogaritet sipas ekuacionit:

$$AL = OP + A + r \cdot VBA + T - AS$$

ku:

AL – të ardhurat e lejuara
OP – shpenzimet operative dhe mirëmbajtja (përfshin materialet dhe pjesët e këmbimit, mirëmbajtjen, personelin dhe shpenzime të tjera.)
A – amortizimi (që llogaritet si pasuri bruto e kompanisë)
r – norma e lejuar e fitimit (interesi mesatar i ponderuar për burimet financiare afatgjatata të kompanisë)
VBA – vlera bruto e aseteve (asetet që janë vënë në punë për të siguruar shërbimet minus zhvlerësimin e akumuluar të aseteve)
T – taksat (taksat mbi fitimin, të ardhurat, pronën, etj.)
AS – të ardhura shtesë (të ardhura që rrjedhin nga shitja e pronave dhe të ardhurave të tjera që nuk lidhen direkt me shërbimin)

Rregullimi sipas metodës së normës së fitimit ka avantazhe dhe disavantazhe që janë:

AVANTAZHET

- Çmimet mund të ndryshohen bazuar në ndryshimin e kushteve të kompanisë. Kur kompania siguron fitim më të lartë se sa norma e lejuar, rregullatori mund të ulë tarifat në mënyrë të kthejë normën e fitimit në nivelin e normës së paracaktuar. Në të kundërtën, në qoftë se kompania fiton më pak nga sa ishte paracaktuar, rregullatori mund të rrisë tarifat.

- Përsa kohë që rregullatori vlerëson si duhet kostot e kapitalit, investitorët kanë shanse të mira për të rikuperuar kapitalin të cilat janë në përpjesëtim të drejtë me rrezikun dhe kështuqë janë të gatshëm për të bërë investime.

- Meqë qëllimi kryesor i kësaj metode është që të mundësojë kompaninë për të mbuluar shpenzimet e saj, kjo metodë siguron stabilitet financiar.

DISAVANTAZHET

- Nuk inkurajon kompanitë operatore për të rritur efikasitetin nëse tarifat rishikohen shumë shpesh.

- Theksi që vihet mbi mbulimin e shpenzimeve në këtë metodë krijon shqetësimin që kompanitë mund të veprojnë në mënyrë joefikase. Meqë norma e fitimit është e lidhur ngushtë me bazën rregullatore të aseteve, rritja e investimeve çon në rritjen e aseteve të rregulluara dhe si pasojë rritjen e të ardhurave të lejuara. Pra, kompania operatore mund të ketë tendencë për të bërë investime të panevojshme, fenomen i njohur si efekti *Averch-Johnson*.

- Nëse norma e fitimit është më e ulët se sa kostoja e kapitalit, operatori refuzon të bëjë investime të mëtejshme në rrjet dhe si rrjedhim kostot operative rriten, duke shkaktuar joefikasitet ekonomik.

6.2 Rregullimi i bazuar mbi incentivat

Në rregullimin e bazuar mbi incentivat, i njohur gjithashtu si "*rregullimi tavan*", qoftë çmimet, ose të ardhurat përcaktohen paraprakisht, duke i lejuar kompanisë të përfitojë nga çdo kursim i bërë gjatë periudhës rregullatore. Në fund të periudhës rregullatore, çmimet ose të ardhurat, rillogariten në mënyrë që t'i sjellë ato përsëri në përputhje me kostot dhe për t'ja kaluar të mirat e efikasitetit konsumatorëve.

Tavani i referohet kufirit të sipërm që është vendosur për çmimet ose të ardhurat, duke përcaktuar termat "tavani i çmimeve" dhe "tavani i të ardhurave". Në përcaktimin e tavanit, rregullatori duhet të sigurojë që ai është i mjaftueshëm për të mbuluar në mënyrë efikase jo vetëm kostot e mirëmbajtjes dhe ato operacionale, por edhe rikuperimin e kapitalit ekzistues dhe të investimeve të bëra.

Një ndryshim parimor midis rregullimit sipas tavanit të çmimit dhe tavanit të të ardhurave është në mënyrën se si ato i përgjigjen ndryshimeve në sasinë e kërkuar. Bazuar mbi rregullimin sipas tavanit të çmimeve, të ardhurat e kompanisë lidhen me nivelin e kërkesës, kështu që ndryshimet e papritura të kërkesës rrezikojnë kompaninë operatore. Ndërsa bazuar mbi rregullimin sipas tavanit të të ardhurave, niveli i të ardhurave është i garantuar, dhe kështu rreziku i ndryshimit të kërkesës nuk mbartet nga kompania operatore.

6.2.1 Rregullimi sipas tavanit të çmimeve

Në sistemin rregullator sipas tavanit të çmimeve i njohur ndryshe edhe si RPI-X[1],

rregullatori vendos një çmim fillestar P_0. Çmimi modifikohet çdo vit sipas një formule që bazohet mbi nivelin e inflacionit minus një ndryshim të pritur në vlerësimin e produktivitetit.

Ka dy tipe të dallueshme të sistemit rregullator sipas tavanit të çmimeve:

- **Tavan individual i çmimeve** - rregullatori vendos një tavan maksimal për çdo çmim individual. Kjo është forma më e drejtpërdrejtë e kontrollit të çmimit, por ajo është aplikuar vetëm në situata ku numri i shërbimeve të ofruara është i vogël dhe i qëndrueshëm dhe kostot janë lehtësisht të identifikueshme.

- **Shporta e tarifave** - Çmimet janë grupuar në një apo më shumë shporta mbi bazën e shërbimeve për të cilat ato aplikohen. Një çmim mesatar i ponderuar për shportën llogaritet dhe një kufi i sipërm apo një "tavan" aplikohet më pas për çmimin mesatar të ponderuar.

Rregullatori mund të zgjedhë dy rrugë; ose të lejojë kompaninë operatore për të përcaktuar tarifën kundrejt konsumatorëve fundorë ose të hartojë vetë tarifën për konsumatorët fundorë për të parandaluar transmetimin e kostove nga një klasë konsumatorësh te një klasë tjeter konsumatorësh.

Ideja e sistemit rregullator sipas tavanit të çmimeve shprehet me formulën e mëposhtme:

$$P_t = P_{t-1} \cdot (1 + RPI_t - X) \pm Z$$

Ku:

P_t – çmimi maksimal që kompania mund të tarifojë për shërbimet në vitin t

P_{t-1} – çmimi maksimal që kompania mund të tarifojë për shërbimet në vitin t-1

RPI_t – amortizimi (që llogaritet si pasuri bruto e kompanisë)

X – faktori i produktivitetit

Z – faktor rregullues për të marrë në konsideratë ngjarje të paparashikueshme, përtej kontrollit të operatorit të gazit, si katastrofat natyrore, ndryshime në legjislacionin mjedisor, rritje të taksave, etj.

Me qëllim që të zbatohet një sistem rregullator sipas tavanit të çmimeve, duhet të përcaktohet një çmim fillestar. Çmimi fillestar llogaritet si në rastin e normës së fitimit. Kjo do të thotë se çmimi fillestar për çdo shërbim bazohet kryesisht në kostot e alokuara të kontabilitetit. Çmimi fillestar llogaritet sipas ekuacionit të mëposhtëm:

$$P_{n,0} = \left(C_{n,t-1} + A_{n,t-1} + (r \cdot VBA)_{n,t-1} + T_{n,t-1} + ADR_{n,t-1}\right)/Q_{n,t-1}$$

Ku Q përfaqëson sasinë e produkteve të shitura. Siç u tha tashmë, çmimi fillestar mund t'i referohet çmimit individual të shërbimit apo shportës së shërbimit.

Rregullimi i pragut të çmimit bazohet në tri parime kryesore të cilat janë: gjatësia e periudhës rregullatore, niveli i produktivitetit (X) dhe inflacioni i çmimeve (indeksi RPI):

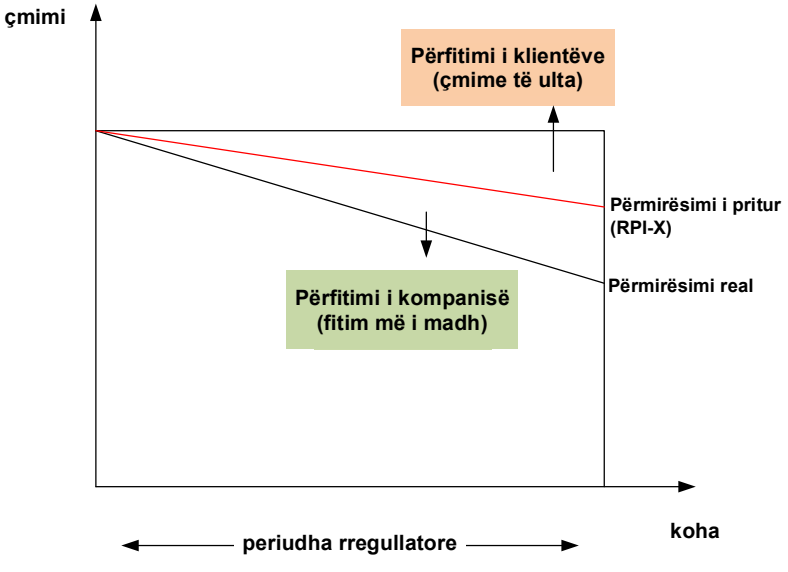
- **Gjatësia e periudhës rregullatore:** Kjo duhet të jetë e arsyeshme, sepse rregullatori duhet të sigurojë që dallimi ndërmjet produktivitetit aktual dhe përmirësimeve të pritura mbahet vetëm për një periudhë të caktuar.

- **Niveli i produktivitetit (X):** Nëse rregullatori është në gjendje të parashikojë saktësisht përmirësimet e produktivitetit të kompanisë në të ardhmen ai mund të përcaktojë faktorin X mbi këtë bazë. Rrjedhimisht, kompania nuk do të ketë fitim të ekzagjeruar, dhe në të njëjtën kohë garantohet stabiliteti financiar i kompanisë. Faktori X duhet të jetë mjaftueshmërisht i ulët për t'i siguruar kompanisë të ardhurat e duhura, dhe mjaftueshmërisht i lartë që konsumatori të përfitojë nga përmirësimet e vazhdueshme të produktivitetit.

- **Inflacioni i çmimeve (indeksi RPI)**: Çmimet modifikohen mbi bazën e inflacionit meqë kostoja e mallrave dhe shërbimeve ndryshon me kalimin e kohës dhe këto kosto janë përtej kontrollit të kompanisë. Gjatë periudhës rregullatore, kostot e shërbimeve jo domosdoshmërisht rriten në përpjestim të drejtë me sasinë e investimeve apo të prodhimit. Në qoftë se një kompani operatore përdor asetet e saj në mënyrë më produktive, kostot rriten më pak se shuma e kontributeve të përdorura dhe e kundërta. Prandaj, ndryshimet në produktivitet duhet të llogariten.

Figura në vijim paraqet ndryshimin e çmimeve të bazuar në metodën e çmimeve tavan. Nëse vlera e faktorit X është pozitive, çmimi real do të ulet, gjë që përfaqëson përfitim për konsumatorin. Nëse kompania operatore arrin të zvogëlojë shpenzimet nëpërmjet përmirësimit të efikasitetit të saj në një nivel më të ulët nga sa i kërkohet nga rregullatori, ajo merr fitime shtesë.

Figura 6-2 Rregullimi i bazuar mbi metodën e çmimeve tavan



6.2.2 Rregullimi sipas tavanit të të ardhurave

Në rregullimin sipas tavanit të të ardhurave, rregullatori vendos një tavan fillestar të të ardhurave maksimale të lejuara. Njëlloj si në metodën e çmimeve tavan, formula për përcaktimin e të ardhurave të lejuara është përshtatur me inflacionin vjetor dhe faktorin korrigjues (X) të lidhur me përmirësimet e pritura në produktivitet. Por, të ardhurat mund të ndikohen edhe nga faktorë që janë përtej kontrollit të kompanisë operatore.

Ideja e rregullimit sipas tavanit të të ardhurave paraqitet me formulën e mëposhtme:

$$R_t = R_{t-1} \cdot (1 + RPI_t - X) \pm Z$$

Ku:

R_t – maksimumi i lejuar i të ardhurave në vitin t
R_{t-1} – të ardhurat e lejuara maksimale në vitin t-1
RPI_t – rritja e pritshme e inflacionit vjetor në vitin t
X – faktori i produktivitetit
Z – faktor rregullues për të marrë në konsideratë ngjarje të paparashikueshme, përtej kontrollit të operatorit të gazit, si katastrofat natyrore, ndryshime në legjislacionin mjedisor, rritje të taksave, etj.

Duhet bërë një dallim midis dy tipeve të formulës tarifore sipas tavanit të të ardhurave:

- **Tavan fiks i të ardhurave**, ose tavan i pastër i të ardhurave – Në këtë tip tavani është vendosur në fillim të periudhës rregullatore si një vlerë absolute, e cila modifikohet çdo vit bazuar në inflacionin e përgjithshëm të çmimeve dhe faktorit të produktivitetit X. Ky tip është quajtur një tavan "fiks", sepse shuma e të ardhurave të lejuara normalisht nuk ndryshon automatikisht me ndryshimin e vëllimit.

- **Tavan i ndryshueshëm i të ardhurave** - Të ardhurat e lejuara (përveç inflacionit dhe faktorit X) modifikohen për të pasqyruar ndryshimet nga faktorët që ndikojnë mbi kostot, si p.sh. pikat e shpërndarjes, numri i konsumatorëve, apo gjatësia e rrjetit. Avantazhi i këtij lloji tavani është se ai lejon një rregullim automatik për disa ndryshime në kosto që janë përtej kontrollit të operatorit të shërbimit.

Në metodën e tavanit të të ardhurave, tarifat mbi përdoruesit fundorë duhet të jenë të llogaritura në atë mënyrë që të ardhurat totale të mos e kalojnë tavanin. Meqë ekziston gjithmonë mundësia që të ardhurat të jenë më të larta sesa tavani, është e rekomandueshme që të hartohet në praktikë një mekanizëm modifikimi, për të korrigjuar për shmangie të tilla.

Sugjerimi i ofruar nga ky studim është që mekanizmi rregullator i transmetimit dhe shpërndarjes së gazit në Shqipëri të bazohet mbi tavanin e të ardhurave. Për këtë arsye, ky lloj mekanizmi rregullator është shpjeguar në detaje në kapitujt në vijim.

6.3 Metodologjitë rregullatore krahasuese

Metodat rregullatore krahasuese (benchmarking methods) mund të klasifikohen si **parametrike** ose **jo-parametrike**. Metodat parametrike janë ato metoda, të cilat në mënyrë të qartë përcaktojnë formën funksionale të kostos ose të prodhimit, ndërsa për metodat jo-parametrike një përcaktim i formës funksionale nuk është i nevojshëm.

Shembujt më të zakonshëm të metodave parametrike janë; Analiza kufitare stokastike (Stochastic frontier analysis – SFA), Rrënja katrore më e vogël e zakonshme (Ordinary Least Squares - OLS), dhe Rrënja katrore më e vogël e zakonshme e korrigjuar (Corrected Ordinary Least Squares - COLS). Siç u vu në dukje tashmë, për këto metoda është e nevojshme të parameterizohet kostoja ose prodhimi në formën e një funksioni të qartë. Analiza gjithëpërfshirëse e të dhënave (Data envelopment analysis - DEA) është forma më e zakonshme e analizave jo-parametrike. Kur kryhet analiza gjithëpërfshirëse e të dhënave nuk është e nevojshme të demonstrohet funksioni i kostos apo prodhimit.

Kur kompanitë e gazit zbatojnë metodat mbi burime krahasimi dy mënyra mund të përdoren përsa i përket parametrave që do të krahasohen: (1) për të përcaktuar nëse kompanitë maksimizojnë prodhimin ose (2) nëse kompanitë minimizojnë kostot.

Për mënyrën e parë, qëllimi është të përcaktohet nëse kompanitë kanë maksimalizuar, për shembull, sasinë e gazit të transportuar nëpërmjet rrjetit për nivelin e caktuar të kostos. Për mënyrën e dytë, qëllimi është që të përcaktohet nëse kompanitë kanë minimizuar kostot për nivelin e prodhimin e ofruar. Për shembull, nëse niveli i kostove operacionale minimizohet për sasinë e klientëve të shërbyer, për gjatësinë e rrjetit, llojin e rrjetit, apo faktorë të tjerë. Duke pasur parasysh se është e sigurt të supozohet se kompanitë e gazit nuk mund të ndikojnë drejtpërdrejt në sasinë e gazit të transportuar nëpërmjet rrjetit të tyre, është pranuar në përgjithësi se krahasimi midis kompanive të rrjetit të gazit duhet të kryhet duke përdorur mënyrën e dytë: përcaktimit nëse kompanitë kanë minimizuar kostot. Prandaj, në pjesën tjetër të këtij kapitulli, ky do të merret si supozim i mirëqenë.

6.3.1 Metodat parametrike OLS, dhe COLS

Metoda parametrike OLS është më e thjeshta nga këto dy metoda. Kjo metodë lidh të dhënat mbi kostot (parametri i varur) me faktorët që ndikojnë mbi kostot (parametrat e pavarur). Në fund të kësaj metodologjie, përcaktohet një funksion i cili tregon se si luhatjet e parametrave të pavarur shpjegojnë luhatjet e parametrit të varur. Forma e përgjithshme e ekuacionit të këtij funksioni jepet më poshtë:

$$y_i = f(x_i; \beta_i) + \epsilon_i$$

Ku:

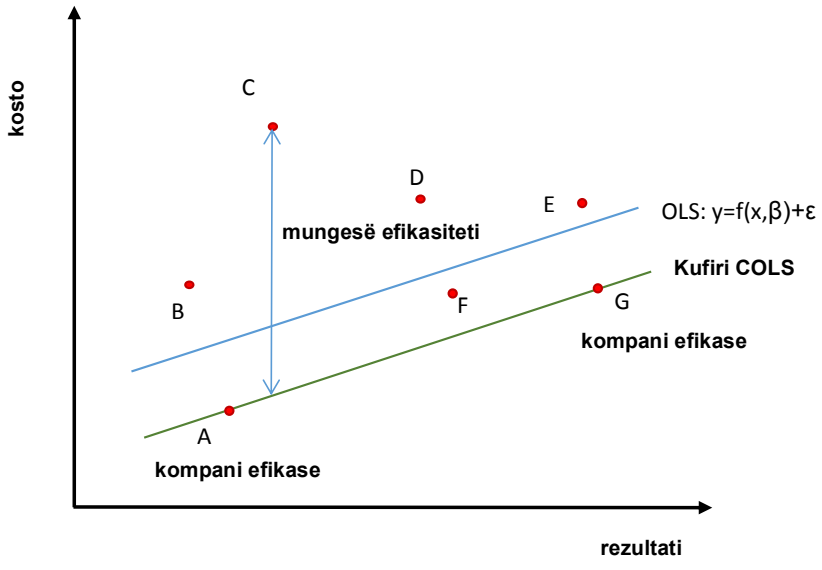
y_i – vlera e kostos
x_i – parametri i pavarur,
β_i – koeficient
ϵ_i – kufiri i gabimit
i – indeksi i kompanisë
f – forma funksionale e përdorur për të përcaktuar marrëdhënien ndërmjet x dhe y

Nëpërmjet përdorimit të metodës OLS bëhet një përpjekje për të përcaktuar një funksion midis parametrave të varura dhe të pavarura që i përshtatet sa më mirë të dhënave. Duke zëvendësuar vlerat aktuale të secilit parameter brenda funksionit të paracaktuar, parashikohen vlerat e shpenzimeve për këtë kompani ($\hat{y}_i$). Duke zbritur kostot aktuale (y_i) për çdo kompani nga kostot e vlerësuara ($\hat{y}_i$) të llogaritura mbi bazën e funksionit të paracaktuar, përcaktohet ndryshimi residual ($\hat{\varepsilon}_i$). Nëse ndryshimi është negativ, kjo do të thotë se kompania në fjalë është më pak efikase se një kompani mesatare (dmth ajo ka kosto më të larta se ato që parashikon funksioni) dhe anasjelltas.

Figura e mëposhtme ilustron parimin e metodave OLS dhe COLS. Në figurë jepet vetëm një parametër i pavarur (prodhimi), për të thjeshtuar vizualizimin. Vija blu përfaqëson funksionin OLS të përdorur. Për çdo nivel të prodhimit, vija blu tregon nivelin korrespondues të shpenzimeve. Figura tregon se kompanitë B, C, D dhe E shtrihen mbi vijën blu dhe rrjedhimisht janë më pak efikase se kompanitë mesatare. Kjo për arsyen se kostot e tyre aktuale janë më të larta se shpenzimet e parashikuara nga funksioni. Kompanitë A, F dhe G janë më efikase se firmat mesatare sepse kostot e tyre aktuale janë më të ulta se shpenzimet e parashikuara nga funksioni. Vlerat e ndryshimit rezidual për firmat A, F dhe G janë pozitive, pasi kostot e tyre janë më të ulëta se kostot e parashikuara nga funksioni.

OLS tregon tendencat mesatare, dhe si i tillë nuk ka kufij. Duke zhvendosur funksionin OLS poshtë derisa ndryshimet reziduale për të gjitha kompanitë janë negative ose zero fitohet funksioni COLS, i cili përfaqëson një kufi. Vlera e ndryshimit residual për kompanitë A dhe G është 0, ndërsa për të gjitha kompanitë e tjera, është negativ. Prandaj, sipas metodes COLS vetëm kompanitë A dhe G janë efiçente.

Figura 6-3 Metodologjia krahasuese OLS dhe COLS



Referenca: [5]

Avantazhi kryesor i metodave krahasuese është thjeshtësia e tyre. Në thelb, çdo paketë statistikore (madje edhe Excel-i) mund të kryejë OLS dhe COLS. Për më tepër, ato ofrojnë mundësinë për të kontrolluar faktorët e jashtëm që mund të ndikojnë në efikasitetin e kompanive (për shembull, karakteristikat e rrjetit).

Por në të njëjtën kohë, kjo thjeshtësi në dukje shpesh shkakton gabime të shumta ekonometrike, sepse aplikimi i këtyre metodave nuk garanton që personi që kryen analizën ka njohuri mbi çështjet ekonometrike që lidhen me këtë analizë. Kështu probleme si specifikimet, neglizhimi i parametrave, heteroskedasticiteti, dhe multikolineariteti shpesh nuk trajtohen siç duhet. Për më tepër, nevoja për të përcaktuar formën më të përshtatshme të ekuacioneve për kryrjen e analizës mund të jetë e diskutueshme.

Mangësitë e mësipërme mund të shmangen nëse analizat bëhen siç duhet. Megjithatë, disavantazhi kryesor i këtyre dy metodave është se ato nuk janë në gjendje të dallojnë inefiçiencat teknike nga zhurma statistikore (gabimet statistikore si pasojë e gabimeve në raportimin e të dhënave).

6.3.2 Analiza Stokastike Kufitare (ASK)

ASK është një model ekonometrik krahasues, i cili ndryshon nga OLS dhe COLS në disa aspekte të rëndësishme. Së pari, ASK është e bazuar në analizën probabilistike për vlerësimin e parametrave, ndërsa OLS dhe COLS janë të bazuara në rrënjët katrore më të vogël të zakonshme.

Karakteristika e dytë e rëndësishme e ASK është se kjo bën të mundur ndarjen e inefiçiences teknike nga zhurma statistikore. Për këtë arsye është e nevojshme të bëhen supozime në lidhje me karakteristikat e shpërndarjes së variacioneve statistikore dhe inefiçiencës teknike. Formalisht, ekuacioni i ASK merr formën e mëposhtme:

$$y_i = f(x_i; \beta_i) + u_i + v_i$$

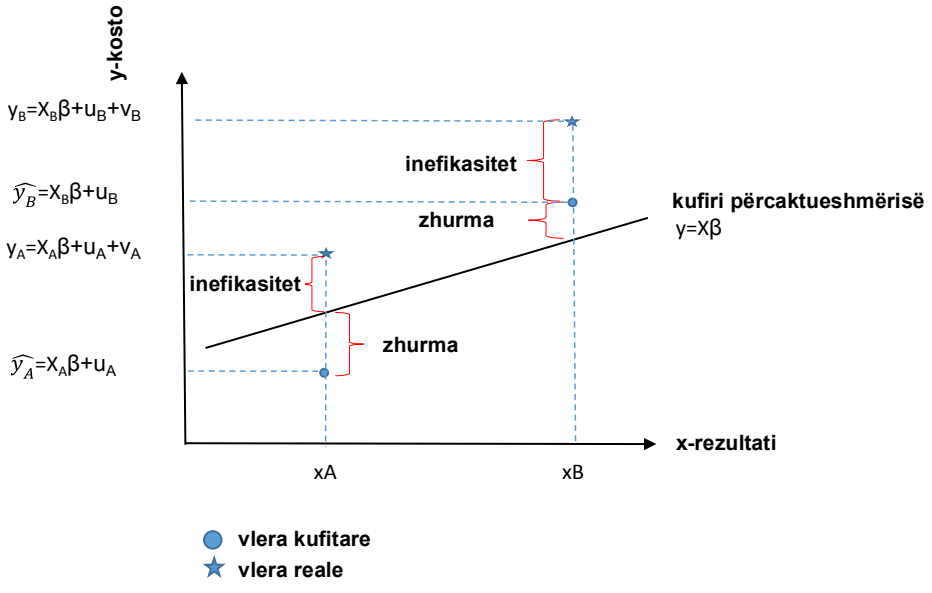
Ku u_i - i referohet variacionit statistikor dhe v_i - i referohet joefikasitetit. Parametri u_i mund të marrë vlera negative dhe pozitive (gabim simetrik), ndërsa v_i mund të marrë vetëm vlera pozitive. Siç ishte rasti me OLS dhe COLS, gabimi vjen për shkak të gabimeve të matjes, neglizhimit të ndonjë parametri të rëndësishëm, ose gabimeve në rrumbullakimin e parametrave që rezulton nga zgjedhja e formës funksionale të ekuacionit.

Figura në vijim përshkruan modelin ASK. Vetëm një ndryshor i pavarur (x) është paraqitur për të lehtësuar vizualizimin. Për thjeshtësi, dy kompani janë paraqitur. Kompania A shpenzon x_a për të prodhuar q_a që paraqitet si një yll blu. Kompania B shpenzon x_b për të prodhuar q_b që paraqitet gjithashtu si një yll blu. Siç mund të shihet nga figura, shpenzimet e të dy kompanive janë mbi vijën e përcaktuar, duke lënë të kuptohet se kompanitë janë joefikase, dmth kanë kosto më të larta se ato që parashikohen nga modeli. ASK mund të përcaktojë deri në çfarë mase joefikasiteti vjen si shkak i variacionit statistikor dhe deri në çfarë mase vjen thjesht për shkak të mosefikasitetit teknik. Në qoftë se përjashtohet paaftësia teknike, niveli i prodhimit të kompanisë A do të jetë $\ddot{y_A}$, dhe i kompanisë B do të jete $\ddot{y_B}$, dhe këto përfaqësojnë vlerat kufitare.

Prodhimi për kompaninë A qëndron poshtë kufirit për shkak të vlerës negative të parametrit të variacionit statistikor, ndërsa prodhimi i kompanisë B qëndron sipër kufirit. Nga ana tjetër, të dy rezultatet aktuale të kompanisë A dhe B shtrihen mbi kufirin. Në praktikë, rezultate të tilla janë të zakonshme. Prodhimi aktual mund të qëndrojnë nën kufirin vetëm në rast kur termi i zhurmës statistikore anulon joefikasitetin. Nga ana tjetër, prodhimet priren të jenë të shpërndara rreth kufirit për shkak të parametrit të zhurmës statistikore i cili është mesatarisht zero, por mund të marrë edhe vlera pozitive edhe negative.

Siç u tha në fillim, përparësia kryesore e ASK është aftësia për të veçuar paefektshmërinë nga zhurma statistikore. Megjithate, ASK nuk është pa të meta. Kritika më e madhe ndaj ASK është se ajo është shumë e ndjeshme ndaj pranisë së ekstremeve. Nëse ka kompani që janë në ekstrem, mund të rezultojë që ASK përcakton shumicën e firmave si të efektshme.

Figura 6-4 Kufiri stokastic i prodhimit



Referenca: [6]

6.3.3 Analiza Gjithëpërfshirëse e të Dhënave (AED)

AED është një teknikë jo-parametrike që përdor programimin linear për të përcaktuar kompanitë që funksionojnë më mirë. Ndryshe nga metodat ekonometrike, AED nuk kërkon specifikimin e funksionit të kostos. Duke përdorur të dhënat mbi të ardhurat dhe shpenzimet për çdo kompani, DEA ndërton një firmë virtuale për çdo kompani aktuale. Nëse kompania virtuale prodhon më shumë se kompania aktuale, atëherë kompania aktuale është joefiçente.

AED përdor të dhënat për kompani të ndryshme dhe efikasitetin e tyre në përdorimin e inputeve të ndryshme për të prodhuar të njëjtat rezultate për të përcaktuar një kufi të prodhimit. Le të supozojmë se tri kompani të ndryshme: A, B, dhe C që përdorin një input për të prodhuar dy produkte të ndryshme; produktin X dhe produktin Y. Tabela në vijim tregon sasinë e inputeve të përdorura dhe produkteve të prodhuara.

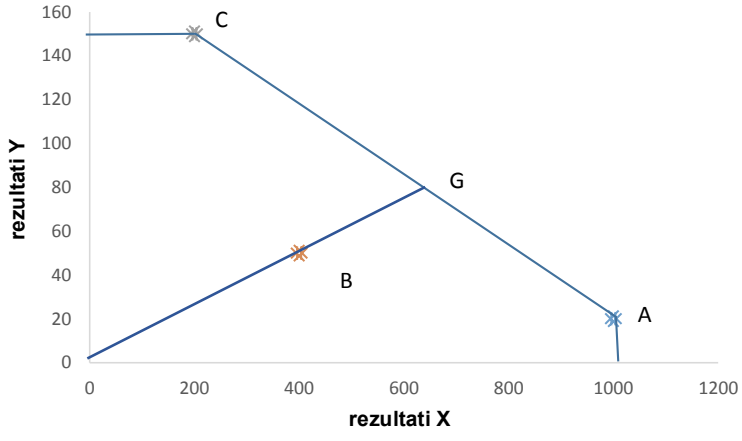
	Shpenzimet	Prodhimi	
Firm		Produkti X	Produkti Y
A	20	1000	20
B	*20*	*400*	*50*
C	10	200	150

Tabela 6-1 Shembull i metodës AED

Në kushtet e prodhimit, kompania A prodhon më shumë produkt X, se dy të tjerat. Në anën tjetër, kompania C prodhon më shumë produkt Y, se dy të tjerat. Kompania B, është në mes, në aspektin e prodhimit të produkteve X dhe Y. Prandaj, nga tabela është e vështirë për të përcaktuar efikasitetin e çdo kompanie.

Bazuar në të dhënat e tri kompanive, një kufi i prodhimit është zhvilluar, që paraqitet me vijë blu në figurën më poshtë. Nga figura shihet se kompanitë A dhe C veprojnë në kufirin e efikasitetit, ndërsa kompania B ndodhet poshtë kufirit. Niveli efikas i aktiviteteve për kompaninë B është pika G.

Figura 6-5 Analiza gjithëpërfshirëse e të dhënave



Avantazhi kryesor i kësaj metode është se nuk është e nevojshme për të bërë supozime në lidhje me formën funksionale të funksionit të prodhimit apo kufirit të gabimit. Por në të njëjtën kohë, mungesa e specifikimit të modelit nuk lejon të përcaktohet se sa mirë i përshtatet analiza (është e vështirë për t'u përcaktuar se cili specifikim funksionon më mirë). Nga ana teorike, AED përcakton të gjithë shmangiet nga kufiri i efikasitetit, por shmangiet nga kufiri efikasitetit mund të vijnë për shkak të arsyeve të ndryshme si gabimi në matje, faktorët ekzogjenë, dhe mosaplikimi i parametrave përkatës.

6.3.4 Shënime përmbyllëse

Në fazat fillestare të rregullimit të rrjetit të gazit, nuk është e këshillueshme të përdoren metodat krahasuese për arsye praktike. Së pari, për shkak të mungesës së përvojës në rregullimin e tregut të gazit, do të duhet pak kohë për të gjetur modelin më të përshtatshëm rregullator. Së dyti, dhe ndoshta më e rëndësishmja, metodat krahasuese mbështeten mbi një sasi të madhe të dhënash, që mund të mundësohen vetëm me kalimin e kohës. Por edhe pse metodat krahasuese nuk mund të konsiderohen si opsioni i duhur në fazat fillestare të zhvillimit të rrjetit, duhet të ndërmerren hapat për të filluar zbatimin e këtyre metodave sa më shpejt të jetë e mundur. Sidoqoftë, metodat krahasuese në vetvete nuk janë shkenca ekzakte, prandaj, zhvillimi dhe zbatimi i tyre mund të marrë kohë.

6.4 Përmbledhje e modeleve të mundshme rregullatore

Modelet e mundshme rregullatore janë përmbledhur në tabelën e mëposhtme.

RREGULLIMI I NORMËS SE FITIMIT	
Kjo metodë lejon operatorin që të faturojë çmimet që mundësojnë mbulimin e shpenzimeve operative dhe i mundëson një normë të drejtë fitimi që justifikon vlerën e kapitalit të derdhur. Kur çmimet nuk mbulojnë dot më kostot e kompanisë operatore, kompania mund të kërkojë ndryshim të çmimeve.	
FORMULA LLOGARITËSE	$AL = OP + A + r \cdot VBA + T - AS$ AL - të ardhurat e lejuara OP - shpenzimet operative dhe të mirëmbajtjes A – amortizimi i aseteve r - norma e lejuar e fitimit VBA - vlera bruto e aseteve të kompanisë T – taksat AS – të ardhura shtesë
AVANTAZHET	• Norma e lejuar e fitimit bazohet në kostot (shpenzimet e kryera nga kompania operatore) • Konceptualisht e thjeshtë
DISAVANTAZHET	• Meqë çmimet përcaktohen në atë mënyrë që lejojnë kompaninë të rikuperojë shpenzimet dhe të fitojë një normë fitimi të arsyeshme, kompania nuk ka incentiva për të pakësuar kostot dhe për të rritur efikasitetin. • Efekti *Awerch - Johnson* – kompania është e interesuar të investojë në mënyre eksesive, dmth investimet mund të fryhen dhe të ekzagjerohen. • Kosto të konsiderueshme rregullatore: nënkupton që kompania dhe enti rregullator shpenzojnë kohë dhe energji në këtë proces rregullator, e cila përkthehet në kosto për kompaninë operatore. • Në mënyrë që të vlerësojë nëse kostot e faturuara dhe investimet janë kryer në mënyrë të drejtë, enti rregullator duhet të përfshihet në mikromenaxhimin e kompanisë operatore.

RREGULLIMI SIPAS TAVANIT TË ÇMIMEVE	
Në rregullimin sipas tavanit të çmimeve i njohur ndryshe edhe si RPI-X1, rregullatori vendos një çmim fillestar P0. Çmimi modifikohet çdo vit sipas një formule që bazohet mbi nivelin e inflacionit dhe ndryshimit të pritur të produktivitetit. Me këtë metodë kompania operatore përfiton nëse efikasiteti rritet gjatë periudhës së qëndrueshme rregullatore. Në fund të periudhës rregullatore çmimet rishikohen që të reflektojnë koston e ulur dhe për t'ia kaluar një pjesë të përfitimit konsumatorevë.	
FORMULA LLOGARITËSE	$P_t = P_{t-1} \cdot (1 + RPI_t - X) \pm Z$ P_t - çmimi maksimal që kompania mund të tarifojë për shërbimet në vitin t P_{t-1} - çmimi maksimal që kompania mund të tarifojë për shërbimet në vitin t-1 RPI_t – rritja e pritshme e indeksit të çmimeve të shitjes me pakicë në vitin t X – faktori i produktivitetit Z – faktor rregullues për të marrë në konsideratë ngjarje të paparashikueshme, përtej kontrollit të operatorit.
AVANTAZHET	• Nxit kursimet dhe rritjen e efikasitetit • Ka nevojë për më pak informacion sesa rregullimi sipas normës së fitimit

	• Kompania përfiton nga shkurtimi i kostove • Çmimet janë të stabilizuara brenda periudhës rregullatore.
DISAVANTAGES	• Incentivat për të ulur kostot mund të shkaktojnë rënie të cilësisë • Vështirësia për llogaritjen e faktorit X • Kompania operatore mbart të gjitha risqet nëse ndodhin rënie të paparashikuara të kërkesës

RREGULLIMI SIPAS TAVANIT TË TË ARDHURAVE	
Në rregullimin sipas tavanit të të ardhurave, rregullatori vendos një tavan fillestar të të ardhurave maksimale të lejuara, i cili modifikohet sipas inflacionit dhe ndryshimeve të pritura në vlerësimin e produktivitetit në nivel vjetor. Në fund të periudhës rregullatore çmimet rishikohen që të reflektojnë koston e ulur dhe për t'ia kaluar një pjesë të kursimeve konsumatorëve.	
FORMULA LLOGARITËSE	$R_t = R_{t-1} \cdot (1 + RPI_t - X) \pm Z$ R_t - maksimumi i lejuar i të ardhurave në vitin t R_{t-1} - të ardhurat e lejuara maksimale në vitin t-1 RPIt - rritja e pritshme e inflacionit vjetor në vitin t X - faktori i produktivitetit Z - faktor rregullues për të marrë në konsideratë ngjarje të paparashikueshme, dhe përtej kontrollit të operatorit
AVANTAZHET	• Nxit kursimet dhe rritjen e efikasitetit • Ka nevojë për më pak informacion sesa RNF • Kompania përfiton nga shkurtimi i kostove • Çmimet janë të stabilizuara brenda periudhës rregullatore. • Kompania operatore nuk mbart të gjitha risqet nëse ndodhin rënie të paparashikuara të kërkesës
DISAVANTAZHET	• Incentivat për të ulur kostot mund të shkaktojë rënie të cilësisë • Vështirësia për llogaritjen e faktorit X

METODAT RREGULLATORE KRAHASUESE	
Rregullimi sipas metodave krahasuese përfshin identifikimin e një numri të caktuar operatorësh me të cilët kompania operatore mund të krahasohet. Kompanitë operatore mund të krahasohen nëse kanë minimizuar kostot për nivelin e prodhimit që kanë realizuar. Metodat krahasuese bëjnë të mundur rankimin e të gjitha kompanive sipas efikasitetit të tyre relativ nëpërmjet analizave statistikore dhe duke marrë në shqyrtim faktorë të jashtëm.	
FORMULA LLOGARITËSE	Metodat krahasuese mund të realizohen nëpërmjet analizave statistikore të mëposhtme: • Metodat parametrike OLS, dhe COLS • Analiza Stochastike Kufitare (ASK) • Analiza Gjithëpërfshirëse e të Dhënave (AED)
AVANTAZHET	• Mundësia për të përcaktuar rankimin sipas efikasitetit të kompanive që merren në shqyrtim
DISAVANTAZHET	• Kërkon sasi të madhe të dhënash • Janë komplekse për t'u zbatuar

7 Procesi i përcaktimit të tarifave të rregulluara

Pavarësisht modelit rregullator të zgjedhur, për të përcaktuar vlerën e tarifave të rregulluara duhet të ndërmerret një procedurë me katër hapa, të paraqitur si më poshtë [3]:

1) **Përcaktimi i të ardhurave të lejuara**: Operatori i Sistemit të Transmetimit të Gazit (OST-G) duhet të ketë të drejtë të mbledhë tarifa të mjaftueshme për të mbuluar kostot e operimit, duke përfshirë edhe një fitim të arsyeshëm mbi kapitalin e investuar. Prandaj hapi i parë nënkupton përcaktimin e të ardhurave të nevojëshme që i duhen për të realizuar këtë qëllim.

2) **Llogaritja paraprake (ex ante) e tarifave**, të cilat duhet të mundësojnë OST-G të mbledhë të ardhurat e nevojëshme.

3) **Mbledhja e të ardhurave** në bazë të shitjeve dhe tarifave në fuqi.

4) **Rakordimi i të ardhurave të parashikuara me ato të realizuara**.

7.1 Të ardhurat e lejuara

Përcaktimi i të ardhurave të lejuara i referohet përcaktimit të kostove që operatori i transmetimit të gazit duhet të rikuperojë. Kostot që duhet të rikuperohen janë ato që lidhen me operimin e sistemit, dmth shpenzimet operative (OPEX) dhe kostot e kapitalit të lidhura me to. OPEX përfshin shpenzimet e bëra për menaxhimin dhe operimin e rrjetit, dhe përfshin artikuj të tillë si koston e materialeve, fuqinë punëtore, shpenzimet e gazit, etj.

Duke marrë në konsideratë faktin se asetet e prekshme dhe të paprekshme konsumohen me kalimin e kohës, dhe që ato duhet të zëvendësohen pas një afati të caktuar, amortizimet dhe zhvlerësimet e aseteve konsiderohen si shpenzime që lejohet të rikuperohen përmes tarifave.

Në tregjet konkurruese, një investitor efikas merr fitim mbi vlerën e kapitalit të investuar. Duke pasur parasysh se transporti i gazit është një aktivitet i rregulluar, një operator gazi duhet të ketë një normë fitimi të arsyeshme mbi kapitalin e investuar. Duke pasur parasysh se transmetimi i gazit është një aktivitet biznesi me risk relativisht të ulët, fitimi i operatorit duhet të jetë proporcional me sasinë e rrezikut ndaj të cilit operatori është i ekspozuar.

Prandaj, të ardhurat e lejueshme përbëhen nga pikat e mëposhtme:

- Shpenzimet operative
- Amortizimi dhe zhvlerësimi

- Rikuperimi i kapitalit të investuar plus fitimin

Vlen të përsëritet se modelet rregullatore të propozuara (normë fitimi, rregullimi nëpërmjet incentivave, apo metotave krahasuese) kërkojnë në rradhë të parë që të ardhurat e lejuara të jenë të përcaktuara. Modelet ndryshojnë vetëm në mënyrën se si janë përcaktuar të ardhurat e lejuara dhe elementet që përfshihen në të ardhurat e lejuara.

7.2 Alokimi i të ardhurave të lejuara sipas zërave tariforë

Mbasi janë përcaktuar të ardhurat e lejueshme, dmth pasi enti rregullator ka përcaktuar shumën e të ardhurave që OST-G ka të drejtë të mbledhë çdo vit nga klientët e tij, është e nevojshme përcaktimi se si do të mblidhen këto të ardhura. Në thelb është e nevojshme përcaktimi i strukturës dhe vlerës së tarifave (p.sh. numri i grupeve të konsumatorëve, zërat tariforë, faturimet fikse, faturimet e ndryshueshme). Këto tarifa janë paraprake (ex ante) gjë që nënkupton se ato janë të bazuara mbi vlerat e parashikuara të parametrave që janë marrë në shqyrtim.

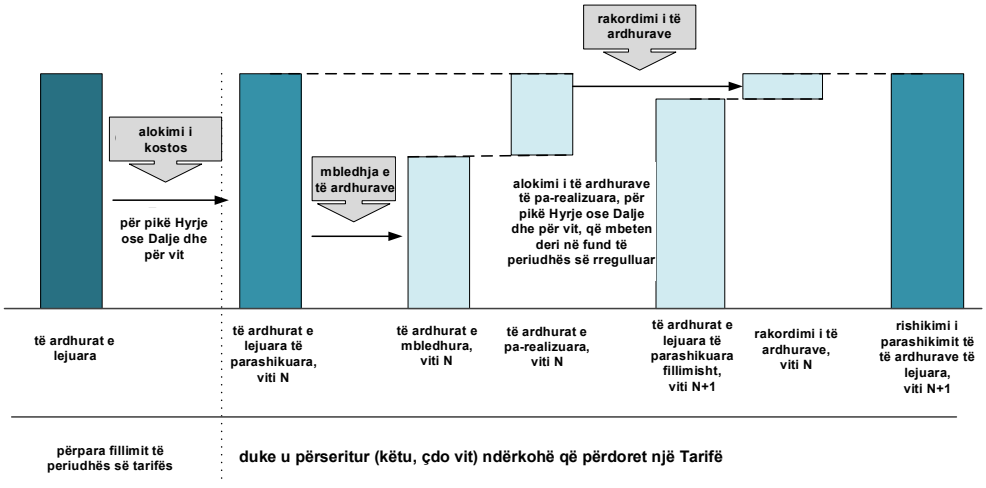
7.3 Mbledhja e të ardhurave

Pas përcaktimit të të ardhurave të lejuara dhe tarifave paraprake, OST-G përdor tarifat paraprake (ex ante) për të faturuar përdoruesit për shërbimet e tij. Në qoftë se përcaktimi i të ardhurave të lejuara dhe tarifat përkatëse është bërë në mënyrë korrekte, të ardhurat e mbledhura duhet të jenë të përafërta me të ardhurat e lejuara. Megjithatë, është plotësisht e mundur që të ardhurat e mbledhura të ndryshojnë nga të ardhurat e lejuara për shkak të ndryshimeve në vlerat e supozuara dhe ato të realizuara në lidhje me shpenzimet operative, investimet, kostot e kapitalit dhe shfrytëzimit të infrastrukturës.

7.4 Rakordimi i të ardhurave të lejuara dhe atyre të realizuara

Mbasi është përcaktuar ndryshimi midis të ardhurave të lejuara dhe atyre të realizuara (të mbledhura), është e nevojshme që të rakordohen diferencat. Zakonisht mund të lejohet një diferencë në baza vjetore midis të ardhurave të lejuara dhe atyre të realizuara për aq kohë sa ky dallim nuk është aq i madh që të ndikojë në funksionimin e kompanisë operatore. Në përgjithësi, rakordimi kryhet në periudhën e ardhshme rregullatore ku të ardhurat e lejuara rriten nëse kompania operatore ka realizuar më pak të ardhura, ose ulen nëse kompania operatore ka realizuar më shumë se të ardhurat e lejuara në periudhën e kaluar rregullatore. Figura në vijim përshkruan grafikisht procesin e rakordimit të të ardhurave.

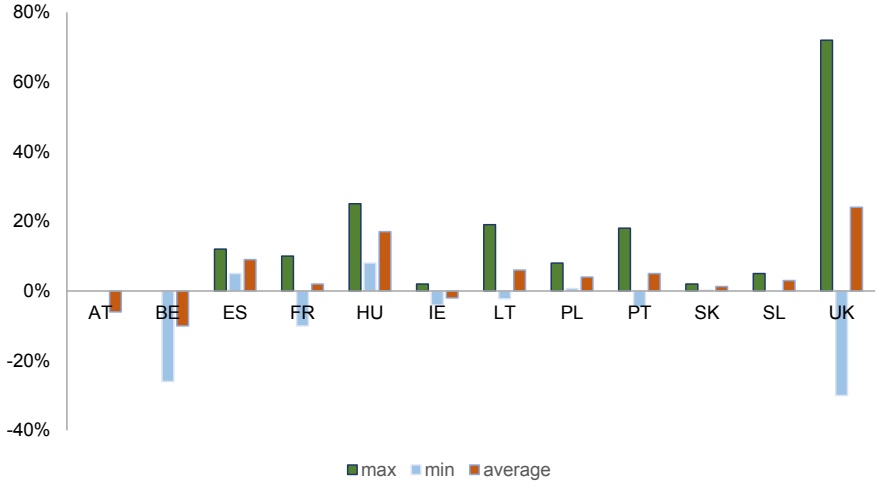
Figura 7-1 Procesi i rakordimit të të ardhurave të lejuara



Referenca: [3]

Figura 7-2 tregon disa prova mbi stabilitetin e tarifave në vende për të cilat ka të dhëna në dispozicion. Figura tregon pesë ndryshimet më të rëndësishme tarifore në periudhën 2007-2012. Në figurë jepen ndryshimet minimale, maksimale, dhe mesatarja e pesë ndryshimeve më të rëndësishme. Nga figura është e qartë se nuk është krejtësisht e pazakontë që të ardhurat aktuale të ndryshojnë në mënyrë të konsiderueshme nga parashikimet.

Figura 7-2 Ndryshimet më të rëndësishme tarifore në periudhën 2007-2012



Referenca: [3]

8 Metodologjia për përcaktimin e tarifave të gazit

8.1 Metoda rregullatore dhe mekanizmi i kontrollit të çmimeve

Rregullimi i sistemit të transmetimit të gazit duhet të arrijë qëllimet e mëposhtme:

- Të inkurajojë operatorin e sistemit të transmetimit (OST-G) që ta bëjë sa me efikas shërbimin dhe biznesin.

- Të mundësojë OST-G për të vepruar në një mjedis të qëndrueshëm, dmth të shmangë risqet të cilët nuk mund t'i minimizojë dot.

Duke pasur parasysh qëllimet e mësipërme, dhe karakteristikat ekonomike dhe financiare të transmetimit të gazit, si dhe duke marrë parasysh avantazhet dhe disavantazhet e modeleve të zakonshme rregullatore, **modeli më i përshtatshëm rregullator për transmetimin e gazit në Shqipëri duhet të bazohet në metodologjinë e tavanit të të ardhurave**. Justifikimi për këtë propozim është i bazuar në argumentet e mëposhtme:

- Ekzistenca e një operatori të vetëm nënkupton se është e vështirë për entin rregullator të bëjë krahasime me performancën e biznesit të operatorëve ndërkombëtare

- Në mënyrë që të inkurajojë rritjen e efikasitet formula rregullatore duhet të bazohet në metodat stimuluese.

Struktura e kostos së gazit dominohet nga kostot fikse të cilat janë relativisht të pandryshueshme pavarësisht sasisë së gazit që transportohet përmes rrjetit (si p.sh. zhvlerësimi i aseteve, amortizimi, norma e fitimit, dhe shpenzimet e pagave). Në rast të mekanizmit rregullator të bazuar në tavanin e çmimeve, operatori mund të mos jetë në gjendje të mbulojë të gjitha shpenzimet e tij në rast se kërkesa për gaz është më e ulët se parashikimet. Në anën tjetër, tavani mbi të ardhurat jep më shumë siguri, sepse të gjitha shpenzimet fikse kompensohen dhe të ardhurat e lejuara janë funksion i kostove fikse. Prandaj, tavani mbi të ardhurat eliminon rrezikun e kerkeses se ulet dhe në të njëjtën kohë siguron nje ambient më të qëndrueshëm biznesi.

Struktura e kostove të transmetimit të gazit dominohet nga kostot fikse që janë relativisht të pandryshueshme me sasine e gazit që transportohet nëpërmjet rrjetit të transmetimit (si zhvleresimi, amortizimi, norma e fitimit, dhe rrogat). Në mënyrë që të nxisë operatorin të sillet në mënyrë më efikase, rregullatori përdor faktorin e efikasitetit (X) për të zvogëluar normën e rritjes së shpenzimeve operative. Duke përdorur faktorin X, rregullatori inkurajon operatorin për të operuar më me efikasitet në aktivitetet e tyre.

Sipas mekanizmit rregullator të tavanit mbi të ardhurat, të ardhurat përcaktohen në

vitin që paraprin vitin e parë të periudhës rregullatore. Të ardhurat e lejuara përcaktohen në baza vjetore dhe ato duhet t'i mundësojnë kompanisë operatore të mbulojë kostot e mëposhtme:

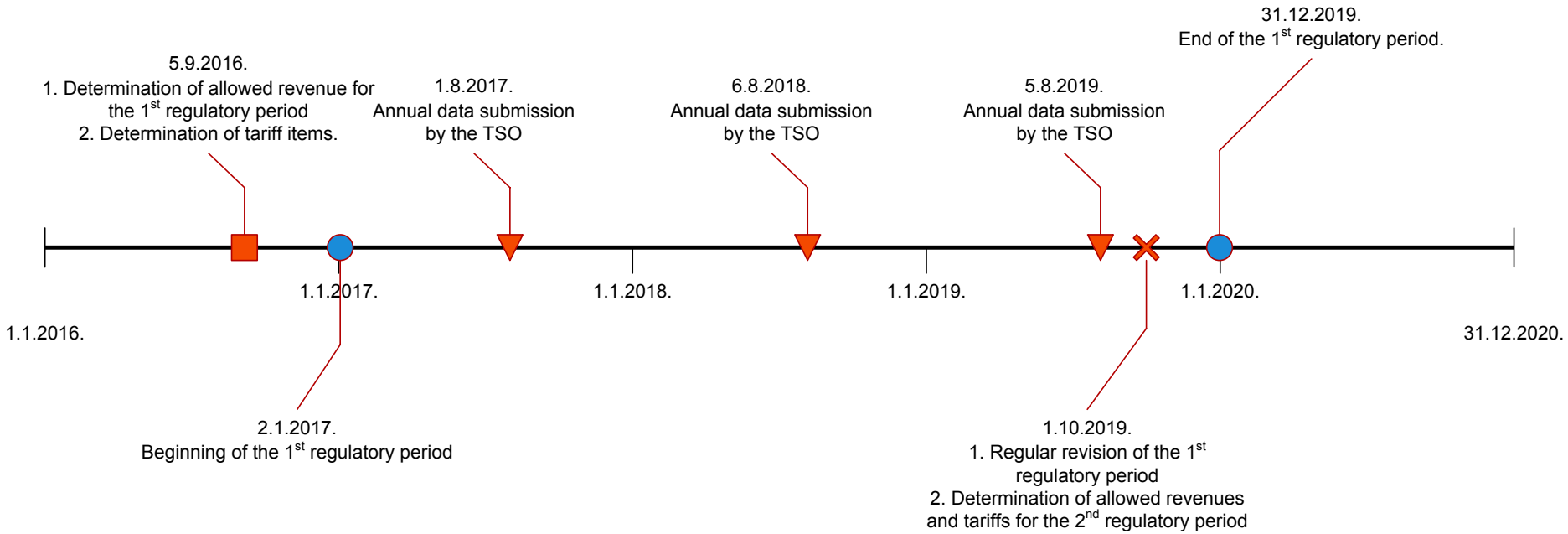
- A - Shpenzimet e amortizimit mbi asetet e prekshme dhe të paprekshme.
- OP - Shpenzimet operative (mirëmbajtja e sistemit).
- NFA – Norma e fitimit mbi bazën e rregulluar të aseteve.
- C – Faktor korrigjimi për ndryshimin midis të ardhurave të lejuara dhe atyre të realizuara midis dy vlerësimeve të fundit të të ardhurave të lejuara.

Formalisht, të ardhurat e lejuara në secilin prej viteve të periudhës rregullatore jepen nga formula e mëposhtme:

$$AL_t = OP_t + A_t + NFA_t + C_t$$

Figura 8-1 jep një shembull të procesit të përcaktimit të tarifave për një periudhë rregullatore që zgjat tri vjet, që fillon në 1 janar 2017 dhe përfundon në 31 dhjetor 2019. Para fillimit të periudhës rregullatore, operatori i gazit paraqet vlerësimet për investimet e nevojshme, shpenzimet e mirëmbajtjes dhe kërkesat e parashikuara për periudhën e ardhshme rregullatore dhe propozon tarifat sipas zërave tariforë. Bazuar në informacionet e marra, enti rregullator miraton të ardhurat e lejuara dhe tarifat për periudhën e ardhshme rregullatore. Gjatë periudhës rregullatore, OST-G duhet të raportojë në mënyrë të rregullt të dhënat mbi kostot, të ardhurat e realizuara dhe investimet e kryera në mënyrë që të lejojë entin rregullator të monitorojë zhvillimet në sektorin e gazit. Gjatë vitit të fundit të periudhës rregullatore enti rregullator përcakton dallimin në mes të ardhurave të realizuara dhe atyre të planifikuara për vitet e periudhës aktuale rregullatore, dhe diferencën e merr parasysh gjatë përcaktimit të të ardhurave të lejuara dhe tarifave për periudhën e ardhshme rregullatore.

Figura 8-1 Shembull i përcaktimit të tarifave gjatë periudhave rregullatore



8.2 Përcaktimi i periudhës rregullatore

Periudha rregullatore i referohet periudhës gjatë së cilës enti rregullator përcakton parametrat kryesorë për funksionimin e kompanisë operatore (OST-G), të tilla si faktori X dhe kostoja mesatare e ponderuar e kapitalit. Periudha rregullatore mund të zgjasë nga të paktën një vit deri në sa vjet të specifikojë enti rregullator. Në Mbretërinë e Bashkuar enti rregullator ka përcaktuar periudhën aktuale rregullatore deri në tetë vjet (nga viti 2013 deri në 2021).

Arsyeja e zgjatjes së periudhës rregullatore është që të ofrojë stimuj për OST-G për të zvogëluar shpenzimet e veta nën të ardhurat e lejuara dhe të fitojë më shumë. Nëse periudha rregullatore është shumë e shkurtër, OST-G nuk do të ketë incentivat e mjaftueshme për të zvogëluar shpenzimet. Në thelb, rregullimi nëpërmjet incentivave jep rezultate të ngjashme me ato të rregullimit të kostos së shërbimit.

Duke pasur parasysh se nuk mungon historiku i rregullimit të tregut të transmetimit të gazit në Shqipëri, shumë supozime do të duhet të bëhen për periudhën e parë rregullatore. Prandaj, nisur dhe nga mungesa e informacionit të mjaftueshëm në lidhje me funksionimin e sektorit, do të ishte e përshtatshme që periudha e parë rregullatore të jetë relativisht e shkurtër, e cila mund të konsiderohet si një fazë eksperience. **Prandaj, është propozuar që periudha e parë rregullatore të zgjasë vetëm dy vjet**. Periudha e dytë rregullatore duhet të jetë më e gjatë (tre ose katër vjet), ndërsa periudhat e mëvonshme mund të jenë më të gjata.

Para fillimit të periudhës rregullatore, enti rregullator ka nevojë për të përcaktuar pikat e mëposhtme të cilat duhet të kenë qëndruar të pandryshuara gjatë gjithë periudhës rregullatore:

- Kostoja mesatare e ponderuar e kapitalit (KMPK)
- Faktori i efikasitetit (X).

Në anën tjetër, parametrat e mëposhtëm duhet të përcaktohen në baza vjetore:

- vlera bazë e aseteve rregullatore,
- norma e fitimit mbi bazën rregullatore të aseteve[2],
- vlera e shpenzimeve operatore, dhe
- zhvlerësimi dhe amortizimi e aseteve.

Vlera e këtyre parametrave paraqet bazën për përcaktimin e të ardhurave dhe si rrjedhim edhe të tarifave për secilin nga vitet e periudhës rregullatiore.

[2] Norma e fitimit mbi bazën e rregulatore të asesteve përcaktohet duke shumëzuar koston e ponderuar të kapitalit me vlerën e pranueshme të aseteve të rregulluara

8.3 Përcaktimi i parametrave kryesorë

8.3.1 Shpenzimet operative

Shpenzimet operative përfaqësojnë të gjitha shpenzimet e justifikuara që lidhen me veprimtaritë e transmetimit të gazit, si kostoja e gazit, kostot e faturimit, kostot e matjes, kostot e mbledhjes së të ardhurave, shpenzimet e karburantit, etj. Shtojca 1 jep një shembull të kostove operative. Në parim, kostot e përmendura më poshtë nuk duhet të pranohen si shpenzime të arsyeshme operative:

- Kostot materiale që lidhen me ndërtimin e pikave të reja të lidhjes dhe pjesë të tjera të infrastrukturës të financuara nga palët e treta[3].

- Humbjet e gazit në rrjetin e transmetimit që janë më të mëdha se nivelet e paracaktuara të humbjeve të gazit (të dhëna si përqindje e xhiros). Enti rregullator duhet të përcaktojë, me një vendim të veçantë, nivelin e pranueshëm ose kufirin e sipërm të humbjeve të gazit në rrjetin e transportit duke marrë parasysh karakteristikat teknike të rrjetit. Megjithatë, duke pasur parasysh se sistemi i transmetimit do të jetë i ndërtuar rishtazi, humbjet nuk do të jenë një çështje kritike për entin rregullator.

- Shpenzimet që vijnë si pasojë e mos përmbushjes së standardeve të cilësisë (p.sh. injektimi i gazit të një cilësie jo të mirë nga ai i paracaktuar). Është përgjegjësi e kompanisë operatore për të përmbushur standardet e cilësisë, prandaj shpenzimet për përmbushjen e standardeve të cilësisë nuk konsiderohen të pranueshme.
- Shpenzimet ligjore si rezultat i procedurave të humbura gjyqësore. Këto shpenzime ilustrojnë praktikat e dobëta të biznesit dhe si të tilla nuk duhet të njihen si shpenzime të lejueshme.

- Kostoja e tatimit mbi fitimin.

- Kostoja e interesit mbi borxhin afatgjatë.

Formalisht, shpenzimet operative për vitin e parë të periudhës rregullatore përcaktohen sipas formulës së mëposhtme:

$$OP_t^F = OP_{t-2} \cdot \left(1 + CPI_{t-1}^F - \overline{X}\right) \cdot (1 + CPI_t^F - X)$$

Ku:

$\mathrm{OP_t^F}$	–	shpenzimet operative të parashikuara për vitin t (në Lek)
OP_{t-2}	–	shpenzimet aktuale dhe të arsyeshme operative për vitin t-2 (në Lek)
CPI_{t-1}^F	–	indeksi i parashikuar i çmimeve të konsumit për vitin t-1
X	–	faktori i efikasitetit për periudhën e kaluar rregullatore
CPI_t^F	–	indeksi i çmimeve të konsumit i parashikuar për vitin t

[3] Këtu përfshihen dhe shpenzimet për lidhjen me rrjetin të financuar nga konsumatorët rinj.

X – faktori i efikasitetit për periudhën aktuale rregullatore

Pas përcaktimit të shpenzimeve operative për vitin e parë të periudhës rregullatore, është e nevojshme të përcaktohet niveli i tyre për çdo vit pasues, sipas formulës së mëposhtme:

$$OP_{t+1}^{F} = OP_{t}^{P} \cdot (1 + CPI_{t+1}^{F} - X)$$

Për kompaninë operatore të sapokrijuara, vlera e shpenzimeve operative për vitin e parë të periudhës së parë rregullatore duhet të bazohet mbi parashikimet e shpenzimeve të pritshme operative.

Për vitin e parë të periudhës së dytë rregullatore, dhe për vitet e para të të gjitha periudhave të mëvonshme rregullatore, shpenzimet operative llogariten në të njëjtën mënyrë si për vitin e parë të periudhës së parë rregullatore: rillogaritja mbi bazën e shpenzimeve të justifikuara.

8.3.2 Shpenzimet kapitale (investimet)

Direktiva 2009/73 EC në lidhje me rregullat e përbashkëta për tregun e brendshëm të gazit natyror përcakton se OST-G duhet t'i paraqesë entit rregullator një plan zhvillimi dhjetë vjeçar. Plani dhjetë vjeçar duhet të përgatitet duke marrë në shqyrtim parashikimet aktuale dhe ato të ardhshme në lidhje me ofertën dhe kërkesën për gaz, si dhe duke marrë parasysh pikëpamjet e shprehura nga të gjithë pjesëmarrësit kryesorë të tregut të gazit. Në thelb, në planin dhjetë vjeçar OST-G duhet të propozojë dhe enti rregullator duhet të miratojë vetëm ato investime të cilat do të sigurojnë konkurrencën e sistemit kombëtar të gazit dhe të cilat do të mundësojnë që OST-G të mbetet një entitet financiarisht i qëndrueshëm.

Para se të pranojë planin dhjetëvjeçar, përmes një procesi publik dhe transparent, enti rregullator është përgjegjës për të kërkuar mendimin e të gjithë pjesëmarrësve në tregun e gazit. Praktikisht kjo nënkupton që enti rregullator do të zhvillojë një proces të konsultimit publik, ku të gjitha palët e interesuara do të jetë në gjendje të shprehin mendimin e tyre mbi planin e propozuar.

Enti rregullator është përgjegjës për të siguruar se të gjitha investimet e propozuara nga palët e interesuara në procesin e konsultimit publik, janë të përfshira në planin dhjetë vjeçar. Për më tepër, enti rregullator është përgjegjës për të siguruar që plani dhjetë vjeëar është zhvilluar në përputhje me një plan të gjerë, komunitar në përputhje me nenin 8 (b) të Rregullores 715/2009. Për më tepër, enti duhet të sigurojë që plani dhjetë vjeçar është gjithashtu në përputhje me Strategjinë Kombëtare për Zhvillim të Energjisë. Së fundi, enti rregullator duhet të monitorojë dhe të vlerësojë nëse plani kombëtar dhjetë vjeçar zbatohet sipas planifikimit.

Në ndihmë të entit rregullator në miratimin e investimeve, ACER ka publikuar udhëzime për kostot e investimeve për njësi në infrastrukturën e gazit.

Përsa i përket shpenzimeve kapitale, një çështje e rëndësishme është trajtimi **i**

investimeve të papërfunduara, pra nëse duhet të përfshihen apo jo investimet që janë akoma në proces e sipër dhe që nuk janë vënë në përdorim, në bazën rregullatore të aseteve. Sugjerohet që vetëm pjesët e përfunduara të infrastrukturës të përfshihen në bazën rregullatore të aseteve. Prandaj, këshillohet që investimet e papërfunduara të mos përfshihen në bazën rregullatore të aseteve. Duke mos përfshirë investimet e papërfunduara, operatori mobilizohet që t'i vërë në punë investimet brenda një periudhe sa më të shkurtër kohore.

Një tjetër çështje e rëndësishme është trajtimi i **faturave të lidhjes me rrjetin**, e cila duhet të trajtohet brenda rregullave të tregut të gazit. Ka dy mënyra kryesore për të zgjidhur këtë çeshtje: taksat e lidhjes me rrjetin mund të financohen nga konsumatorët ose nga OST-G.

Në parim, faturat e lidhjes me rrjetin duhet të financohen nga konsumatorët fundorë. Megjithatë, një mënyrë e tillë mund të kenë nevojë të modifikohet në rastin e Shqipërisë, dhe mund të jetë e nevojshme të ketë një trajtim të ndryshëm për konsumatorët industrialë dhe ata familjarë. Është e arsyeshme që faturat e lidhjes me rrjetin për konsumatorët industrialë apo konsumatorë të tjerë të mëdhenj të paguhen nga vetë konsumatorët. Ndërkohë një qasje e tillë nuk mund të jetë e përshtatshme për konsumatorët familjarë. Për shkak të fuqisë së ulët blerëse të familjeve shqiptare, faturat e lidhjeve me rrjetin mund të paraqesin një pengesë për përdorimin e gazit nga ana e tyre. Për këtë arsye, sugjerohet të hartohet një skemë alternative nga OST-G, ku konsumatorëve familjare t'iu ofrohet një mënyrë tjetër e pagesës paraprake të faturës së lidhjes me rrjetin.

Së fundi, vetëm ato lidhje që janë financuar nga OST-G duhet të përfshihen në bazën e aseteve.

8.3.3 Baza Rregullatore

Vlera e bazës së aseteve rregullatore në fund të një viti përcaktohet në përputhje me formulën e mëposhtme:

$$BAR_t^F = TA_t^F + IA_t^F + I_t^F - AF_t^F$$

Ku:

BAR_t^F – vlera e parashikuar e Bazës së Aseteve Rregullatore (Regulatory Asset Base - RAB) në fund të vitit t [në Lek]

TA_t^F – vlera neto e parashikuar e aseteve të prekshme (Tangible Assets - TA) në fund të vitit t [Lek]

IA_t^F – vlera neto e parashikuar e aseteve jo-materiale (Intangible Assets) në fund të vitit t [Lek]

I_t^F – vlera e parashikuar e inventarit (Inventory) në fund të vitit t [Lek]

AF_t^F – vlera e parashikuar e Aseteve Falas (Assets Free of Charge) gjatë vitit t [Lek]

Vlera e parametrave duhet të merret nga raportet vjetore të OST-G, pra nga bilanci. Në bilanc, vlera e të gjitha aseteve është vlera e datës 31 dhjetor.

Fitimi mbi bazën rregullatore të aseteve aplikohet mbi vlerën mesatare të bazës së aseteve gjatë një viti. Vlera mesatare e bazës së aseteve për vitin t llogaritet si mesatarja aritmetike e vlerës së bazës së aseteve më 31 dhjetor të vitit t-1, dhe vlerës bazë të aseteve të regjistruara më 31 dhjetor të vitit t, sipas formulës së mëposhtme:

$$RAB_t^{F,avg} = \frac{RAB_t^F + RAB_{t-1}^F}{2}$$

Ku:

$RAB_t^{F,a}$ – vlera mesatare e parashikuar e bazës së aseteve të rregulluara për vitin t [Lek] (Average Forecasted Regulated Aset Base)

RAB_t^F – vlera e bazës së aseteve të rregulluara për vitin t [Lek] (Regulated Aset Base in the year t)

RAB_{t-1}^F – vlera e bazës së aseteve të rregulluara për vitin t-1 [Lek] (Regulated Aset Base in the year t-1)

8.3.4 Amortizimi i aseteve

Amortizimi i aseteve afatgjata llogaritet duke përdorur funksionin konstant në rënie. Amortizimi llogaritet vetëm për asetet e financuara nga OST-G, dhe jo për asetet e marra falas ose të financuara nga palët e treta. Lidhur me periudhën gjatë së cilës asetet duhet të zhvlerësohen, rekomandohet që periudha e amortizimit të jetë e barabartë me jetëgjatësinë teknike të asetit. Si rregull i përgjithshëm, asetet e lidhura me tubacionet amortizohen për 50 vjet, ndërsa asetet që nuk lidhen me tubacionet amortizohen për 30 vjet. Për ilustrim, jetëgjatësia e aseteve kryesore për OST-G italiane jepet në Shtojcën 3.

8.3.5 Norma e Fitimit

Norma e lejuar e fitimit mbi kapitalin e investuar prej kompanisë operatore pasqyron normën minimale të fitimit që ky operator duhet të fitojë si kompensim për investimet e kryera në rrjet.

Në këtë studim propozohet përdorimi i Kostos Mesatare të Ponderuar të Kapitalit (KMPK) që merr parasysh koston e borxhit dhe një normë fitimi mbi kapitalin e investuar. Kjo është një qasje standarde për këtë industri. KMPK mund të shprehet në disa mënyra: reale ose nominale apo para tatimit dhe pas tatimit. KMPK nominale nënkupton se vlerat që përdoren për normën e fitimit mbi kapitalin e investuar dhe normën e borxhit shprehen në terma nominalë (duke përfshirë edhe inflacionin) ndërsa KMPK reale nënkupton që vlerat shprehen pa përfshirë inflacionin. Duke pasur parasysh se të ardhurat e lejuara dhe tarifat korrespondente, si edhe të gjithë çmimet e lidhura me to shprehen në terma nominalë, **KMPK gjithashtu duhet të shprehet në terma nominalë**. Përveç kësaj, meqë të ardhurat e lejuara nuk përfshijnë shpenzimet tatimore (sepse taksat paguhen nga fitimet vjetore) sugjerohet përdorimi i **KMPK para tatimit**. Si rrjedhim, mënyra e duhur për përcaktimin e normës së fitimit është **KMPK nominale para**

tatimit.

KMPK përcaktohet nga formula e mëposhtme:

$$KMPK^{P}_{para\ taksave,nominal} = \frac{r_e \cdot E + r_d \cdot D \cdot (1-T)}{(E+D) \cdot (1-T)}[\%]$$

Ku:

r_e	–	norma nominale e fitimit mbi kapitalin
E	–	vlera e kapitalit të investuar
r_d	–	norma e interesit mbi borxhin afatgjatë
D	–	vlera e borxhit afatgjatë
T	–	norma e taksës së korporatës

Norma e fitimit mbi kapitalin e investuar llogaritet duke ndjekur modelin e vlerësimit të aseteve kapitale që paraqitet me shprehjen e mëposhtme:

$$r_e = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f)$$

Ku:

r_e	–	norma e fitimit mbi kapitalin
r_f	–	
β	–	koeficient
r_m	–	norma e fitimit mbi kapitalin nëse ky do ishte investuar gjetkë në një skemë të larmishme investimesh

Norma nominale e interesit mbi borxhin afatgjatë është dhënë me shprehjen e mëposhtme:

$$r_d = r_f + drp$$

Ku:

r_d	–	norma e interesit mbi borxhin
r_f	–	norma pa risk e interesit mbi borxhin
drp	–	pagesa për sigurimin ndaj riskut për një operator të ngjashëm

Si normë pa risk te interesit mbi borxhin mund të përdoret normat e interest mbi bonot e thesarit me maturim të ngjashëm.

Norma e parashikuar e interesit mbi bazën rregullatore të aseteve (Regulatory Return Asset Base – RRAB) llogaritet duke marrë parasysh vlerën e KMPK dhe vlerës së parashikuar të bazës së rregulluar të aseteve, në përputhje me formulën e mëposhtme:

$$NIBA^{F}_{t} = BA^{F}_{t} \cdot KMPK^{F}$$

Ku:

$NIBA_t^F$ – norma e parashikuar e interesit mbi bazën e aseteve për vitin t (Regulatory Return Asset Base – RRAB)

BA_t^F- – vlera e parashikuar e Bazës së Rregulluar të Aseteve (Return Asset Base)

KMPK – Kostoja Mesatare e Ponderuar e Kapitalit

Vlerat aktuale të KMPK varen nga supozimet e shumta që duhet të bëhen nga enti rregullator. Për më tepër, për shkak të ndryshimit të kushteve në tregjet kapitale (kostoja e borxhit dhe e kapitalit, ndryshimet tatimore, etj.) vlera e KMPK pritet të ndryshojë me kalimin e viteve.

Një raport i kohëve të fundit (shih shtojcën 4), tregon vlerat e KMPK dhe komponentin e saj që janë përdorur në disa vende evropiane [7].

8.4 Faktori i Efiçencës

Faktori i efiçencës përdoret për të inkurajuar firmat që të operojnë në mënyrë më efiçente. Parakusht për përcaktimin e faktorit të efiçencës është kryerja e analizave së efiçencës, të tilla si ato të përshkruara në kapitullin mbi metodat krahasuese.

Përcaktimi i faktorit të efiçencës është një analizë delikate. Siç është vënë në dukje më parë përcaktimi i objektivave të efiçencës për transmetimin e gazit është më i vështirë se sa për shpërndarjen e gazit, sepse zakonisht vetëm një kompani e transmetimit të gazit ekziston brenda territorit të një vendi të vetëm, ndërkohë që kompanitë e shpërndarjes së gazit mund të jenë të shumta. Prandaj, në rast të shpërndarjes së gazit, është e mundur të krahasohen kompanitë vendase mes tyre. Ndërsa në rastin e transportit të gazit është e nevojshme për të bërë krahasime me kompanitë e huaja. Përdorimi i kompanive ndërkombëtare e bën krahasimin më kompleks, sepse është e nevojshme për të konsideruar ndryshimet ligjore dhe specifikat e tregut midis vendeve.

Si pasojë, mënyra e përcaktimit të faktorit X ndryshon midis vendeve. Disa shembuj përfshijnë:

- Austria: Faktori X në total është 1.95%, ndërsa faktorët individualë nuk lejohen të kapërcejnë 2.9% [8]

- Republika Çeke: Në Republikën Çeke enti rregullator i kërkon operatorit që të rrisë efiçencën 10% gjatë periudhës rregullatore pesë vjeçare. Kjo çon faktorin vjetor të efiçencës në 2.085% [8]

- Estoni: Faktori i efiçencës ishte 1.5% për vitin 2009, por më pas u reduktua në minus 5% për shkak të krizës ekonomike [8]
- Kroacia. Faktori efiçencës nuk është vendosur ende.

8.5 Normalizimi i të ardhurave të lejueshme për periudhën rregullatore

Pasi të ardhurat e lejuara për secilin vit të periudhës rregullatore janë përcaktuar, është e nevojshme që të normalizohen këto vlera. Arsyeja për normalizimin e të ardhurave të lejuara është që të percaktohen tarifa më të qëndrueshme. Parimet e normalizimit të të ardhurave të lejuara janë si më poshtë.

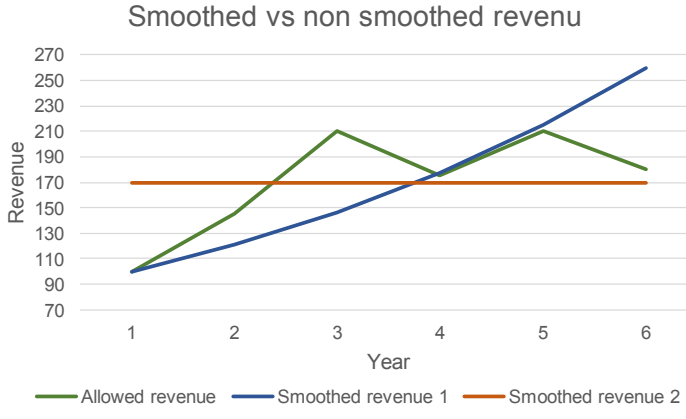
Në Opsionin 1, për vitin e parë të periudhës rregullatore të ardhurat e lejuara merren të barabarta me të ardhurat e lejuara të normalizuara (ARα). Për vitet në vijim të periudhës rregullatore, të ardhurat e lejuara llogariten në mënyrë të tillë që vlera aktuale neto e të ardhurave të normalizuara dhe jo të normalizuara të jenë të njëjta. Formalisht, relacioni i mëposhtëm duhet të jetë i vërtetë:

$$\sum_{i=1}^{n} \frac{AL_{t+i-1}}{(1+KMPK^F)^i} = \sum_{i=1}^{n} \frac{AL^{\alpha}_{t+i-1}}{(1+KMPK^F)^i}$$

Figura 8-2 tregon dallimin në mes të ardhurave të lejuara të normalizuara dhe të pa normalizuara. Të ardhurat e lejuara mund të jenë mjaft të çrregullta, siç tregohet nga vija e gjelbër, gjë që do t'i bënte edhe tarifat të ishin gjithashtu të çrregullta. Por duke bërë normalizimin e të ardhurave përcaktohen tarifat sipas një trendi konstant. Në figurë, vija blu paraqet një trend konstant bazuar mbi grafikun e të ardhurave (vija jeshile).

Në Opsionin 2, normalizimi i të ardhurave është konstant gjatë çdo viti të periudhës rregullatore, siç tregohet nga vija ngjyrë portokalli. Kjo arrihet duke gjetur nivelin e normalizuar të të ardhurave të lejuara që në vlerë neto aktuale do të jetë e barabartë me vlerën neto të të ardhurave të pa normalizuara.

Figura 8-2 Të ardhurat e normalizuara përkundër të ardhurave të pa normalizuara



8.6 Rishikimi i të ardhurave të lejuara

Gjatë periudhës rregullatore të ardhurat e lejuara monitorohen. Rishikimi i parametrave të ndryshëm duhet të bëhet rregullisht afër fundit të periudhës rregullatore, ose edhe më herët nëse ndodhin ngjarje të paparashikuara. Si pasojë mund të konsiderohet rishikimi i të ardhurave të lejuara. Prandaj, kemi dy tipe rishikimi të të ardhurave të lejuara; rishikim i rregullt dhe rishikim urgjent.

8.6.1 Rishikimi urgjent

Rishikimi urgjent i parametrave të ndryshëm lind për shkak të ndonjë ngjarjeje të papritur që është jashtë kontrollit të kompanisë operatore. Këto janë ngjarje të paparashikueshme edhe nga enti rregullator dhe që në mënyrë të konsiderueshme ndikojnë në kushtet në të cilat kryhet aktiviteti i transportit të gazit. Ngjarje të tilla, ndër të tjera, përfshijnë:

- Ndryshimet në mjedisin e biznesit (p.sh. rritje e lartë e inflacionit, ndryshime të rëndësishme në çmimin e borxheve mbi kapitalin).

- Miratimi i legjislacionit të ri ose dispozitave të reja rregullatore që ndikojnë në aktivitetin e biznesit të kompanisë operatore.

- Vendime të papritura gjyqësore.

Rishikimi urgjent i parametrave rregullatore mund të kryhet gjatë periudhës rregullatore, mbas kërkesës nga ana e kompanisë rregullatore ose entit rregullator. Në kuadër të këtij procesi të rishikimit urgjent, të gjithë parametrat rregullatorë të përdorur në procesin e përcaktimit të tarifave duhet të rishikohen.

Duhet përmendur se duhet të ekzistojë një arsye e qënësishme për fillimin e rishikimit urgjent. Më saktësisht, vetëm atëherë kur rrezikohet qëndrueshmëria financiare e operatorit të gazit duhet ndërmarrë rishikimi urgjent.

8.6.2 Rishikimi i rregullt

Në vitin e fundit të periudhës rregullatore kryhet një rishikim i të ardhurave të lejuara për të përcaktuar dallimin në mes të ardhurave të lejuara dhe të ardhurave të realizuara aktualisht. Në mënyrë që të kryhet rishikimi i të ardhurave të lejuara, duhet të rishikohen të gjithë parametrat rregullatorë të përdorur në përcaktimin e tarifave. Pasi është përcaktuar ndryshimi midis të ardhurave të lejuara dhe atyre aktuale, diferenca i shtohet ose i zbritet të ardhurave të lejuara për periudhën e ardhshme rregullatore.

Në mënyrë që të bëhet rishikimi i rregullt, parametrat e mëposhtëm duhet të rishikohen:

- Shpenzimet Operative
- Kostoja mesatare e ponderuar e kapitalit (KMPK)
- Zhvlerësimi dhe amortizimi
- Vlera e bazës rregullatore të aseteve dhe norma e fitimit mbi asetet e rregulluara
- Të ardhurat e lejuara.

Mbasi janë shqyrtuar këto parametra, përcaktohet diferenca midis të ardhurave të lejuara dhe atyre të realizuara, sipas hapave të mëposhtëm:

1) Përcaktohet vlera neto aktuale e të ardhurave të lejuara për periudhën rregullatore (me përjashtim të vitit të fundit të periudhës rregullatore), sipas formulës së mëposhtme:

$$VNA_{AL} = \sum_{i=1}^{n-1} \frac{AL_t}{(1 + KMPK)^i}$$

2) Përcaktohet vlera neto aktuale e të ardhurave të realizuara për të njëjtën periudhë rregullatore, sipas ekuacionit të mëposhtëm:

$$VNA_{AR} = \sum_{i=1}^{n-1} \frac{AR_t}{(1 + KMPK)^i}$$

3) Përcaktohet diferenca midis vlerave të lejuara dhe atyre të realizuara, sipas formulës së mëposhtme:

$$\Delta VNA = VNA_{AL} - VNA_{AR}$$

4) Kjo diferencë shpërndahet në sasi të barabarta për secilin nga vitet e periudhës së ardhshme rregullatore. Në qoftë se supozojmë se periudha e ardhshme rregullatore zgjat *n* vjet, dhe se rishikimi është kryer në vitin e fundit e periudhës së parë rregullatore, ndryshimi në vlerën neto aktuale të të ardhurave të lejuara dhe atyre të realizuara është i ndarë në *n* pjesë, sipas formulës në vijim:

$$\delta_i VNA = \frac{\Delta VNA}{n}$$

Secili prej këtyre pjesëve ($\delta_i VNA$) shumëzohet me normën e duhur të skontimit (KMPK) dhe alokohet për vitet specifike të periudhës së ardhshme rregullatore.

Shembull i rishikimit të të ardhurave

- Periudha e parë rregullatore zgjat nga 2011-2013 dhe e dyta nga 2014-2016.

- Të ardhurat e lejuara (AL) dhe ato të realizuara (AR) për periudhën e parë rregullatore jepen në tabelën e mëposhtme:

Tabela 8-1 Shembull mbi revizionimin e të ardhurave

		Periudha rregullatore I			Periudha rregullatore II		
	2010	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**
	0	1	2	3	4	5	6
AL		487,126	527,118	Viti kur llogaritet ndryshimi			
AR		330,000	440,000				
$VNA_{(AR)}$	907,878						
VNA (R)	686,631						
Δ VNA	221,246						
δ VNA	73,749				**98,893**	**106,419**	**114,517**

- Diferenca midis të ardhurave neto të lejuara dhe atyre të realizuara është 221,246 (ΔVNA), duke marrë normën e skontimit (KMPK) 7.61%.

- Diferenca pjesëtohet në tri njësi të barabarta $\delta_i VNA$ që korrespondon me numrin e viteve në periudhën rregullatore pasardhëse.

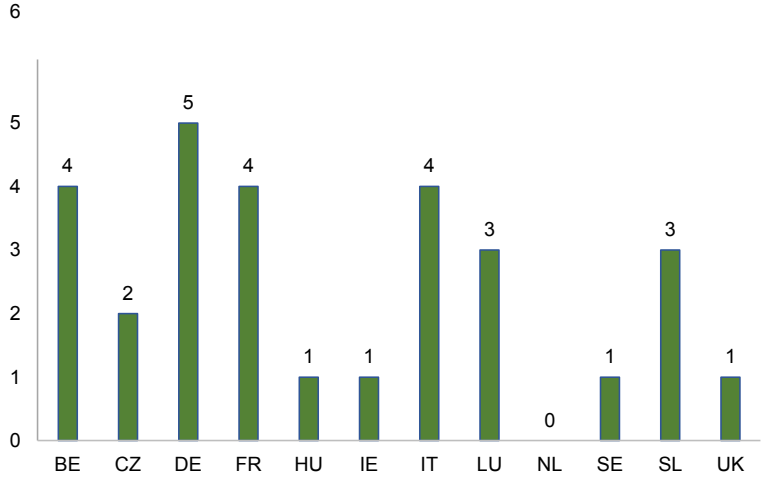
- Secila nga këto njësi të barabarta ($\delta_i VNA$, i) përshtatet për normën e

skontimit (7.61%) dhe i shtohet të ardhurave të lejuara për periudhën rregullatore pasardhëse. Siç mund të vihet re në tabelë, vlera e shtesave rritet nga 98,893 në 106,419 dhe më pas në 114,517 meqë vlera fillestare prej 73,749 u zbrit duke përdorur normën e skontimit prej 7.61%.

Analiza e mësipërme paraqet një shembull të mekanizmit të rakordimit të të ardhurave që është e nevojshme për të korrigjuar mbi-rikuperimin apo nën-rikuperimin e të ardhurave të lejuara. Duhet theksuar se mekanizmi i rakordimit të të ardhurave është një element i rregullimit nëpërmjet tavanit të të ardhurave. Në mekanizmin rregullator sipas tavanit të çmimeve, risku i rënies së kërkesës për gaz përballohet tërësisht nga kompania operatore.

Mekanizmi i rakordimit të të ardhurave është i pranishëm në disa vende evropiane, por nuk ka të dhëna gjithëpërfshirëse mbi këtë temë. Figura e mëposhtme tregon numrin e viteve mbi të cilat është shtrirë rakordimi i të ardhurave.

Figura 8-3 Numri i viteve përgjatë të cilëve është shtrirë rakordimi i të ardhurave



Referenca: [3]

8.7 Llogaria rregullatore

Investimet në rrjetin e ri të transmetimit të gazit kërkojnë investime kapitale të konsiderueshme dhe si rezultat tarifa të larta të transmetimit të gazit në fazat fillestare që në fakt mund të dekurajojnë përdorimin e gazit dhe kërkesë të ulët. Në një rast të tillë, enti rregullator duhet të krijojë një "llogari rregullatore". Ideja është që të nxisë rritjen e kërkesës duke i mbajtur tarifat e ulëta dhe të lejojë një kompani të transmetimit të gazit të fitojë të ardhura më të ulëta se ato që do të merreshin nga zbatimi i metodologjisë së vendosjes së tarifave. Deficiti i akumuluar gjatë viteve fillestare i kthehet llogarisë në vitet e mëvonshme kur kërkesa dhe të ardhurat e lejuara të kompanisë operatore rriten. Llogaria rregullatore mundëson që operatori të fitojë në mënyrë kumulative të njëjtën sasi të të ardhurave si ajo që do të fitonte pa përdorimin e llogarisë rregullatore, por duke i bërë tarifat më konkurruese në fazat fillestare të zhvillimit të rrjetit.

Figura 8-4 Llogaria rregullatore:

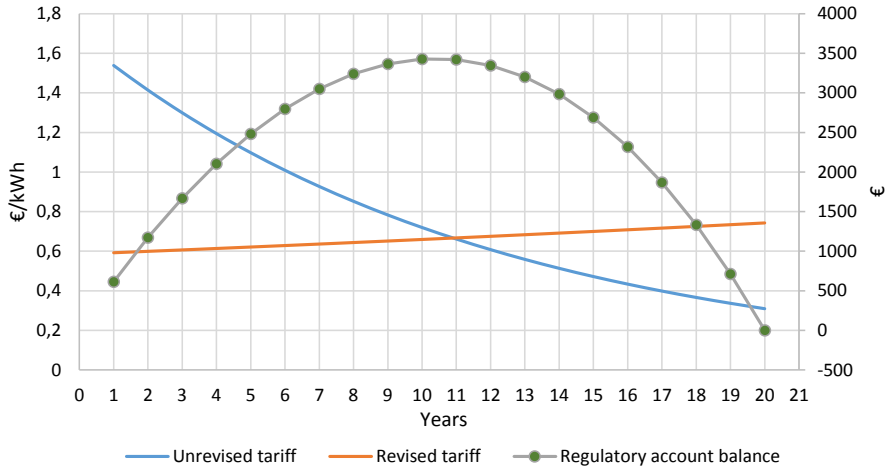


Figura e mësipërme tregon thelbin e llogarisë rregullatore. Figura tregon se llogaria rregullatore është kreditуar për 10 vitet e para, dmth në 10 vitet e para të ardhurat e lejuara kanë qenë më të ulta se ato që do të rezultonin nga zbatimi rigoroz i metodologjisë së vendosjes së tarifave. Zbatimi rigoroz i metodologjisë së tarifave do të rezultonte në aplikimin e "tarifës së pa-rishikuar", ndërsa futja e llogarisë rregullatore do të rezultojë në zbatimin e "tarifës së rishikuar". Tarifa e rishikuar është më e ulët në vitet e para të aktivitetit dhe pastaj rritet ngadalë sipas rritjes së kërkeses. Nga viti 11 e tutje të ardhurat e lejuara nga zbatimi i tarifës së rishikuar janë më të larta se të ardhurat që rrjedhin nga zbatimi i metodologjisë së tarifës së parishikuar. Ky dallim është i barabartë me deficitin e gjeneruara gjatë 10 viteve të para.

8.7.1 Parimet e llogarisë rregullatore

Ideja e llogarisë rregullatore është që të normalizojë të ardhurat e lejuara gjatë kohës që llogaria rregullatore është aktive. Në vitet e para të llogarisë rregullatore tarifa mesatare që rrjedh nga zbatimi i llogarisë rregullatore (tarifa e rishikuar) është më e ulët se tarifa mesatare që rrjedh nga zbatimi i metodologjinë normale të tarifave (tarifat e pa-rishikuar). Qëllimi përfundimtar është të sigurojë tarifa konkuruese. Dallimi në mes të ardhurave të lejuara që vijnë nga përdorimi i tarifes së rishikuar dhe asaj të pa-rishikuar regjistrohet në llogarinë rregullatore.

Me kalimin e kohës niveli i investimeve do të ulet dhe shfrytëzimi i rrjetit të transmetimit të gazit do të rritet e cila do të rezultojë në një reduktim të tarifave. Rezultati i zbatimit të llogarisë rregullatore është se vlera aktuale neto e të ardhurave të lejuara që vijnë nga tarifat e rishikuara është e barabartë me ato që vijnë nga tarifat e pa-rishikuara sipas formulës së mëposhtme:

$$VNA_R = VNA_U$$

Ku VNA_R përfaqëson vlerën aktuale neto të të ardhurave duke përdorur tarifat e rishikuara dhe VNA_U paraqet vlerën aktuale neto të të ardhurave të pa-rishikuara. Vlerat neto të rishikuara janë llogaritur në bazë të formulave të mëposhtme:

$$VNA_R = \sum_{i=1}^{n} \frac{ALrev_i}{(1+r)^i} = \sum_{i=1}^{n} \frac{throughput_i \cdot Trev_i}{(1+r)^i}$$

$$VNA_U = \sum_{i=1}^{n} \frac{ARparev_i}{(1+r)^i} = \sum_{i=1}^{n} \frac{throughput_i \cdot Tparev_i}{(1+r)^i}$$

Ku:

AL_{rev}	–	të ardhurat e lejuara të revizionuara në vitin *i* [Lek
T_{rev}	–	tarifa e revizionuar për vitin i [lekë / kWh]
AR_{parev}	–	të ardhurat e lejuara të parevizionuara vitin *i* [ALL]
T_{parev}	–	tarifa mesatare e parevizionuar për vitin *i* [lekë / kWh]
r	–	norma e skontimit
i	–	viti i llogarisë rregullatore

Tarifa mesatare është përcaktuar si mesatare e ponderuar e të gjithë artikujve të tarifave. Tarifa e rishikuar përcaktohet në terma absolutë për vitin e parë të periudhës rregullatore. Kohëzgjatja e llogarisë rregullatore duhet të ketë të paktën dy periudha rregullatore. Për shkak të efekteve të skontimit, jetëgjatësia e llogarisë rregullatore nuk duhet të jetë më shumë se 15-20 vjet.

Vlera e tarifës së rishikuar përcaktohet në mëyrë të tillë që ajo përfaqëson një tarifë mesatare konkurruese të transmetimit të gazit. Për vitet e mbetura të periudhës rregullatore tarifa e rishikuar është përshkallëzuar nga një faktor që e bën vlerën aktuale neto të të ardhurave të lejuara të rishikuara, të barabartë me vlerën neto aktuale të të ardhurave të lejuara të pa-rishikuara.

Edhe pse llogaria rregullatore është paraqitur në rastin e rrjetit të transmetimit, ajo gjithashtu mund të përdoret për rrjetet e shpërndarjes.

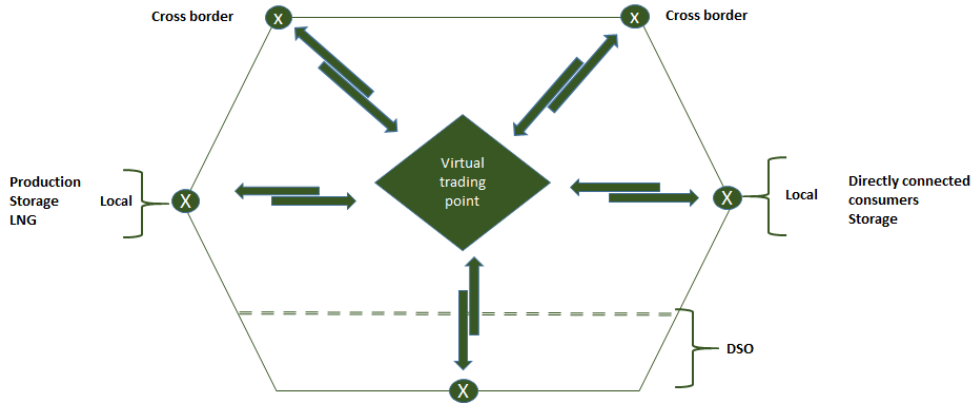
9 Modeli i tarifave për transmetimin e gazit

9.1 Alokimi i të ardhurave të lejuara

Neni 14 i Rregullores së KE 2009/715 përcakton se "*Tarifat për përdoruesit e rrjetit duhet të jenë jo-diskriminuese dhe të përcaktuara veç e veç për çdo pikë hyrëse ose pikë dalëse jashtë sistemit të transmetimit.*" Në mënyrë që të lehtësojë zhvillimin e tregut, një përdorues i rrjetit duhet të jetë në gjendje të injektojë gaz në rrjet ose të marrë gaz nga rrjeti (pra të prenotojë kapacitete hyrëse dhe/ose dalëse) në mënyrë të pavarur. Përveç kësaj, një sistem hyrje-dalje duhet të ketë një pikë shkëmbimi virtuale (Virtual Trading Point) mbi bazën e së cilës përdoruesit e rrjetit shkëmbejnë gaz lirshëm.

Figura 9-1 paraqet një strukturë përshkruese të një sistemi me hyrje-dalje. Në një sistem të tillë gazi hyn në sistem prej ndërlidhjeve ndërkufitare apo prej pikave të brëndshme të prodhimit, ruajtjes apo terminalet e gazit natyror të lëngëzuar (LNG).

Figura 9-1 Paraqitje grafike e sistemit hyrje-dalje



Në përgjithësi, gazi mund të dalë nga sistemi në dy tipe pikash dalje: (1) pikat dalëse jashtë kufirit kombëtar; (2) pikat dalëse në rrjetin e brendshëm që mund të nënkuptojë daljen në nivelin e rrjetit të transmetimit për klientët e mëdhenj që lidhen direkt me rrjetin e transmetimit ose daljen në rrjetin e shpërndarjes. Përveç këtyre dy opsioneve, gazi mund të dalë drejt objekteve të magazinimit. Si përfundim, një sistem hyrje-dalje i zhvilluar plotësisht i lejon përdoruesit të tregtojnë gazin bazuar mbi një pikë virtuale, pavarësisht nga vendndodhja e tyre aktuale. Në thelb një transportues që ka një kapacitet hyrës mund të shesë gaz në një pikë dalëse ose në një pikë virtuale. Po kështu, një transportues që ka një kapacitet dalës mund të injektojë gaz në një pikë dalje ose në çdo pikë tjetër hyrje ose në pikën virtuale. Përveç kësaj, një tregtues gazi mund të shkëmbejë gaz në pikën virtuale pa patur ndonjë kapacitet hyrës apo dalës.

9.2 Tipet e Tarifave

Tarifat përfaqësojnë çmimet që paguhen nga përdoruesit e rrjetit për përdorimin e rrjetit të gazit. Tarifat mundësojnë që përdoruesit të injektojnë apo të tërheqin gaz nga rrjeti lirisht. Ka dy dimensione të përgjithshme të produkteve të transmetimit që duhet të përfshihen brenda tarifave:

- **Vazhdueshmëria:** Dmth, nëse përdoruesi ka prenotuar kapacitete të vazhdueshme apo me ndërprerje.

- **Kohëzgjatja**: periudha kohore që mbulon tarifa.

9.2.1 Prenotimet e vazhdueshme dhe me ndërprerje

Prenotimet e kapaciteteve mund të klasifikohen në dy kategori: të vazhdueshëm ose me ndërprerje. Kapaciteti i vazhdueshëm nënkupton se kapaciteti do të jenë i garantuar për përdoruesit nën të gjitha kushtet normale të sistemit, me përjashtim të periudhave të mirëmbajtjes së rrjetit dhe ngjarjeve të papritura jashtë kontrollit njerëzor. Në ndryshim nga kapaciteti i vazhdueshëm, operatori i gazit mund të ofrojë kapacitete të ndërpritshme. Ideja prapa kontratave të ndërpritshme është se operatori i gazit i ofron përdoruesve potencialë kapacitete të papërdorura. Kapaciteti i ndërpritshëm është veçanërisht i rëndësishëm në trajtimin e çështjeve të kapacitetit te kufizuar: d.m.th. operatori i gazit ofron kapacitete kur sistemi është i kongjestionuar dhe kur vëren se jo i gjithë kapaciteti i rezervuar është përdorur aktualisht. Tarifa për kapacitetin me ndërprerje duhet të jetë më e ulët se tarifa për kapacitetin e vazhdueshëm. Zbritja për kapacitetin me ndërprerje duhet të pasqyrojë gjasat që kapaciteti mund të ndërpritet me të vërtetë. Operatori i transmetimit të gazit duhet të ofrojë të dy llojet e kapaciteteve.

9.3 Kohëzgjatja

Tarifat mund të ofrohen për periudha kohore të ndryshme që variojnë nga tarifat vjetore, në tarifa trimujore, mujore, dhe ditore.

9.3.1 Kapaciteti vjetor

Tarifa që merret si referencë për transmetimin e gazit i referohet tarifës vjetore të kapaciteteve. Ajo përfaqëson tipin e tarifës që duhet të gjenerojë pjesën më të madhe të të ardhurave për operatorin e gazit. Tarifa vjetore është baza e krahasimit që shërben për përcaktimin e tipeve të tjera të tarifave.

Tarifat afatshkurtra

Përveç tarifave vjetore, operatori i gazit duhet të ofrojë edhe tarifa afatshkurtra. Këto mund të përfshijnë tarifat trimujore, mujore dhe ditore. Tarifat afatshkurtra janë në përgjithësi, më të shtrenjta, sepse operatori përpiqet të promovoje tarifat afatgjata (vjetore) të cilat i sigurojnë një rrjedhë me të qëndrueshme të të ardhurave.

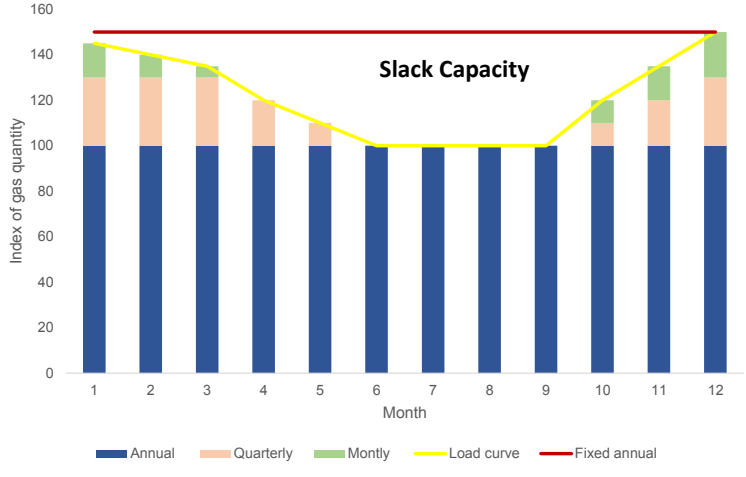
Ideja prapa tarifave afatshkurtra është që të lejojë transportuesit të balancojnë më mirë portofolet e tyre mbi baza afatshkurtra. Në përgjithësi operatorët e mëdhenj kanë më shumë eksperience në parashikimin e nevojave për kapacitete se operatorët e vegjël. Sa më të mëdhenj të jenë operatorët, aq më e mundur është që diferencat në kërkesat për kapacitete të kompensojnë njëra tjetrën. Prandaj, ofrimi i kapaciteteve afatshkurtra shërben për të zhvilluar tregun e gazit dhe për ta bërë më të lehtë që anëtarët e rinj të futen në treg.

Figura në vijim tregon përdorimin e kapaciteteve afatshkurtra. Vija e verdhë paraqet një kurbën e ngarkesës për një transportues hipotetik në baza mujore gjatë gjithë vitit. Nga qershori deri në shtator kërkesa për gaz është më e ulët. Në tetor kërkesa fillon të rritet dhe pastaj fillon të bjerë përsëri nga janari deri në qershor. Nëse nuk do të ofronte kontrata afatshkurtra, operatori do të duhej të rezervonte kapacitet vjetor të barabartë me kapacitetin maksimal mujor, që tregohet me vijën e kuqe. Kjo do të shkaktonte shpenzime të panevojshme për operatorët e gazit, sepse një pjesë e kapaciteteve mbetet e papërdorur (që paraqitet nga diferenca midis vijës se kuqe dhe asaj të verdhë).

Nga ana tjetër, nëse operatori është në gjendje të rezervoje kapacitete afatshkurtra trimujore dhe mujore, ai mund të mbushë më mirë diferencën midis ngarkesës minimale dhe maksimale, siç tregohet edhe nga figura. Megjithatë, është vështirë të presësh që operatori do t'i përdorë kapacitetet deri në maksimumin e tyre dhe nuk do të ketë fare kapacitete të papërdorura.

Në përgjithësi, sa më e shkurtër të jetë periudha kohore aq më i shtrenjtë është kapaciteti i rezervuar, gjë që shërben si stimul për operatorët për të balancuar portofolet e tyre. Megjithatë, arrin një pikë ku operatori kupton se është më efektive, përsa i përket kostos, që të rezervojë kapacitete shtesë se sa të rezervojë kapacitete më të shtrenjta afatshkurtra.

Figura 9-2 Përdorimi i tarifave afatshkurtra



9.3.2 Tarifat tremujore dhe mujore

Në mënyrë që të llogaritet tarifa për kapacitetet tremujore, përdoret formula e mëposhtme:

$$t_q = m \cdot (t_a/4)$$

Ku:
t_q - Tarifa për kapacitetin tremujor
t_a - Tarifa për kapacitet vjetor
m - koeficient

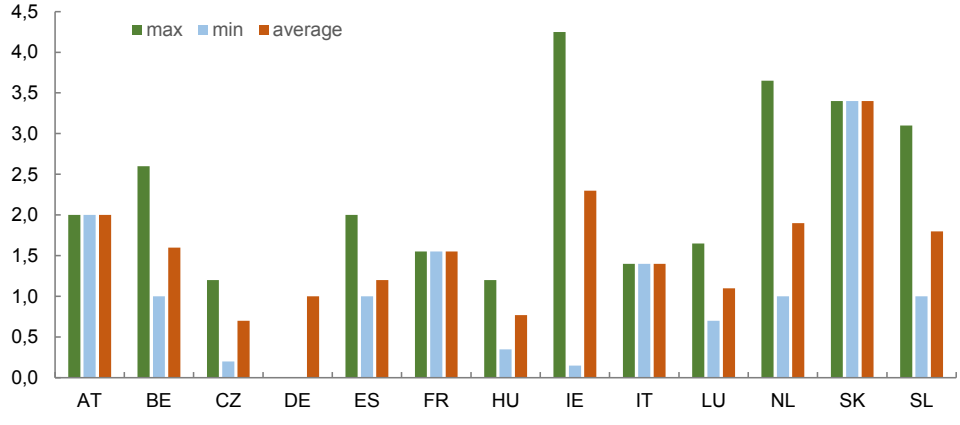
Sipas [2], vlera e koeficietit varet nga faktorët e mëposhtëm. Në rast kongjestioni në pika të caktuara hyrëse ose dalëse brenda sistemit, enti rregullator duhet të lejojë që koeficienti të jetë midis 0.5-1.0. Në rast se nuk ka kongjestion, vlera e koeficientit mund të jetë nga 0.5 deri në 1.5.
Figura në vijim tregon koeficientëve mujore në vende të ndryshme të BE-së. Tabloja është e përzier në aspektin e vlerave të përdorura për kapacitetet afatshkurtra dhe pasqyron qartë rrethanat individuale në secilin rrjet të transmetimit të gazit.

Tarifa mujore llogaritet nëpërmjet formulës së mëposhtme:

$$t_m = m \cdot (t_a/12)$$

Ku:
t_m – tarifa për kapacitetin mujor
t_a – tarifa për kapacitet vjetor
m – koeficient

Figura 9-3 Vlerat e koeficientit mujor (m) në disa vende evropiane në 2012



Për të përcaktuar vlerën e tarifës për kapacitetet ditore përdoret ekuacioni i mëposhtëm:

$$t_d = m \cdot (t_a/365)$$

Ku:
t_d – tarifa për kapacitetin ditor
t_a – tarifa për kapacitet vjetor
m – koeficient

Sipas, [2] vlera e koeficientëve duhet të jetë midis 0 dhe 1 në rast kongjestioni në pika të caktuara hyrëse ose dalëse brenda sistemit. Në rast se nuk ka kongjestion, vlera e koeficientit mund të jetë nga 0 deri në 1.5. Figura në vijim tregon vlerat e

koeficientëve ditore në vende të caktuara të BE-së. Si në rastin e koeficientëve mujorë, vlerat e përdorura nga shtetet anëtare ndryshojnë në mënyrë të konsiderueshme.

Figura 9-4 Koeficientet ditore (m) në disa vende europiane ne 2012

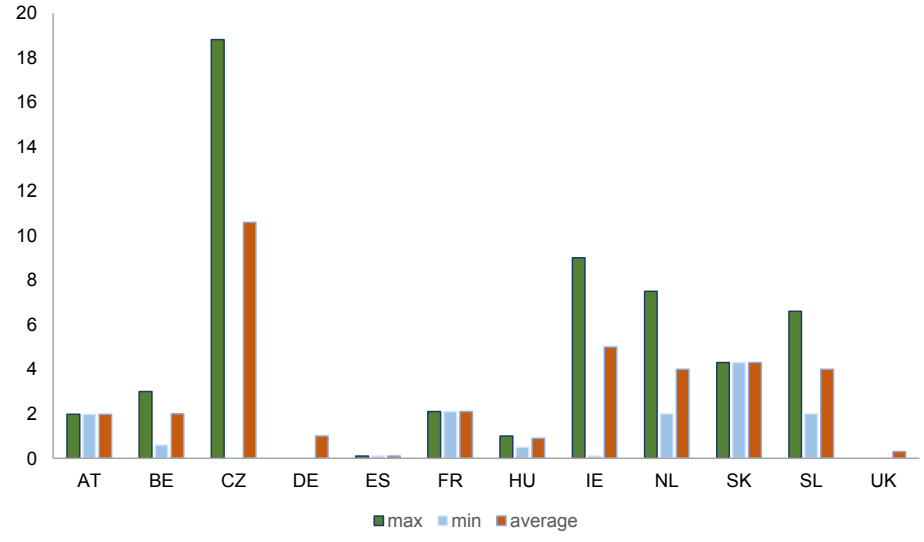


Figura 9-5 paraqet një përmbledhje të ofertave tarifore nga ana e operatorëve të gazit në vende të ndryshme anëtare. Siç mund të shihet, kapacitetet ofrohen në baza vjetore, sezonale, trimujore, mujore, dhe ditore (një ditë përpara, ose brenda ditës), si edhe në baza të vazhdueshme, ose me ndërprerje. Në thelb, sa më i madh dhe i zhvilluar të jetë tregu aq më shumë produkte ofrohen.

Figura 9-5 Tipet e tarifave *në vendet anëtare.*

	AT	BE	BG	CZ	DK	EE	FI	FR	DE	GR	HU	IE	IT	LV	LT	LU	NL	PL	PT	RO	SK	SI	ES	SE	UK
Annual	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Seasonal								●										●						●	
Quarterly	●	●			●		●		●	●			●					●					●		●
Monthly	●	●		●	●		●	●	●	●	●	●	●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Day-ahead	●	●		●	●		●	●	●	●	●	●	●		●		●	●	●	●	●	●	●		●
Within day									●																●

Firm, interruptible, backhaul ● Firm, interruptible ● Firm ●

Referenca:[9]

Ka disa parime në lidhje me koeficientët tarifore. Për operatorët e gazit më e rëndësishme është që të ketë një fluks të sigurt të ardhurash, d.m.th. prenotimet afatgjata vjetore janë më të preferuara se prenotimet afatshkurtra. Prandaj, vlera e koeficientëve duhet të jetë mbi 1, që nënkupton se prenotimet e kapaciteteve afatshkurtra janë proporcionalisht më të shtrenjta se prenotimet e kapaciteteve afatgjata (vjetore). Kjo vlen sidomos për sistemet e reja, ku rezervimi i kapaciteteve afatgjata është akoma më i kërkuar.

Në rastin e një rrjeti të zhvilluar me kongjestion të lartë, mund të jetë e preferueshme të inkurajohen përdoruesit që të prenotojnë kapacitete afatshkurtra pasi kjo u lejon atyre që të rakordojnë më mirë kërkesat për gaz me prenotimet e kapaciteteve. Në raste të tilla është e përshtatshme që koeficientet mujore dhe ditore të jenë më të vegjël se 1.

9.4 Struktura tarifore

9.4.1 Ndarja kapacitet-mall

Ndarja kapacitet-mall i referohet raportit të të ardhurave të mbledhura nga faturat fikse (sherbimet dhe mirembajtja) dhe faturat e ndryshueshme (gazi i transportuar) të cilat janë përcaktuar paraprakisht (ex ante). Në mënyrë ideale, **ndarja kapacitet-mall duhet të reflektojë raportin e shpenzimeve fikse me ato të ndryshueshme.** Komponenti kapacitet duhet të reflektojë kostot fikse, ndërsa komponenti mall duhet të reflektojë kostot e ndryshueshme të operatorit të gazit.

Tipari i rrjeteve të transmetimit të gazit bën që shumica e shpenzimeve të jenë fikse, dhe vetëm një pjesë e vogël mund të konsiderohet e ndryshueshme. Kostot fikse janë ato që nuk varen nga sasia e gazit të transportuar nëpërmjet rrjetit dhe përfshin kosto të tilla si: amortizimi dhe zhvlerësimi, norma e fitimit mbi kapitalin e investuar, komponentët fikse të shpenzimeve operative, dhe shpenzimet për mirëmbajtjen e rrjetit.

Kostot e ndryshueshme lidhen me transmetimin e gazit dhe përfshijnë artikujt që ndryshojnë sipas sasisë së gazit të transportuar nëpërmjet rrjetit dhe përfshijnë humbjet e gazit, ose kostot e stacioneve të kompresorëve.

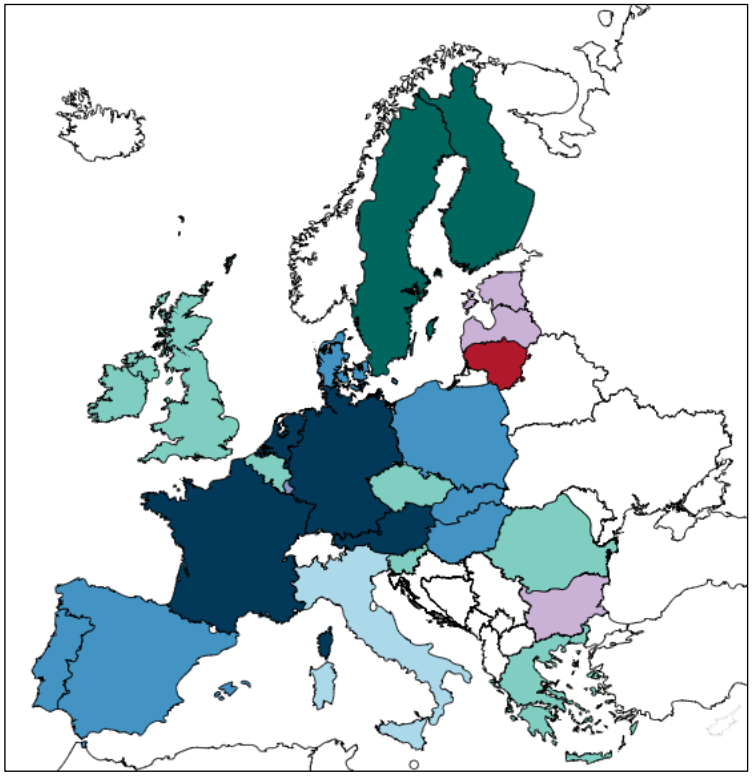
Figura në vijim tregon ndarjen kapacitet-mall në shtete të ndryshme anëtare. Nga figura mund të shihet ekzistojnë tri mënyra kryesore:

1. **Struktura Uniform e tarifave si për hyrje dhe për dalje**. Vende të tilla si Gjermania, Austria, Franca dhe Holanda përdorin vetëm fatura mbi kapacitetet pa marrë parasysh sasinë e gazit të transportuar. Nga ana tjetër, vende të tilla si Belgjika, Republika Çeke dhe Britania e Madhe përdorin fatura për kapacitetet dhe për mallin, si në pikat hyrëse dhe ashtu edhe në ato dalëse.

2. **Struktura e diferencuar e tarifave midis pikave të hyrjes dhe daljes**. Disa vende si Danimarka, Hungaria, Polonia aplikojnë fatura mbi kapacitetet në pikat e hyrjes dhe fatura mbi kapacitetet dhe mallin në pikat dalëse. Italia është i vetmi vend që përdor fatura mbi kapacitetet dhe mallin në pikat e hyrjes dhe vetëm fatura mbi kapacitetin në pikat dalëse.

3. **Tarifat vetëm në pikat e hyrjes ose të daljes.** Ka disa vende që faturojnë vetëm në pikën e hyrjes ose vetëm në pikën e daljes, por jo në të dyja. Shumica e tyre përdorin faturimin në pikat e daljes me përjashtim të Luksemburgut, i cili përdor vetëm faturimin mbi pikat e hyrjes.

Figura 9-6 Përdorimi i faturimit mbi kapacitetet dhe mallin në vende të ndryshme evropiane

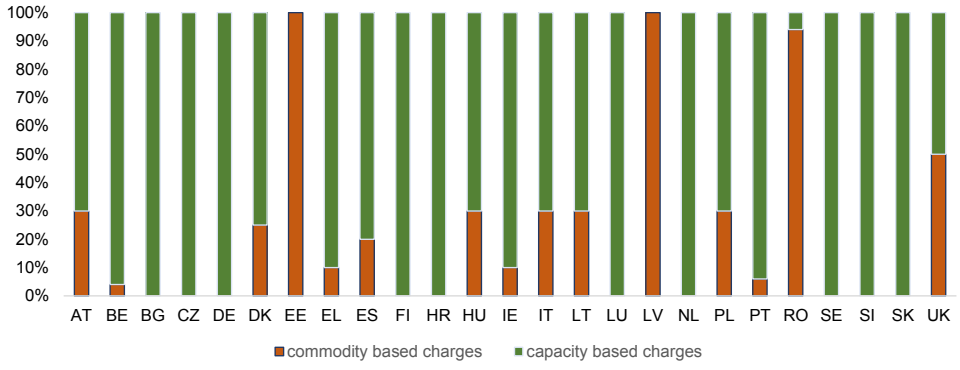


- Në pikën hyrëse - mbi kapacitetet / Në pikën dalëse - mbi kapacitetet
- Në pikën hyrëse - mbi kapacitetet / Në pikën dalëse - mbi kapacitetet dhe mallin
- Në pikën hyrëse - mbi kapacitetet / Në pikën dalëse - asgjë
- Në pikën hyrëse - mbi kapacitetet dhe mallin / Në pikën dalëse - mbi kapacitetet
- Në pikën hyrëse - mbi kapacitetet dhe mallin / Në pikën dalëse - mbi kapacitetet dhe mallin
- Në pikën hyrëse - asgjë / Në pikën dalëse - mbi kapacitetet
- Në pikën hyrëse - asgjë / Në pikën dalëse - mbi kapacitetet dhe mallin
- Në pikën hyrëse - asgjë / Në pikën dalëse - mbi mallin

*LU, RO, FI, SE, LT, BG, EE, LV- pullë postare, ndërsa të tjerët sistem hyrje-dalje Referencë: adoptuar nga [3]

Përsa i përket pjesës së të ardhurave të mbledhura nga faturimi mbi kapacitetet dhe mallin, studimi i referuar nga [3] tregon se shumica e operatorëve të gazit i nxjerrin të ardhurat e tyre nga faturimi mbi kapacitetet, ndërsa numri më i vogël i operatorëve të gazit nxjerrin të ardhurat e tyre nga faturimi mbi mallin.

Figura 9-7 Ndarja e faturimit kapacitet-mall në vendet europiane



Propozohet që për Shqipërinë **ndarja e faturimit kapacitet-mall duhet të përcaktohet në bazë të raportit midis kostove fikse me kostot e ndryshueshme** të kompanisë operatore. Faturimi mbi mallin do të mbulojë të gjitha shpenzimet e ndryshueshme, ndërsa faturimi mbi kapacitetet do të mbulojë të gjitha shpenzimet fikse.

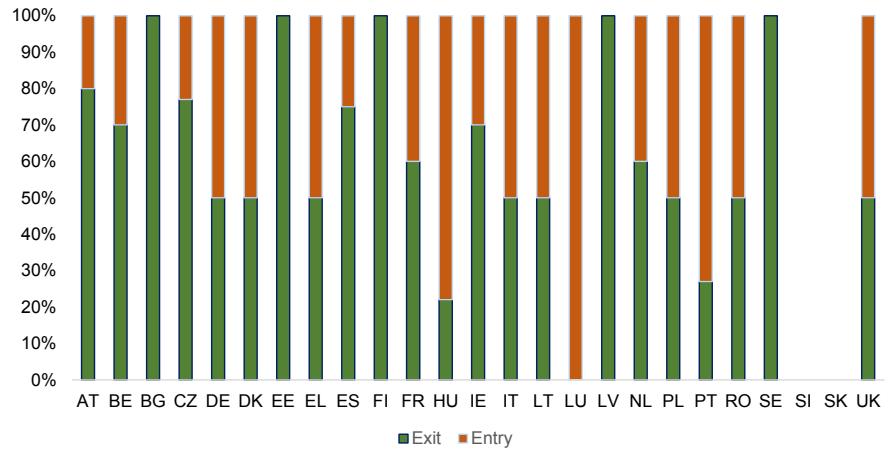
9.4.2 Ndarja hyrje-dalje

Rregullorja 715/2009 EC përcakton se çdo hyrje dhe dalje nga sistemi i gazit duhet të faturohet më vete. Arsyeja për ekzistencën e kësaj ndarje është që të lejojë operatorin e gazit të faturojë pikat e hyrjes dhe të daljes në një mënyrë që reflekton kostot. Në përcaktimin e ndarjes hyrje-dalje duhet të merren në konsideratë faktorët e mëposhtëm:

- Ndarja hyrje-dalje nuk duhet të pengojë tregtinë ndërkufitare
- Ndarja hyrje-dalje nuk duhet të çojë në subvencionimin e transportit të brendshëm ose tranzitit të gazit
- Raporti i ndarjes hyrje-dalje duhet të reflektoje kostot sa më shumë që të jetë e mundur.

Rregullorja lejon entin rregullator të faturojë si hyrjen dhe daljen nga sistemi, ose vetëm njërën prej tyre. Figura në vijim përshkruan praktikat në vendet e përzgjedhura të BE-së dhe tregon një gamë të gjerë të mënyrave që janë përdorim (nga vende që paguajnë vetëm për daljen nga sistemi, në vende që paguajnë edhe hyrjen dhe daljen nga sistemi). Tetë vende aplikojnë një ndarje të rreptë 50 me 50, pesë vende paguajnë vetëm në dalje, tri aplikojnë afërsisht një ndarje hyrje-dalje 20 me 80, njëri nga vendet aplikon ndarje hyrje-dalje 80 me 20, dhe njëri nga vendet mbështetet plotësisht në hyrjet. Si prirje e përgjithshme, mund të vërehet se 21 vende marrin gjysmën ose më shumë të të ardhurave nga pikat e daljes, dhe 13 vende marrin 60% ose më shumë të të ardhurave nga pikat e daljes [3].

Figura 9-8 Ndarja hyrje-dalje e faturimit në vendet evropiane



Referenca: adoptuar nga [9]

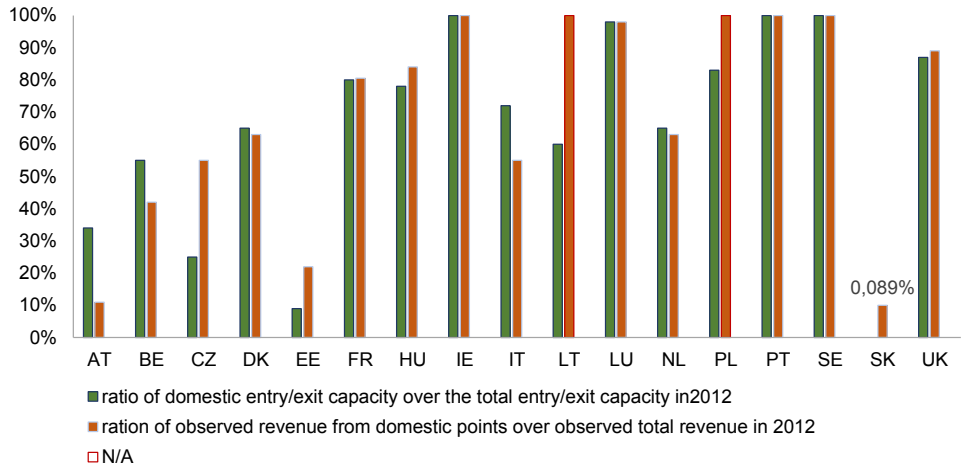
Agjensia për Bashkëpunim e Rregullatoreve të Energjise (ACER) sugjeron se ndarja duhet të bazohet mbi analizën e faktorëve që përcaktojnë ndarjen e shpenzimeve në pikat hyrëse dhe dalëse. **Nëse nuk ka analiza mbi faktorët që përcaktojnë ndarjen e kostove, sugjerimi i Agjencisë është që të përdoret ndarja 50% me 50%, i cili është gjithashtu rekomandimi i këtij studimi**.

9.4.2.1 Kapaciteti i brendshëm krahasuar me kapacitetin total hyrës-dalës

Një çështje që del shpesh në pah gjatë përcaktimit të kapacitetit hyrës-dalës është trajtimi i transportit të brendshëm kundrejt transportit ndërkufitar të gazit. Parimi kryesor i përcaktimit të tarifave është se ato duhet të reflektojne kostot dhe të mos lejojnë subvencionimin e njërit lloj transporti nga tjetri. Sipas këtij parimi tarifat për transportin ndërkufitar dhe transportin e brendshëm duhet të reflektojnë kostot e tyre respektive.

Figura në vijim tregon krahasimin e porcionit të kapacitetit të brendshëm me kapacitetet totale dhe të të ardhurave të mbledhura nga kapacitetet e brendshme me të ardhurat totale. Edhe pse në të ardhurat e brendshme nuk përfshihen të ardhurat nga faturimi mbi mallin, është e qartë se për shumicën e vendeve porcioni i të ardhurave të gjeneruara nga transporti i brendshëm është i krahasueshëm me porcionin e kapacitetit të brendshëm përkundrejt totalit.

Figura 9-7 *Krahasimi midis kapaciteteve të brendshme dhe të ardhurave të tyre korresponduese*



9.4.3 Faturimi sipas vendndodhjes së pikave hyrëse-dalëse

Rregullorja e BE-së përcakton se faturimet e pikave hyrëse dhe dalëse duhet të jetë të pavarura nga njëra-tjetra. Megjithatë, kur përcakton çmimet e hyrjes dhe të daljes, operatori i gazit mund të përdorë dy metoda të dallueshme. Së pari, të faturojë në mënyrë të barabartë të gjitha pikat, e cila në fakt, nuk i jep asnjë informacion përdoruesve për mungesën e kapacitetit në pika të caktuara. Pra, në thelb, sistemi hyrje-dalje bëhet një sistem pullë postare. Përndryshe, operatori i gazit mund të faturojë ndryshe çdo pikë hyrje dhe pikë dalje, duke i dhënë përdoruesve sinjale për të zgjedhur pika të ndryshme bazuar në ndryshimet tarifore midis tyre. Për shembull, në pikat të cilat janë më pak të përdorura tarifat duhet të jenë më të ulëta në krahasim me pikat më të përdorura ku kapacitetet përdoren më shumë.

Figura 9-10 tregon mënyrat e përcaktimit të çmimeve sipas vendndodhjes në shtete të ndryshme anëtare. Nga figura, mund të dallohen mënyrat e mëposhtme:

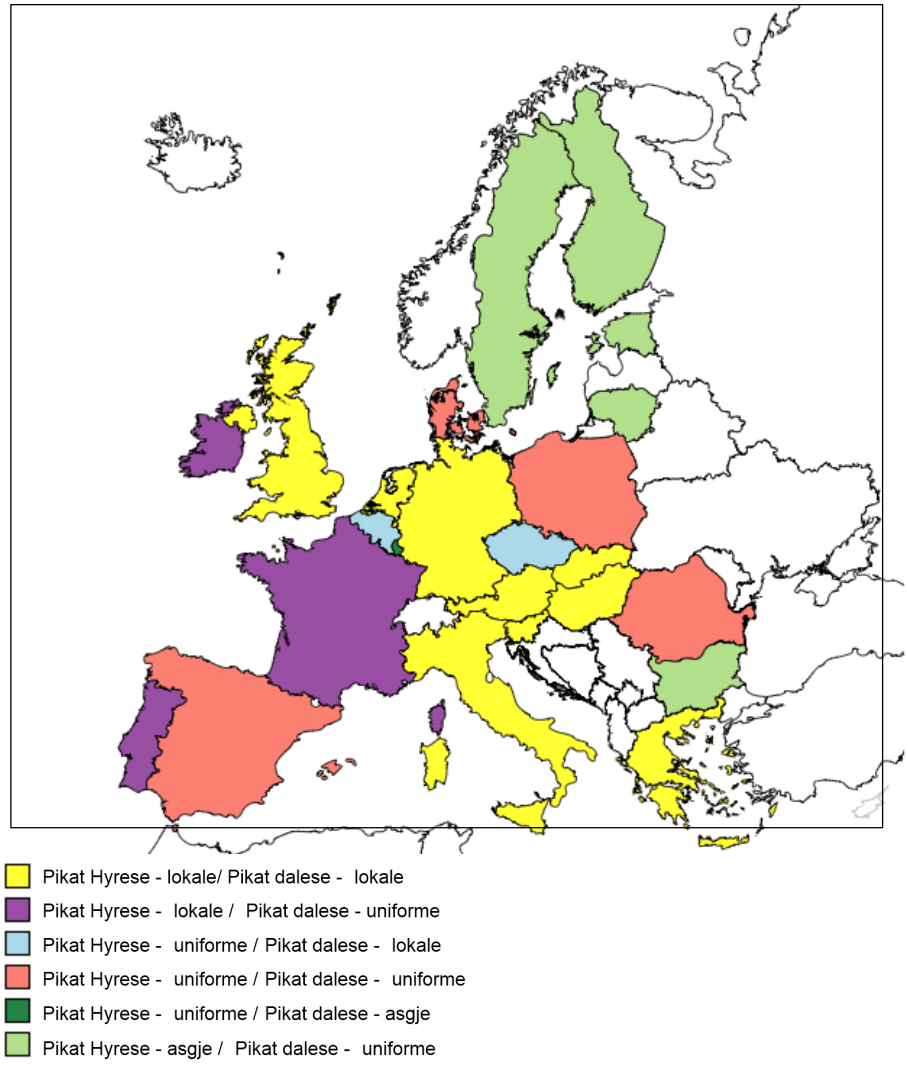
1. **Vendet që përdorin çmime lokale si në pikat e hyrjes dhe ato të daljes**. Vende të tilla si Austria, Italia, Holanda, dhe Britania e Madhe përdorin çmime lokale si në pikat e hyrjes dhe ato të daljes. Vihet re se shumica e vendeve përdorin çmimet lokale sepse ato mendohet se reflektojnë me drejt kostot. Shpërndarja më e drejtë e kostove arrihet në mënyra të ndryshme nga shtete të ndryshme, duke përfshirë shpenzimet e zëvendësimit, kostot margjinale të lidhura me zgjerimin afatgjatë të rrjetit ose ndonjë mënyrë tjetër.

2. **Vendet që përdorin mënyrën e pullës postare për të dy pikat e hyrjes dhe daljes**. Këto janë vende që aplikojnë tarifa uniforme në të gjitha pikat hyrëse dhe tarifa uniforme për të gjitha pikat e daljes. Megjithatë, mund të ketë dallime midis tarifave për pikat e hyrjes dhe tarifave për pikat e daljes.

3. **Vendet që përdorin mënyra të ndryshme për pikat e hyrjes dhe të daljes**. Ka disa vende të cilat aplikojnë tarifa uniforme vetëm në pikat e hyrjes apo pikat e daljes.

Udhëzimet Agjensisë për Bashkëpunim e Rregullatoreve të Energjise (ACER) përcaktojnë se llogaritja e tarifave në pikat e hyrjes dhe të daljes mund të bëhet duke përdorur parimin e pullës postare, metodës së kapaciteteve të ponderuara sipas distancës, metodës së pikës virtuale, dhe metodës të bazuar në sistemin e matricës. Zgjedhja e metodës specifike bëhet nga vetë shtetet anëtare, por duhet që metoda e zgjedhur të sigurojë **mosdiskriminimin**, **konkurrencën dhe promovimin e tregtisë ndërkufitare**.

Figura 9-80 Faturimi sipas vendndodhjes së pikave hyrëse-dalëse në shtete të ndryshme anëtare



* RO, LU, BG, EE, FI, LT, SE – pullë postare, ndërsa të tjerët sistem hyrje-dalje

Referenca: adoptuar nga [9]

10 Modeli tarifor për rrjetin e shpërndarjes

Rregullimi çmimeve në rrjetin e shpërndarjes të gazit në shumë aspekte është i ngjashëm me rregullimin e çmimeve të rrjetit të transmetimit. Në mënyrë të ngjashme me rrjetin e transmetimit, përcaktimi i tarifave bëhet në katër hapa:

1. Përcaktimi i të ardhurave të lejuara të operatorit të sistemit të shpërndarjes (OSSH-G)
2. Alokimi i të ardhurave të lejuara sipas artikujve tariforë
3. Arkëtimi i të ardhurave në bazë të shërbimeve të shitura dhe tarifave në fuqi.
4. Rakordimi i të ardhurave të parashikuara me ato të realizuara

10.1 Përcaktimi i të ardhurave të lejuara

Për të përcaktuar të ardhurat e lejuara për sistemin e shpërndarjes së gazit e njëjta mënyrë përdoret si në rastin e rrjetit të transmetimit të gazit. Prandaj, është e nevojshme për të përcaktuar shpenzimet operative, zhvlerësimet dhe amortizimet e aseteve, dhe norma e fitimit mbi bazën e rregulluar të aseteve, e cila bëhet duke ndjekur të njëjtat parime si në rastin e rrjetit të transmetimit të gazit.

Si në rastin e transmetimit të gazit, shpërndarja e gazit është gjithashtu subjekt i rishikimit të rregullt të të ardhurave të lejuara, si dhe rishikimit për arsye urgjente. Përveç kësaj, enti rregullator mund të lejojë hapjen e një llogarie rregullatore për operatorin e sistemit të shpërndarjes për të njëjtin qëllim si për operatorin e transmetimit.

Pra, të njëjtat parime që ndiqen për përcaktimin e të ardhurave të lejuara për transmetimin e gazit, ndiqen edhe për përcaktimin e të ardhurave të lejuara për operatorin e shpërndarjes së gazit.

10.2 Përcaktimi i tarifave të shpërndarjes

Ndërkohë që rregullorja e BE-së përcakton disa parime të cilat duhet të merren në konsideratë për përcaktimin e tarifave të transmetimit të gazit, nuk ka udhëzime të tilla për shpërndarjen e gazit.

Duke pasur parasysh se sistemet e shpërndarjes së gazit mbulojnë përgjithësisht hapësira të vogla gjeografike, atëherë është e udhës të aplikohet parimi i pullës postare, për tarifat e shpërndarjes së gazit. Kjo nënkupton se tarifa e shpërndarjes së gazit për konsumatorët brenda të njëjtës kategori është e njëjtë për të gjithë zonën e shpërndarjes. Megjithatë, operatori i shpërndarjes duhet të aplikojë tarifa të ndryshme për konsumatorët që nuk janë të të njëjtës kategori. Metoda më e zakonshme e kategorizimit të konsumatorëve është nëpërmjet sasisë së konsumit të tyre vjetor të gazit. Në një rast të tillë, konsumatorët brenda grupit të konsumit duhet të paguajnë të njëjtën tarifë të veçantë në të gjithë zonën e shpërndarjes.

Mekanizmat e përgjithshëm të përcaktimit të tarifave për shpërndarjen e gazit janë më pak komplekse se ato të përcaktimit të tarifave për transmetimin e gazit, i cili bazohet në parimin e hyrje-daljes.

11 Konkluzione

Qëllimi i raportit është të sugjerojë mënyrat rregullatore për vendosjen e tarifave në rrjetin e transmetimit dhe shpërndarjes së gazit. Raporti përshkruan mënyrat e mundshme për rregullimin e rrjeteve të gazit, dhe arrin në përfundimin se mënyra optimale duhet të jetë e bazuar në parimin e tavanit të të ardhurave.

Për zhvillimin e parimeve rregullatore, raporti u mbështet në rregulloren aktuale në fuqi të BE-së. Përveç kësaj, raporti përfshin udhëzime mbi përcaktimin e tarifave të transmetimit të gazit të botuara nga Agjensia për Bashkëpunim e Rregullatorëve të Energjisë (ACER) dhe Rrjeti Evropian i Operatorëve të Transmetimit të Gazit (ENTSO-G). Së fundmi, raporti përshkruan tipet e tarifave që një operator shqiptar i gazit duhet t'i ofrojë klientëve.

Përsa i përket shpërndarjes së gazit, raporti tregon se përcaktimi i të ardhurave të lejuara ndjek të njëjtën procedurë si në rastin e transmetimit të gazit. Dallimi midis shpërndarjes dhe transmetimit të gazit qëndron në mënyrën sesi përcaktohen tarifat. Ndryshe nga transmetimi i gazit i cili ka një dimension ndërkombëtar, shpërndarja e gazit ka dimension lokal, si pasojë nuk jepen udhëzime nga organizmat ndërkombëtare. Prandaj përcaktimi i tarifave për shpërndarjen e gazit është pak më i komplikuar. Por sidoqoftë, në thelb, brenda së njëjtës zonë të shpërndarjes mënyra e pullës postare është më e preferueshme për tarifat e gazit në nivelin e rrjetit të shpërndarjes.

12 Shtojcat

Shtojca 1: Lista jo e plotë e shpenzimeve operative

1.	**Shpenzimet materiale**
1.1.	Shpenzimet për lëndët e para
1.2.	Kostot administrative
1.3.	Kostot e mirëmbajtjes
1.4.	Shpenzimet për energjinë
1.4.1.	Electriciteti
1.4.2.	Gazi
1.4.3.	Nafta
1.4.4.	Kosto të tjera për energjinë
1.5.	Kosto të tjera materiale
2.	**Kostot për gazin**
2.1.	Humbjet dhe gabimet në matje
2.2.	Konsum vetjak
2.3.	Kosto inventari
3.	**Kosto të tjera materiale**
3.1.	Telefon, internet, transport, etc.
3.2.	Kostot për shëbime të kontraktuara nga kompani të tjera
3.3.	Kosto qeraje
3.4.	Kostot mbi qeranë
3.5.	Kostot për konsulencat
3.6.	Kostot e lidhura me auditet
3.7.	Kostot për fuqinë punëtore
3.8.	Rrogat
3.9.	Sikuracioni për pajisjet
3.10.	Kontributet mbi rrogat
3.11.	Pagesa për kompensime të ndryshme
4.	**Kosto të tjera**
4.1.	Zhvlerësimi i vlerës së pajisjeve
4.2.	Modifikimet e aseteve
4.3.1.	Modifikimet e aseteve afatgjata
4.3.2.	Modifikimet e faturave të shitjeve
4.3.3.	Modifikimet e kostove të inventarit
4.4.	Kosto të tjera

Shtojca 2: Procedura për përcaktimin e tarifave për transmetimin dhe shpërndarjen

Lista e mëposhtme paraqet hapat për përcaktimin e tarifave të transmetimit dhe shpërndarjes së gazit. Ndryshimi midis transmetimit dhe shpërndarjes qëndron vetëm në ndarjen e të ardhurave të lejuara, e cila është më e ndërlikuar në rastin e sistemit të transmetimit. Hapat e nevojshme janë:

1. Mbledhja e të dhënave të nevojshme (bilancet, deklarimet e të ardhurave, planet e investimeve, analiza e kërkesës ...).

2. Përcaktimi i gjatësisë së periudhës rregullatore, të vlerës së KMPK dhe faktorit X.

3. Përcaktimi i të ardhurave të lejuara për secilin vit të periudhës rregullatore.

    a. Përcaktimi i shpenzimeve operative (OPEX)

    b. Përcaktimi i bazës së aseteve rregullatore (BAR)

    c. Përcaktimi i amortizimit

    d. Përcaktimi i normës së fitimit mbi bazën e aseteve rregullatore

4. Normalizimi i të ardhurave të lejuara:

    a. Llogaritja e një “tarife mesatare”

    b. Në rast se tarifa mesatare nuk është konkurruese, merret në konsideratë përdorimi i një llogarie rregullatore.

    c. Modelimi financiar i operatorit të transmetimit ose të shpërndarjes.

5. Përcaktimi i metodologjisë tarifore (hyrje-dalje e pastër apo pullë postare).

6. Shpërndarja e të ardhurave të lejuara sipas artikujve tariforë:

    a. Përcaktimi i Ndarjes Kapacitet-Mall (Ndarja Kosto Variable-Fikse)

    b. Përcaktimi i Ndarjes Hyrje-Dalje

    c. Përcaktimi i tipeve të kontratave që do të ofrohen (Kontrata të qëndrueshme -vjetore, mujore, ditore ose me ndërprerje)

Shtojca 3: Jetëgjatësia e aseteve sipas entit rregullator italian

Aseti	**Jetëgjatësia (në vite)**
Ndërtesat	40
Gazsjellësit	50
Stacionet e Presionit të Gazit	20
Pajisje të tjera të lidhura me gazin	20
Sistemi IT	5
Asete jetëgjata të tjera	10
Investime të pavendosura akoma në punë	-
Toka	-

Shtojca 4: Kostot e kapitalit në disa vende evropiane për kompanitë e transmetimit (T) dhe shpërndarjes (S)

Referenca: [7]

Vendi	Gjermania	Polonia	Finlanda		Republika Çeke	Franca		Slovakia	Greqia	Switzerland
Sektori	T&S	T&S	S	T	S	S	T	S	T	T
Norma e fitimit pa risk	3.80%	5.421%	1.82%	1.82%	4.60%	2.20%	2.0%	4.01%	0.63%	2.32%
Debitë	0.60%	N/A	1.8%	1.8%	N/A	0.60%	0.60%	N/A	N/A	0.55%
Asetet beta	0.32	0.40	0.3	0.3	0.40	0.46	0.58	0.3	N/A	0.4
Kapitali beta	0.79	0.69	0.397	0.357	N/A	0.76	0.96	N/A	0.50	1
Market risk premium (Diferenca midis Normës së pritur të fitimit dhe Normës së fitimit pa risk)	4.55%	4.80%	5%	5%	6.40%	5.0%	5.0%	3%	5.90%	3.9%
Gearing (debia/ debi+kapital i lirë)	60%	42%	30%	20%	40%	50%	50%	60%	27.6%	60%
Norma e taksave	15.82%	19%	26.00%	26.00%	19%	34.43%	34.43%	20.00%	20.00%	19.20%
Kostoja e debisë	3.80%	6.42%	3.62%	3.62%	4.91%	2.8%	2.6%	5.13%	5.95%	2.87%
Kostoja e kapitalit të lire	9.05%	8.73%	5.01%	6.80%	8.54%	9.2%	10.4%	6.00%	12.9125%	N/A
KMPK	5.90%[1]	8.95%[1]	4.32%[1]	5.99%'	8.288%[1]	6.0%[2]	6.5%[2]	6.04%	10.99%	4.21%

Referencat

[1] Energy Charter Secretariat, Gas Tariffs in Selected Countries, 2006.

[2] Agency for the Cooperation of Energy Regulators, "Framework Guidelines on Harmonised transmission tariff structures", 2013.

[3] ACER , "Assessment of Policy Options: Justification document for Framework Guidelines on rules regarding Harmonised Transmission Tariff structures", 11 2014.

[4] B. Tenenbaum, "Tenenbaum, B. (1995): The real world of Power Sector Regulation, Viewpoint Note, No.50, the World Bank", 1995.

[5] V. Sarafidis, "An Assessment of Comparative Efficiency Measurement Techniques",Europe Economics, 2002.

[6] T. R. D. O. C. B. G. Coelli, An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis, Springer US, 2005.

[7] E. a. Young, "Mapping power and utilities regulation in Europe", 2013.

[8] KEMA International B.V., "Study on Methodologies for Gas Transmission Network Tariffs and Gas Balancing Fees in Europe", KEMA International B.V., 2009.

[9] KEMA Energy , Study on Entry-Exit Regimes in Gas, 2013.

[10] Energy Charter Secretariat, "Gas Tariffs in Selected Countries", Energy Charter Secretariat, 2006.

[11] ERGEG, "Principles on Calculating Tariffs for Access to Gas Transmission Networks", 2007.

[12] D. K. E. a. Sustainability, "Study on Entry-Exit Regimes in Gas", 2013.

Financed from EWBJF by a contribution from the EU IPA Multi-Beneficiary Programme for Albania, Bosnia and Herzegovina, the former Yugoslav Republic of Macedonia, Kosovo*, Montenegro and Serbia

Kuadri i Investimeve të Ballkanit Perëndimor
Instrumenti Lehtësues për Projektet e Infrastruktures (IPF)
Asistenca Teknike 4 (IPF 4)

WB11-ALB-ENE-01

Master Plani i Gazit Natyror për Shqipërinë dhe Identifikimi i Projekteve Prioritare në Fushën e Gazit Natyror

Shqyrtimi Institucional dhe Raporti i Vlerësimit Organizativ dhe Institucional

Final

18 April 2016

COWI | IPF

*) This designation is without prejudice to positions on status, and is in line with UNSCR 1244/1999 and the ICJ Opinion on the Kosovo declaration of independence.

Fondi i Përbashkët Evropian dhe Ballkani Perëndimor (EWBJF)

Kuadri i Investimeve të Ballkanit Perëndimor

Zyra e Projekteve të Infrastruktures

Asistenca Teknike Nr 4

Sektorët e Energjisë, Mjedisit, Transportit dhe Sociale

WB11-ALB-ENE-01

Master Plani i Gazit për Shqiperinë dhe

Projektet Prioritare të Investimeve

Shqyrtimi Institucional dhe Raporti i Vlerësimit Organizativ dhe Institucional

Final

18 Prill 2016

Assistenca Teknike për këtë projekt financohet nga Kuadri i Investimeve të Ballkanit Perëndimor që është një iniciativë e përbashkët e Komunitetit Europian, Institucioneve Financiare Ndërkombëtare, dhuruesve dypalësh dhe qeverive të Ballkanit Perëndimor, të cilat mbështesin zhvillimet socio-ekonomike dhe përpjekjet për pranimin e vendeve të Ballkanit Perëndimor në Bashkimin Europian nëpërmjet sigurimit të fondeve dhe asistences teknike për investime strategjike veçanërisht në infrastrukturë, efiçensën e energjisë dhe zhvillimin e sektorit privat.

Shënim: *Autorët marrin përgjegjësi të plotë për përmbajtjen e këtij raporti. Mendimet e shprehura në këtë raport nuk reflektojnë domosdoshmërisht pikëpamjet e Bashkimit Europian ose Bankës Europiane të Investimeve*

Document nr.	WB11-ALB-ENE-01 GDA
Versioni	Final
Data e lëshimit	18 Prill 2016
Përgatiti	Nijaz Dizdarević, Alban Çaushi, Jurica Brajković, Damir Pešut
Kontrolloi	Ole Johansen
Aprovoi	Martyn Osborn

List of Abbreviations

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AKBN	Agjencia Kombëtare e Burimeve Natyrore (National Agency of Natural Resources)
ALB	Albania (Republic of)
bcm	Billion Cubic Meter
CAPEX	Capital Expenses
KIV	Kompani e Integruar Vertikalisht
DCF	Discounted Cash Floë
DSO	Distribution System Operator
EBRD	European Bank for Reconstruction and Development
EC	European Commission
ECRB	Energy Community Regulatory Board
ECS	Energy Community Secretariat
EDS	Energy Development Strategy
EFET	European Federation of Energy Traders
EIA	Environmental Impact Assessment
EIB	European Investment Bank
EMAS	Environmental Management System
ENTSO	European Netëork of Transmission System Operators
ENTSO-G	European Netëork of Transmission System Operators Gas
ERRA	Energy Regulators Regional Association
ERE	Enti Rregullator i Energjisë (Energy Regulatory Entity)
ESIA	Environmental and Social Impact Assessment
EnC	Energy Community
EU	European Union
FEC	Final Energy Consumption
FS	Feasibility Study
GDP	Gross Domestic Product
GNL	Gazi Natyror i Lëngëzuar
GoA	Government of Albania
IAP	Ionian-Adriatic Pipeline
IFI	International Financial Institutions
IRR	Internal Rate of Return
ISHTI	Inspektoriati Shtetëror Teknik dhe Industrial
KIV	Kompani e Integruar Vertikalisht
LNG	Liquefied Natural Gas
LPG	Liquefied Petroleum Gas
NAoA	National Assembly of Albania
MEDREG	Mediterranean Energy Regulators
NGOs	Non-Governmental Organisations
MEI	Ministry of Energy and Industry
MEI	Ministria e Energjisë dhe Industrisë
NPV	Net Present Value
NP	Modeli Ndarje Pronësore
NRA	National Regulatory Authority
OLNGF	Operator of LNG Facility

OPEX	Operational Expenses
OPS	Modeli i Operatori it të Pavarur të i Sistemit
OPT	Modeli i Operatorit të i Pavarur të i Transmetimit
OST-G	Operatori i Sistemit të Transmetimit të Gazit
OSSH-G	Operatori i Sistemit të Shpërndarjes
OT	Operatori i Tregut
PCI	Project of Common Interest
PDE	Paketa e Dytë e Energjisë
PECI	Projects of Energy Community Interest
PHLG	Permanent High Level Group
PTE	Paketa e Tretë e Energjisë
PS	Public Supplier
PSO	Public Service Obligation
RSFEC	Reference Scenario Final Energy Consumption
QSH	Qeveria Shqiptare
SAEI	Strategic Assessment of Environmental Impact
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SEK	Sekretariati i Komunitetit të Energjisë
SEP	Second Energy Package
SMEs	Small and Medium-Sized Enterprises
SO	System Operator
SSO	Storage System Operator
TAP	Trans-Adriatic Pipeline
TEP	Third Energy Package
ToR	Terms of References
TOTEX	Total Expenses
TSO	Transmission System Operator
UNCITRAL	The United Nations Commission on International Trade Law
VIU	Vertically Integrated Undertaking
WBIF	Western Balkans Investment Framework

1 Hyrje

Titulli i Projektit:	Master Plani i Gazit për Shqipërinë dhe Identifikimi i Projekteve Prioritare në fushën e Gazit
Kodi i Projektit:	WB11-ALB-ENE-01
Kontraktori:	COWI IPF Consortium
Përfituesit:	Ministria e Energjisë dhe Industrisë (përfituesi kryesor), Albpetrol dhe ERE
Data e fillimit të Projektit:	02 Qershor 2015
Kohëzgjatja e parashikuar:	16.5 muaj
Data e parashikuar e mbarimit :	Tetor 2016

2 OBJEKTIVAT E PROJEKTIT

Studimi

Ky nënprojekt konsiston në përgatitjen e një studimi gjithëpërfshirës për zhvillimin e një master plani të gazit për Shqipërinë, që përfshin:

1) Skenarët e kërkesës dhe furnizimit me gaz natyror,

2) Hartimi i Projekteve Prioritare të Investimeve në fushën e Gazit, politikat e çmimeve të gazit, tarifat, dhe rregulloret,

3) Analiza në nivel parafizibiliteti i projekteve të mundshme të infrastrukturës në fushen e gazit,

4) Promovimi i përdorimit të gazit natyror në Shqipëri, dhe

5) Zhvillimi i njohurive dhe aftësive lokale në Ministrinë e Energjisë dhe Industrisë (MEI), Operatorin e Transmetimit të Gazit (OST-G) dhe Entin Rregullator të Energjise (ERE);

Ky është një nënprojekt brenda projektit të përgjithshëm IPF4.

Objektivat e Përgjithshme

Objektivat e përgjithshëm të nënprojektit janë:

1) Përpilimi i një Master Plani gjithëpërfshirës afat-mesëm për gazin,

2) Hartimi i një Plani për Identifikimin e Projekteve prioritare; dhe

3) Tejçimi i dijeve dhe aftësive për menaxhimin e tregut të gazit në institucionet përkatëse në Shqipëri.

Objektivat Specifike

Objektivat specifike të nënprojektit janë:

1) Të adresojë çështjet që lidhen me kuadrin institucional kombëtar të sektorit të gazit,

2) Të vlerësojë potencialin e përfshirjes së sektorit privat në investimet e sektorit të gazit,

3) Të identifikojë dhe të sygjerojë zgjidhje për problemet kryesore të shpërndarjes se gazit në Shqiperi,

4) Të vlerësojë studimet ekzistuese në tregut e gazit dhe të analizojë konkluzionet e nxjerra nga këto studime,

5) Të rishikojë kushtet aktuale të tregut, duke përfshirë pikat e dobëta të sistemit të gazit në të tashmen dhe në të ardhmen, me qëllim që ti analizojë këto kushte përkundrej parashikimit të balancave afat-mesme të furnizimit apo kërkesës me gaz, ndërkohë që bën vlerësimin e kërkesave mesatare dhe të këresave gjatë pikut të ngarkesës në të tashmen dhe në të ardhmen, pasi ka marrë në konsideratë rritjen e prodhimit në sektorin

industrial, të energjisë, të transportit, dhe në sektorin komercial dhe rezidencial.

6) Të vlerësojë kuadrin institucional aktual në lidhje me gazin, energjinë apo sektorët e tjerë që janë të lidhura me gazin, ose që mund të ndikohen nga krijimi i një tregu të gazit në Shqipëri në të ardhmen, dhe të bëjë rekomandimet e duhura për të përmirësuar kontekstin institucional, si edhe të mbështesë zhvillimin e njohurive në fushën e gazit dhe aftësimin profesional të përfituesve.

Përdorimi i sugjerimeve të nënprojektit

Mbas implementimit të suksesshëm të projektit, dhe përcaktimit të Projekteve Prioritare, sugjerimet e këtij raporti mund të përdoren nga Qeveria Shqiptare dhe Institutet Financiare Ndërkombetare (BERZH-i dhe institucione të tjera që do të përcaktohen më vonë), për të marrë vendimet e duhura për investimet në infrastrukturën e gazit.

Ngritja e kapaciteteve, si dhe mbështetja nga grupi i konsulences në zhvillimin e politikave të gazifikimit, dhe të kuadrit ligjor, rregullator dhe institucional do të jetë njëri prej aktiviteteve të projektit që do të shërbejë për të mundësuar zhvillimin e sektorit të gazit në Shqipëri, në përputhje me Strategjinë shqiptare të Zhvillimit të Energjisë dhe me detyrimet ndaj Komunitetit Europian.

Referimi ndaj Termave të Referencës

Raporti i Shqyrtimit Institutional dhe Vlerësimit Organizativ dhe Institutional, është përpiluar në përputhje me Termat e Referencës. Ky raport mbulon çështjet legale, rregullatore, institucionale, dhe organizative, dhe ndiqet nga Raport i Zhvillimit të Tregut.

3 QËLLIMI, OBJEKTIVI DHE SYNIMI I RAPORTIT

Qëllimi

Ky Raport në rradhë të parë udhëzon dhe jep rekomandime për kuadrin ligjor dhe rregullator, si edhe atë institucional dhe organizativ në sektorin e gazit natyror në Shqipëri. Së dyti, ky raport identifikon gjendjen aktuale të përputhshmërisë të sektorit të gazit dhe jep rekomandime për rregullat e tregut të gazit. Së treti, ky raport pasqyron marrëveshjet themelore kontraktuale për furnizimin dhe transmetimit e gazit. Qëllimi është në përputhshmëri me kërkesat e BE-së (acquis communautaire për gazin) që rrjedhin nga Traktati i KE, në të cilin Shqipëria është palë kontraktuese.

Objektivi

Ky Raport në rradhë të parë mbështet përcaktimin e legjislacionit të nevojshëm dhe ndryshimeve përkatëse, nëse duhen, të kuadrit ligjor, rregullator, si edhe institucional dhe organizativ për menaxhimin e sektorit të gazit në Shqipëri. Së dyti, propozon marrëveshje kontraktuale racionale që përfshijnë rregullat dhe ligjet bazë për konsumatorët dhe për furnizimin me gaz të rrjetit të transmetimit.

Në përputhje me këtë qëllim dhe objektiv në këtë raport bëhet:

1) identifikimi i nivelit aktual të tregut të brendshëm të gazit, si dhe çështjeve që pengojnë zhvillim e shpejtë të tij,

2) rekomandimi i rregullave dhe zgjidhjeve për shmangien e vështirësive në lidhje me zhvillimin e tregut të brendshëm të gazit natyror,

3) nënvizon çfarë është arritur tashmë nëpërmjet shqyrtimit të kuadreve ligjore, rregullatore, institucionale, dhe organizative, mbi bazën e të cilave funksionon sektori i gazit dhe identifikon boshllëqet në politikat aktuale të cilat kërkojnë vëmendje urgjente, dhe
4) propozon alternativat që duhet të marrë në konsideratë Qeveria Shqiptare për të përcaktuar politikat që duhet të ndjekë për transformimin e sektorit, në mënyrë që të rrisë furnizimin në tregun e brendshëm të gazit, dhe rrugën që duhet të ndjekë për prioritizimin e çështjeve themelore që kërkojnë vëmendje institutionale.

Synimi

Synimi i Raportit është të adresojë në mënyrë të detajuar, aspektet më të rëndësishme te kuadrit ligjor, rregullator, institucional, dhe organizativ. Së pari raporti synon të pasqyrojë politikat ligjore që rrjedhin nga ligji i ri për sektorin e gazit në Shqipëri (Ligji për Sektorin e Gazit Natyror i vitit 2015) si; ndarja e operatorëve të transmetimit dhe të shpërndarjes, çertifikimi rregullator dhe përcaktimi ligjor i Operatorit të Sistemit të Transmetimit të gazit (OST-G), si edhe çertifikimit të OST-G në lidhje me vendet e tjera. Së dyti synon të reflektojë, rregullat më të rëndësishme të tregut që rrjedhin nga ligji i ri për gazin dhe aplikimit të Paketës së Tretë të Energjise në fushën e gazit. Së treti synon të pasqyrojë marrëveshjet kontraktuale që janë të nevojshme për funksionimin e duhur të sektorit të gazit natyror në Shqipëri. Vleresimi i elementeve standarte të sektorit të gazit bazohet mbi ligjin për gazin natyror i vitit 2015.

Raporti ofron një analizë të thellë dhe u shpjegon përfituesve të (ri)gazifikimit të Shqipërisë aspektin ligjor dhe rregullator, si dhe kuadrin institucional dhe organizativ, veçanërisht nga pikëpamja e detyrimeve që i dalin Shqipërisë nga acquis communautaire i KE-së për gazin natyror siç parashtrohet në Traktatin e KE-së. Të gjitha rekomandimet e dhëna në raport bazohen në rekomandimet dhe udhëzimet e Sekretariatit të Komunitetit të Energjisë që nga ana e tyre bazohen në Direktivat dhe Rregulloret e BE-së që janë pjesë e acquis për gazin si dhe udhëzimet e ACER (Agjencisë për Bashkëpunim e Rregullatoreve të Energjisë), ENTSO-G (Rrjetit Evropian të Operatorëve të Sistemit të Transmetimit të Gazit) të cilat duhet të zbatohen në legjislacionin kombëtar si parakusht për pranimin e vendeve kandidate në BE.

4 PËRMBLEDHJA E RAPORTIT

Çështjet kryesore të Raportit

Ky raport identifikon boshllëqet kryesore ligjore dhe rregullatore, si dhe institucionale dhe organizative që duhet të adresohen në zbatimin e Master Planit të Gazit. Kjo përfshin vlerësimin e modeleve të ndryshme të tregut për pozicionimin e OST-së dhe OSSH-së së gazit. Në raport nënvizohen praktikat më të mira tregtare dhe faktoret që ndikojnë në tërheqjen e kompanive private për zhvillimin e sektorit të gazit natyror në Shqipëri.

Tre elementet analitike kryesore të Raportit

Fillimisht në raport bëhet një shqyrtim i rregulloreve aktuale të BE-së që lidhen me gazin dhe rekomandimeve të tyre. Rregulloret krahasohen me ato ekzistuese në Shqipëri, dhe më pas ofrohen rekomandimet bazë për ndryshime. Më tej janë paraqitur bazat e modeleve të tregut të zbatuara në tregjet e zhvilluara të gazit. Funksionet, të drejtat dhe detyrimet e secilit pjesëmarrës në treg janë përshkruar për furnizuesit e gazit, tregtuesit e gazit, operatoret e sistemit te transmetimit, operatorët e sistemit të shpërndarjes, dhe Entit Rregullator të Energjisë. Në fund kryhet analiza e kuadrit ekzistues institucional dhe organizativ në lidhje me gazin, energjinë, dhe sektorëve të tjerë që lidhen me to. Gjithashtu në raport janë vlerësuar kompetencat e lidhura me sektorin e gazit, janë identifikuar mangësite madhore dhe pengesat, dhe jane dhënë rekomandimet.

Qëllimi

Ky raport ndihmon për të zhvilluar njohuritë dhe aftësitë lokale në MEI, ERE dhe Albpetrol që është instanca menaxhuese e gazit natyror, autoriteti rregullator për gazin natyror, dhe operatori i transmetimit të gazit natyror, në lidhje me grup-çështjet kryesore; ato ligjore, rregullatore, institucionale, dhe organizative. Raporti ndihmon në përcaktimin e legjislacionit rregullues dhe ndryshimeve përkatëse që duhen bërë për menaxhimin e sektorit të gazit natyror në Shqipëri. Efektiviteti i rregulloreve që kanë lidhje me efikasitetin e ligjit të ri në lidhje me gazin është evidentuar dhe analizuar. Në fund jepen rekomandimet për përmirësimin e legjislacionit dhe forcimin e strukturave menaxhuese të sektorit të gazit natyror.

Rekomandimet

Rekomandimet përqëndrohen, në veçanti, në përshtatshmërinë e politikave, rolin e institucioneve, mandatet, organizimin, koordinimin, dhe kapacitetet e përfituesve për zbatimin e përgjegjësive në të gjithë sektorin e gazit natyror. Raporti është i bazuar në mësimet e nxjerra nga rregullat kryesore të BE-së për gazin dhe në praktikat më të mira europiane, veçanërisht duke u fokusuar në praktikat ligjore, dhe dispozitat për rregullat e tregut. Fokusi i veçantë i është kushtuar ndarjes, liçencimit, dhe çertifikimit të OST-së dhe OSSH-së së gazit (OST-G dhe OSSH-G). Këto janë procese që janë në zhvillim e sipër në të gjithë BE-në, dhe rrjedhimisht pritet angazhimi i çdo përfituesi (I MEI-t, ERE-s, dhe Albpetrol).

Mbi politikat ligjore

Rekomandimet për politikat ligjore janë dhënë përsa i përket:

1) Nevojës për të proceduar sipas dispozitave tranzitore të Ligjit për Sektorin e Gazit;

2) Ndarjes së OST-G (Albpetrolit);

3) Përcaktimit dhe ndarjes së OSSH-G (Albpetrolit ose operatorëve të tjerë potencialë);

4) Çertifikimit Rregullator të OST-G (Albpetrolit);

5) Emërtimit ligjor të OST-G (Albpetrolit);

6) Çertifikimit të OST-G (Albpetrolit) në raport me vendet e tjera (nëse është e nevojshme); dhe

7) Aspekteve të tjera ligjore që plotësojnë zhvillimin e infrastrukturës së gazit.

Mbi rregullat e tregut të gazit

Rekomandimet mbi rregullat e tregut të gazit:

1) Tregu i gazit natyror duhet të organizohet, operohet dhe zhvillohet nga operatori i tregut (OT) të gazit në të gjithë territorin e Shqipërisë. Në përgjithësi, detyrat dhe obligimet e operatorit të tregut të gazit mund të merren përsipër ose nga OST-G (Albpetroli) ose një entitet i veçantë juridik (në pronësi të OST-G-së ose në pronësi të shtetit). Ligji për Gazin Natyror specifikon si OT si një kompani në pronësi të OST-G (që presupozohet të Albpetroli, por disa OST-G mund të licensohen në vend).

2) OST-G do të jetë një ndërmarrje e specializuar dhe e pavarur me statusin e një personi juridik sipas ligjeve të Shqipërisë. Themelimi, organizimi dhe funksionimi i OST-G, duke përfshirë edhe statusin e saj ligjor dhe kompetencat e organeve të përfshira në të, do të rregullohet në bazë të ligjeve në fuqi, por pa cenuar kërkesat për pavarësinë e saj dhe ndarjen e saj ligjore nga strukturat shtetërore. OST-G duhet të mirëmbaje, të përmirësoje dhe të zgjerojë rrjetin e saj të transmetimit të gazit, dhe ta lidhë këtë rrjet me rrjetet e transmetimit të shteteve të tjera.

3) OSSH-G do të jetë përgjegjëse për mirëmbajtjen e zonës së saj të shërbimit, ku ajo kryen veprimtarinë shpërndarjes së gazit në territorin e Shqipërisë, dhe nëse konsiderohet efektive, modernizimin dhe zgjerimin e sistemit të shpërndarjes. OSSH-G duhet të jetë e pavarur të paktën në aspektin e formës se saj ligjore, organizimit dhe vendimmarrjes nga aktivitetet e tjera që nuk kanë të bëjnë me shpërndarjen e gazit.

Prezantimi

Çështjet kryesore të Raportit jane diskutuar në Prezantimin përkatës (mbi politikat ligjore dhe institucionale), dhe në takimet e kryera me përfituesit me qëllim që të pasqyrojë komentet dhe rekomandimet e përfituesve.

5 SHIKIM I PËRGJITHSHEM MBI RREGULLORET AKTUALE NË LIDHJE ME GAZIN NATYROR NË BE

5.1 Hyrje

Ky kapitull përshkruan legjislacionin evropian (acquis communautaire) që është aktualisht në fuqi në Komunitetin e Energjisë (KE) për sektorin e gazit. Duke Traktatin e KE-se, Shqipëria ka marrë angazhime ligjore ndërkombëtare të detyrueshme për të adoptuar legjislacionin bazë të energjisë të BE-së, i ashtuquajturi “acquis communautaire” [1]. Përveç Traktatit të KE-së, Shqipëria është gjithashtu nënshkruese e Traktatit të Kartës së Energjisë[2]. Megjithatë, për shkak të çështjeve më urgjente me të cilat përballen institucionet shqiptare në sektorin e gazit natyror, vetëm Traktati i KE-së është trajtuar.

Traktati i KE-së dhe Acquis communautaire në fushën e energjisë përfshijnë,ndër të tjera, udhëzime të përditësuara mbi sektorin e gazit natyror. Kjo siguron që Shqipëria është në të njëjtin hap me zhvillimet e BE-së dhe përshtat vazhdimisht kuadrin e saj ligjor dhe rregullator me atë të BE-së. Meqë Shqipëria ka rënë dakord për zbatimin e acquis communautaire të BE-së, ajo gjithashtu zhvillon kuadrin e saj institucional dhe organizativ në përputhje me atë ligjor dhe rregullator.

Fokusi në Shqipëri si një prej Palëve Kontraktuese të Traktatit do të zhvendoset së shpejti nga miratimi i legjislacionit primar në përputhje me acquis communautaire në zhvillimin e dispozitave dytesore (Shtojca 1), si për shembull, sistemet e tarifave, kodet e rrjetit, rregullat e furnizimit, dhe kodi i tregut. Këto lloje të aktiviteteve të ardhshme nuk janë për t'u nënvlerësuar, pasi ato do të hedhin themelet për një sektor funksional të gazit në Shqipëri, duke përfshirë tregun elementar të gazit.

Në vazhdën e transpozimit të Paketës së Tretë për Energjinë (PTE) u miratua Ligji për Gazin Natyror në Shqipëripas një pune intensive për hartimin e ligjit të ri për gazin që u krye në harkun kohor 2014-2015. Faza e konsultimeve me publikun u mbyll në të njëjtën kohë që drafti ju dërgua për komente dhe sygjerime ministrive, institucioneve dhe entiteteve (si AKBN, ISHTI, Albpetrol) si edhe palëve të interesuara (si TAP AG, Bankers Petroleum, Shell International, Petromanas Albania GMH, Stream Oil & Gas Ltd, Phoenix Petroleum Gas Society, etj). Për më tepër, ajo ju paraqit dy herë për komente Sekretariatit të Komunitetit të Energjisë

[1] Traktati i EnC u ratifikua nga Kuvendi me Ligjin Nr. 9501, datë 3.4.2006 "Për ratifikimin e traktatit të krijimit të Komunitetit të Energjisë ".

[2] Traktati i Kartës së Energjisë u ratifikua nga Kuvendi me Ligjin Nr. 8261, datë 1997/11/12 "Për ratifikimin e Traktatit të Energjisë Kartës dhe Kartës Protokollit të Energjisë për efiçiencën e energjisë dhe aspektet e lidhura të mjedisit".

(SKE) dhe të dy herët SKE u përgjigj pozitivisht.[3]. Më në fund drafti u dërgua nga Qeveria Shqiptare (QSH) për shqyrtim në Kuvënd dhe u votua më 23 shtator 2015.

Bazuar në PTE, Direktiva 2004/67 e KE nuk mund të neglizhohet. Duhet përmendur se Shqipëria, që ka patur vetëm një infrastrukturë të kufizuar të gazit, ka miratuar tashmë në legjislacionin e saj një numër të madh të elementeve të Direktivës 2004/67 / KE. Megjithatë, është ende e nevojshme përputhja e plotë në fushën e sigurisë së furnizimit me gaz natyror siç specifikohet në këtë Direktivë, në veçanti në lidhje me ndarjen e detyrave dhe kompetencave midis ERE-s dhe MEI-t në lidhje me sigurinë e furnizimit me gaz natyror. Për më tepër, aktualisht mungon një përkufizim i sigurisë minimale të standardeve të furnizimit me gaz natyror si edhe një listë e instrumenteve që sigurojnë cilësinë e furnizimit me gaz natyror (në përputhje me Artikullin 6 të Ligjit për Sektorin e Gazit Natyror të vitit 2015 standartet do të përcaktohen në “Planin e Emergjencës” .

5.2 Direktivat e KE-së për Gazin

Paketa e Tretë e Energjisë (PTE) përfshin:

- Directivën 2009/73/EC të dates 13 Korrik 2009 që lidhet me rregullat e përbashkëta për tregun e brendshëm të gazit natyror dhe shfuqizon Direktivën 2003/55 / EC, që kishte afatin e saj të zbatimit deri më 1 janar 2015;

- Rregullorja Nr 715/2009 EC e 13 korrikut 2009 mbi kushtet për akses në rrjetet e transmetimit të gazit natyror që shfuqizon Rregullore Nr 1775/2005 EC, që kishte afatin e saj të zbatimit deri më 1 janar 2015;

Përpara PTE-së Paketa e Dytë e Energjisë (PDE) përfshinte:

- Direktivën 2003/55 / EC të datës 26 qershor 2003, në lidhje me rregullat e përbashkëta për tregun e brendshëm të gazit natyror, që shfuqizonte Direktivën 98/30 / EC, që kishte afatin e saj të zbatimit deri më 1 korrik 2007; dhe

- Rregullorja e KE Nr 1775/2005 e 28 shtatorit 2005 mbi kushtet për akses në rrjetet e transmetimit të gazit natyror, që kishte afatin e saj të zbatimit deri më 31 Dhjetor 2008.

Më parë, Direktiva 2003/55 / EC dhe Rregullorja Nr 1775/2005 EC e PDE vendosi parimet kryesore të liberalizimit të tregut të gazit. Afati i fundit për hapjen e tregut për banesat familjare në sektorin e gazit ishte përcaktuar 1 janari i 2015-ës. Afati i fundit për hapjen e tregut për përdoruesit jo-familjarë u përcaktua për daten 1 janar 2008. Sot, Paketa e Tretë me Vendimin 2011 / 02 / MC-EnC përcakton afate kohore të veçanta për nenin 9 të Direktivës 2009/73 / EC mbi ndarjen e OST-G (përkatësisht nga 1 qershori i vitit 2016 për nenin 9 (1) dhe nga 1 qershori i vitit

[3] Sipas nenit 67 (b) të Traktatit të KE-së, SEK do të shqyrtojë zbatimin e duhur nga Palët të detyrimeve të tyre sipas Traktatit, dhe të paraqesin raporte vjetore të ecurisë para Këshillit Ministror.

2017 për nenin 9 (4)). Neni 11 mbi çertifikimin nga vendet e treta duhet të zbatohet jo më vonë se 1 janari i vitit 2017.

Si shprehje e rëndësisë së saj, Traktati i KE-së jep disa referenca për sigurinë e furnizimit me gaz natyror. Për këtë qëllim, tre masa të dallueshme janë projektuar për të çuar përpara sigurinë e furnizimit me gaz natyror në KE. Këto përfshijnë: 1) Siguria e Pasqyrave te Furnizimit; 2) Masat Mbrojtëse; dhe 3) Asistenca e Ndërsjellë. Për të garantuar zbatimin e detyrimit të asistencës së ndërsjellë, Këshilli Ministror i KE-së vendosi në në takimin e dhjetorit të vitit 2007 (Vendimi 2007/06 / MC-EnC) të zgjasë acquis communautaire në Direktivën 2004/67 / EC.

Acquis communautaire mbi sigurinë e furnizimit me gaz natyror përfshin:

- Direktiven 2004/67 / EC të 26 prillit 2004, lidhur me masat për të mbrojtur sigurinë e furnizimit me gaz natyror, me afat të përgjithshëm të zbatimit datën 31 Dhjetor 2009.

Në takimin e shkurtit të vitit 2014 Grupi Koordinues mbi Sigurinë e Furnizimit, diskutoi në detaje opsionet se si të përfshinte elementet kryesore të Rregullores (BE) Nr 994/2010 në lidhje me masat për të mbrojtur sigurinë e furnizimit me gaz natyror dhe shfuqizimin e Direktivës 2004/67 / KE. Si rezultat, Sektretariatit të KE-së (SKE-së) ju kërkua të hartojë një propozim për përshtatjen e rregullores dhe t'ja paraqiste atë Grupit të Përhershëm të Nivelit të Lartë për diskutime të mëtejshme në qershor të vitit 2014. Në vitin 2014 nuk ishte parashikuar te merrej një vendim për zbatimin e detyrueshëm. Në Prill 2015, SKE paraqiti pikëpamjet e tij mbi konsultimet publike të Komisionit Evropian në lidhje me rishikimin e Rregullores (BE) Nr 994/2010. Megjithatë, nuk ka ende një vendim për një zbatim të detyrueshëm.

5.2.1 Direktiva 2009/73/EC

Kjo Direktivë ka për qëllim futjen e rregullave të përgjithshme për transmetimin, shpërndarjen, furnizimin, tregtimin, dhe depozitimin e gazit natyror. Ajo ka të bëjë kryesisht me gazin natyror, gazin natyror të lëngëzuar (LNG), biogazin dhe gazin nga biomasa.

Rregullat për organizimin e sektorit të gazit

Rregullat për organizimin e sektorit të gazit kanë për qëllim krijimin e një tregu të gazit natyror që të jetë konkurrues, i sigurt dhe i qëndrueshëm nga ana mjedisore. Shteti mund të vendosë detyrime për ndërmarrjet që operojnë në sektorin e gazit per çështjet e sigurisë dhe cilësisë së furnizimit, rregullsisë dhe cilësisë se shërbimit, çmimeve, mbrojtjes së mjedisit dhe efikasitetit të energjisë. Të gjithë konsumatorët duhet të kenë të drejtën të zgjedhin furnizuesin e tyre të gazit dhe të drejtën për të ndryshuar lehtësisht furnizuesin e tyre, nëpërmjet asistences së operatorit të rrjetit, brenda tre javësh. Konsumatorëve duhet t'u jepen të dhëna të qarta mbi konsumin. Shteti është përgjegjës për monitorimin e sigurisë për çështjet e furnizimit me gaz natyror dhe në veçanti të atyre faktorëve që lidhen me bilancin e kërkesës dhe ofertës në tregun kombëtar, furnizimet që disponohen, mirëmbajtjen e rrjeteve dhe masave që duhen marrë në rast të problemeve të furnizimit. Bashkëpunimi rajonal ose ndërkombëtar mund të kerkohet për të

	siguruar sigurinë e furnizimit me gaz natyror. Shteti do të sigurojë integrimin e tregjeve kombëtare në një ose më shumë nivele rajonale, si një hap i parë integrimit të tregut të brendshëm plotësisht të liberalizuar. Në këtë kontekst, Enti Rregullator i Energjisë (ERE) bashkëpunon me Agjencine për Bashkëpunim e Rregullatorëve të Energjisë (ACER).
Transmetimi, magazinimi dhe gazi natyror i lëngëzuar (LNG)	Nga data 1 qershor 2016 (për Palët Kontraktuese) dhe nga data 3 mars 2012 (për shtetet anëtare të BE-së) Operatoret e Sistemeve te Transmetimit të Gazit (OST-G-të) duhet do të jenë të ndara nga shteti. Një operator i gazit duhet të jetë së pari i çertifikuar para se të përcaktohet zyrtarisht si OST-G. Operatori i cili është i përcaktuar nga shteti duhet të publikohet në Gazetën Zyrtare dhe në faqen zyrtare të internetit të KE-se (per Palët Kontraktuese), dhe në Gazetën Zyrtare të BE-së (për shtetet anëtare të BE-së). Përveç kësaj, shteti mund të caktojë një ose më shumë operatore të magazinimit ose operatorë të gazit natyror të lëngëzuar që do të jenë përgjegjës për: 1) operimin, mirëmbajtjen dhe zhvillimin e sistemeve të magazinimit dhe impianteve të GNL; 2) mos-diskriminimin ndërmjet shfrytëzuesve të sistemit; 3) sigurimin e informacionit të nevojshëm për çdo operator tjetër të transmetimit, magazinimit, lengezimit, dhe shperndarjes së gazit, dhe për të siguruar ndërlidhjen e sistemeve të transmetimit dhe të magazinimit; dhe 4) ofron informacion për përdoruesit e sistemit që kanë akses në sistem. OST-G duhet të ndërtojë kapacitete të mjaftueshme ndërkufitare për të integruar infrastruktura evropiane të transmetimit. Çdo vit, OST-G i paraqet Entit Rregullator një plan dhjetë-vjeçar të zhvillimit të rrjetit ku paraqet infrastrukturën që do të ndërtohet ose modifikohet (modernizohet), si dhe investimet që do të ekzekutohen gjatë dhjetë viteve të ardhshme
Shpërndarja dhe furnizimi	Shteti do të caktojë OSSH-G ose do të kërkojë kompani të cilat posedojnë ose janë përgjegjëse për sistemet e shpërndarjes se gazit. OSSH-G do të jetë përgjegjëse për: 1) sigurimin afatgjatë të kapaciteteve të sistemit të shpërndarjes së gazit, operimin, mirëmbajtjen, zhvillimin dhe mbrojtjen e mjedisit; 2) transparencën në lidhje me përdoruesit e sistemit; 3) informacionin që j'u ofron përdoruesve të sistemit; dhe 4) mbulimin e humbjeve të energjisë dhe ruajtjen e kapaciteteve rezervë. OSSH-G do të jetë e pavarur në aspektin juridik nga aktivitetet e tjera nuk kanë lidhje me shpërndarjen. Sistemet e shpërndarjes që furnizojnë me gaz zona të kufizuara gjeografike, mund të klasifikohen nga autoritetet kompetente si sistemete të mbyllura të shpërndarjes. Mbi këtë bazë, ato mund të përjashtohen nga kërkesa për miratimin paraprak të tarifave të tyre, apo nga metodologjitë themelore për llogaritjen e tarifave.
Ndarja nga shteti dhe transparenca e llogarive	Shteti dhe autoritetet kompetente do të kenë të drejtën e aksesit në llogaritë e ndërmarrjeve të gazit natyror, por duhet të ruajnë konfidencialitetin e informatave të caktuara. Ndërmarrjet e gazit natyror duhet të mbajnë llogari të veçanta për të gjitha aktivitetet e tyre në lidhje me furnizimin e gazit, si dhe transmetimin dhe shpërndarjen.
Organizimi i aksesit në sistem	Shteti ose autoritetet kompetente rregullatore do të përcaktojnë kushtet për akses në objektet e magazinimit. Ata duhet të marrin masa që klientët e kualifikuar të kenë akses në rrjetet e tubacioneve. Për më tepër, ata duhet të organizojnë një sistem të drejtë për aksesin e palëve të treta në sistemet e transmetimit dhe të shpërndarjes. Operatorët e gazit natyror mund t'i refuzojnë aksesin palëve të treta

në rast mungese të kapacitetit ose kur aksesi në sistem do të kompromentonte performancën e tyre në lidhje me shërbimin publik. Sidoqoftë, arsyetimi i plotë duhet të jepet për një refuzim të tillë.

Dispozita Përfundimtare

Shteti mund të marrë masat e nevojshme mbrojtëse në rast të një krize të papritur në treg ose kur kërcënohet siguria e personave. Këto masa do t'u komunikohen Palëve të tjera Kontraktuese, SKE-se, dhe të Shteteve të tjera Anëtare të BE-së dhe të Komisionit Evropian (per shtetet anëtare të BE-së). Kjo Direktivë shfuqizon Direktiven 2003/55 / EC që nga 1 janari 2015 për Palët Kontraktuese, dhe që nga 3 marsi 2011 per shtetet anëtare të BE-së.

Konteksti

Deklarata e Komisionit e vitit 2007 titulluar "Perspektivat e tregut të brendshëm të gazit dhe të energjisë elektrike”dhe“Shqyrtimi i tregjeve të gazit dhe energjisë elektrike" vuri ne dukje pamjaftueshmërinë e rregullave dhe masave në fuqi që kanë të bëjnë me tregun e brendshëm të gazit dhe me përmbushjen e objektivave të përcaktuara për funksionimin e duhur të tregut të brendshëm. Rrjedhimisht, ishte i nevojshëm miratimi i rregullave të reja.

5.2.2 Rregullorja No 715/2009 e KE-se

Kjo rregullore synon të parashtroje rregullat për rrjetet e transmetimit të gazit natyror, magazinimit dhe impiantetve të GNL. Ajo ka të bëjë aksesin në rrjet, veçanërisht nëpërmjet përcaktimit të tarifave (vetëm për aksesin në rrjet), shërbimeve që do të ofrohen, ndarjes sëe kapaciteteve, transparencës dhe balancimit të rrjetit.

Çertifikimi i OST-G

Enti rregullator kombëtar duhet t’i dërgojë SEK (palët kontraktuese) dhe Komisionit Evropian (shtetet anëtare të BE-së) njoftimin në lidhje me çertifikimin e OST-G. SKE (ose Komisioni) ka në dispozicion një periudhë dy mujore për t’i dhenë entit rregullator mendimin e tij. Enti miraton me pas vendimin përfundimtar lidhur me çertifikimin e OST-G. Ky vendim dhe opinioni i Sekretariatit ose i Komisionit publikohen në fletoret zyrtare.

Rrjeti Evropian i Operatorëve të Sistemit të Transmetimit për Gazin (ENTSO-G)

OST-G duhet t'i paraqesë Komisionit dhe ACER-it (Agjencise per Bashkepunim te Rregullatoreve te Energjise) draft-statutin, një listë të anëtarëve dhe rregullat e procedurës. Lidhur me detyrat e ENTSO-G për kodet e rrjetit, Komisioni konsultohet ACER dhe ENTSO-G në mënyrë që të perpilohet një listë e vjetore e prioriteteve të cilat do të kontribuojne në zhvillimin e kodeve të rrjetit. Këto kode do të zhvillohen duke përdorur një udhëzim jo-detyrues që i paraqitet Komisionit nga ACER. Kodet përfshijnë rregullat dhe procedurat që kanë të bëjnë në mënyrë të veçantë me: 1) sigurinë e rrjetit dhe sherbimit; 2) shkëmbimin e të dhënave; 3) shkëmbimet teknike dhe operacionale; 4) Rregullat e transparencës; 5) Strukturat e harmonizuara të tarifave të transmetimit; dhe 6) efikasitetin e energjisë. Lidhur me detyrat e ENTSO-G, ajo është përgjegjës për adoptimin e: 1) mjeteve të përbashkëta te operimit të rrjetit; 2) një plani dhjetë-vjeçar për zhvillimin e rrjetit; 3) udhëzimeve që lidhen me koordinimin e bashkëpunimin teknik ndërmjet OST-G-ve të Komunitetit; 4) një programi vjetor të punës; 5) një raporti vjetor; dhe 6) pasqyrave vjetore të furnizimit per periudhën e verës dhe të dimrit.

Kostot dhe tarifat	Enti kombëtar përcakton tarifat apo metodologjitë për llogaritjen e tyre. Shteti mund të marrë vendime në lidhje me tarifat dhe në lidhje me rregullimin e procedurave të ankandit.
Aksesi nga palët e treta	OST-G duhet të ofrojë shërbimet e saj në mënyrë të barabartë për të gjithë përdoruesit e rrjetit sipas prenotimit në terma afatgjatë dhe afatshkurtër. Operatorët e gazit të lëngëzuar dhe ata të magazinimit duhet të ofrojnë shërbimet e tyre në pajtim me procedurën e përshkruar më lartë dhe t'i bëjë ato të përputhshme me rrjetet e ndërlidhura të transportit të gazit.
Alokimi i kapaciteteve dhe menaxhimi flukseve	Të gjithë pjesëmarrësit e tregut duhet të kenë akses maksimal në kapacitetete rrjetit, si dhe ne objektet e magazinimit të gazit ose impiantet e GNL. Operatorët duhet të zbatojnë dhe të publikojnë procedura jo-diskriminuese dhe transparente per menaxhimin e flukseve, të cilat lehtësojnë shkëmbimet ndërkufitare të gazit në baza jo-diskriminuese.
Dispozita Përfundimtare	Kjo Rregullore shfuqizon Rregulloren Nr 1775/2005 EC nga 1 janari 2015 (Palët Kontraktuese) dhe nga 3 marsi 2011 (shtetet anëtare të BE-së).
Konteksti	Forumet Evropiane të Rregullatorëve të Gazit (Forumet e Madridit) të viteve 2002 dhe 2003 ishin fillesa e udhëzimeve mbi praktikat më të mira. Megjithatë, përvoja e fituar ka treguar se këto udhëzime duhet të bëhen ligjërisht të zbatueshme. Kjo rregullore bazohet në këto udhëzime për të forcuar tregun e brendshëm të gazit natyror.

5.2.3 Direktiva 2004/67/EC

Raporti i Komisionit Europian mbi sigurinë e furnizimit me energji tërhoqi vëmendjen për nivelin shqetësues të varësisë nga importet e gazit nga burime jashtë BE-së. Mbi 40% e konsumit të gazit natyror të BE-së importohet, dhe parashikimet tregojnë se ky nivel i varësisë mund të rritet në 70% në vitin 2020. Në kontekstin e një tregu evropian të gazit në tranzicion, detyra e organizimit të sigurisë të furnizimit me gaz natyror nuk mund t'i besohet vetëm një furnizuesi të tregut. Në këtë aspekt, Palët Kontraktuese (në KE) dhe shtetet anëtare të BE-së (në BE), kanë detyrimin për të përcaktuar rolet dhe përgjegjësitë e të gjithë lojtarëve në treg per sa i përket sigurisë së furnizimit me gaz natyror.

Direktiva 2009/73 / EC njeh të drejtën e shtetit për të konsideruar sigurinë e furnizimit me gaz natyror si një detyrim të shërbimit publik. Ajo ka vendosur rregullat e përbashkëta për tregun e brendshëm të gazit natyror që i mundësojnë shtetit të marrë masat e nevojshme për të mbrojtur furnizimin në rast të një krize të menjëhershme në tregun e energjisë. Tregu i brendshëm i gazit është aktualisht duke u liberalizuar, dhe kjo është arsyeja pse ka një nevojë në rritje për të garantuar sigurinë e furnizimit me gaz. Megjithatë, ende duhet të tejkalohen pengesa të ndryshme që mund të ketë për konkurrencën e lirë si; Tarifat e larta për të hyrë në rrjet, mungesa e garancive për kushtet jo-diskriminuese dhe transparente përsa i perket aksesit në rrjet, vështirësitë që hasin përdoruesit e rinj, monitorimi, prodhimi dhe importi i gazit nga vetëm një ose dy kompani, etj.

Kjo direktivë përcakton një kornizë brenda së cilës Palët Kontraktuese (në KE) dhe shtetet anëtare (në BE) mund të përcaktojnë politika të furnizimit me gaz të cilat janë transparente, te bazuara mbi solidaritetin, jo-diskriminuese dhe në përputhje me kërkesat e një tregu të vetëm të gazit.

Siguria e furnizimit me gaz natyror për klientë të veçantë

Shteti do të sigurojë që furnizimet për konsumatorët shtëpiakë brenda territorit të tij janë të mbrojtura në rast të: 1) një ndërprerje të pjesshme të furnizimeve kombëtare të gazit gjatë një periudhe që do të përcaktohet nga shteti duke marrë parasysh rrethanat kombëtare; 2) temperaturave tejet të ulta gjatë një periudhe të pikut të përcaktuar në shkallë kombëtare; dhe 3) periudhave të kërkesës jashtëzakonisht të lartë për gaz gjatë periudhave të ftohta atmosferike që ndodhin statistikisht 1 herë në 20 vjet. Në të njëjtën kohë, shteti mund të: 1) të zgjerojë hapësirën për kompanite e mesme dhe te vogla dhe klientët e tjerë që nuk mund të perdorin burimet e tjera të energjisë; 2) të kërkojë nga industria e gazit në pergjithesi një nivel minimal të magazinimit në të ardhmen, qoftë brenda ose jashtë shtetit, për te siguruar furnizimin me gaz natyror; 3) të marrë masat e duhura në bashkëpunim edhe me një shtet tjetër, duke përfshirë edhe marrëveshjet dypalëshe, për të arritur standarde të larta të furnizimit me gazit natyror duke përdorur objektet e magazinimit të gazit të vendosura në shtetin tjetër; 4) të miratojë dhe të publikojë dispozitat kombëtare emergjente.

Monitorimi

Duke pasur parasysh rëndësinë e sigurimit të furnizimit me gaz, SKE dhe Komisioni duhet të monitorojnë duke u bazuar në raportet kombëtare: 1) shkallën në të cilën furnizimi me gaz është i siguruar me anë të kontratave afatgjata të importit nga vendet e treta; 2) ekzistencën e likuiditetit adekuat të furnizimeve të gazit; 3) nivelin e gazit në ruajtje dhe të kapacitetet tërheqëse të gazit të magazinuar; 4) shkallën e ndërlidhjes së sistemeve kombëtare të gazit midis shteteve; dhe 5) situatat e parashikueshme te furnizimit me gaz në nivel Komunitar në lidhje me zonat gjeografike specifike në Komunitet. SKE dhe Komisioni do të raportojnë, për mënyrën në të cilën Palët Kontraktuese dhe Shtetet Anëtare të BE-së e kanë zbatuar këtë direktivë, mbi efektivitetin e instrumenteve të përdorura dhe efektin e tyre në tregun e brendshëm të gazit, dhe në evoluimin e konkurrencës në tregun e brendshëm të gazit.

Grupi Koordinues i Gazit

Një Grup Koordinues i gazit është krijuar për të lehtësuar koordinimin e masave të sigurisë së furnizimit me gaz natyror nga Komuniteti në rast të çrregullimeve të medha të furnizimit. Ky grup mund të ndihmojë edhe shtetet anëtare të BE-së në koordinimin e masave të marra në nivel kombëtar. Grupi do të përbëhet nga përfaqësues të shteteve anëtare të BE, të organeve përfaqësuese në industrinë përkatëse dhe të konsumatorëve përkatës, nën kryesimin e Komisionit.

Raportimi

Shteti do të miratojë dhe do të publikojë një raport që mbulon në veçanti pikat vijuese: 1) ndikimi konkurrues i masave të marra për të zbatuar Direktivën; 2) nivelet e kapacitetit të magazinimit; 3) kontratat afatgjata të furnizimit me gaz të cilat janë lidhur me kompanitë e regjistruara në territorin e saj, dhe në veçanti koha deri ne mbarim te kontratave; dhe 4) kuadrin rregullator për të ofruar stimuj për investime të reja në fushat e eksplorimit, prodhimit, ruajtjes dhe transportimit të gazit dhe të gazit të lëngëzuar.

5.2.4 Rregullorja No 994/2010(EU)

Kjo Rregullore ka për qëllim të ruajë sigurinë e furnizimit me gaz natyror, duke siguruar parandalimin e çrregullimeve ose një përgjigje të koordinuar në rast të një çrregullimi të furnizimit dhe duke siguruar funksionimin e duhur dhe të vazhdueshëm të tregut të brendshëm të gazit. Rregullorja përcakton një strukturë, ku siguria e furnizimit me gaz natyror është përgjegjësi e përbashkët e ndërmarrjeve të gazit natyror, shteteve anëtare të BE, dhe e Komisionit. Ajo gjithashtu ofron një mekanizëm transparent, në frymën e solidaritetit, për një përgjigje koordinuese karshi urgjencave në nivel kombëtar, rajonal dhe të BE-së.

Siguria e furnizimit me gaz natyror për konsumatorët e mbrojtur

Rregullorja përcakton një koncept të përbashkët të konsumatorëve furnizimet e e të cilëve me gaz duhet të jenë të mbrojtura. Të gjitha banesat rezidenciale konsiderohen si konsumatorë të mbrojtur. Shtetet anëtare të BE-së mund të përfshijnë si konsumatore të mbrojtur edhe kompani të vogla dhe të mesme që ofrojne shërbime me bazë sociale (me kusht që këta konsumatorë të mos përfaqësojnë më shumë se 20% të përdorimit përfundimtar të gazit) dhe / ose konsumatorët që ofrojne ngrohjen qendrore të banesave rezidenciale.

Infrastruktura e përbashkët dhe standardet e furnizimit

Rregullorja parasheh standardete përbashkëta në nivel të BE-së si: 1) standardi Infrastrukturor: (Shtetet anëtare të BE-së duhet të sigurojë që jo më vonë se 3 dhjetori 2014, në rast të çrregullimit të infrastrukturës më të madhe te gazit, te jenë në gjendje për të përmbushur kërkesën totale të gazit gjatë një dite me kerkesë jashtëzakonisht të lartë të gazit. Rregullorja gjithashtu kërkon që të mundesohen flukset në drejtim të kundërt në të gjitha ndërlidhjet ndërkufitare midis shteteve anëtare të BE-së nga 3 dhjetori 2013); dhe 2) standardi i furnizimit për konsumatorët e mbrojtur (Ndërmarrjet e gazit natyror duhet të sigurojnë furnizimet ndaj konsumatorëve të mbrojtur në kushte të rënda, përkatësisht në rast të një piku të temperaturës për shtatë ditë dhe të një kërkese të lartë për të paktën 30 ditë, si edhe në rastin e një çrregullimi të infrastrukturës në kushtet normale të dimrit).

Vlerësimi i rrezikut, plani i veprimit parandalues, dhe plani emergjences

Nga 3 dhjetori i vitit 2011, autoriteti kompetent duhet të bëjë një vlerësim të plotë të rreziqeve që ndikojnë në sigurinë e furnizimit me gaz natyror. Vlerësimi i rrezikut duhet të marrë parasysh standardet e furnizimit dhe të infrastrukturës, të gjitha rrethanat përkatëse kombëtare dhe rajonale, skenarë të ndryshëm të kërkesës jashtëzakonisht të lartë për gaz dhe çrregullime të furnizimit dhe ndërveprimin dhe korrelacionet e rreziqeve me shtetet e tjera anëtare të BE. Në bazë të rezultateve të vlerësimit të rrezikut, jo më vonë se 3 dhjetor 2012, autoriteti kompetent do të adaptoje, dhe do të njoftojë Komisionin për një plan veprimi parandalues, që përmbledh masat e nevojshme për të mënjanuar ose minimizuar rrezikun e identifikuar, dhe të një plani emergjence që përmban masat që duhen marrë për të menjanuar ose minimizuar ndikimin e një ndërprerjeje të zgjatur të furnizimit me gaz. Vlerësimi i rrezikut dhe planet do të përditësohen çdo 2 vjet. Komisioni do të vlerësojë këto plane në konsultim me Grupin Koordinues të Gazit.

Emergjencat e BE-së dhe ato rajonale

Rregullorja përcakton tre nivele kryesore krizës: niveli i hershëm paralajmërues, niveli i vigjilences, dhe niveli i emergjences. Plani emergjences duhet të ndërtohet mbi këto nivele të krizës. Komisioni luan një rol të rëndësishëm në lidhje me emergjencat në BE apo ato rajonale. Komisioni mund të deklarojë një emergjencë të BE-se apo rajonale nëpërmjet kërkesës së një autoriteti kompetent që ka

deklaruar emergjencen. Kur kërkesa vjen nga të paktën dy organe kompetente, Komisioni do të deklarojë një emergjence të BE-së ose emergjencë rajonale.

Grupi Koordinues i Gazit

Grupi Koordinues Gazit është themeluar për të lehtësuar koordinimin e masave në lidhje me sigurinë e furnizimit me gaz natyror. Grupi do të konsultohet dhe do të ndihmojë Komisionin për rritjen e sigurisë së furnizimit me gaz natyror. Grupi do të përbëhet nga përfaqësues të shteteve anëtare të BE-së, në veçanti të autoriteteve të tyre kompetente, si edhe ACER, ENTSO-G, organet përfaqësuese të industrive dhe të klientëve te prekur. Grupi drejtohet nga Komisioni.

Transparenca dhe shkëmbimi i informacionit

Gjatë një emergjence, ndërmarrjet përkatëse të gazit natyror do të vënë në dispozicion çdo ditë informacione të caktuara për autoritetin kompetent. Në rast të një emergjence të BE-së ose emergjence rajonale, Komisioni ka të drejtë të kërkojë që autoriteti kompetent të paraqese të paktën informacionin mbi masat e planifikuara dhe ato që janë ndërmarrë tashmë për të zbutur emergjencen. Jo më vonë se 3 dhjetori 2011, shtetet anëtare të BE-së do të informojnë Komisionin për marrëveshjet ekzistuese ndër-qeveritare të lidhura me vendet jashtë BE-së. Shtetet anëtare të BE-së duhet të njoftojnë Komisionin kur ndonjë marrëveshje e re e këtij lloji është konkluduar.

Konteksti

Direktiva 2004/67 / EC krijoi për herë të parë një strukturë ligjore në nivel të BE-së për të mbrojtur sigurinë e furnizimit me gaz natyror. Kriza ruso-ukrainase e gazit të janarit të vitit 2009 tregoi se dispozitat e Direktivës dhe zbatimi i tyre jo-konsistent nga ana e Shteteve Anëtare të BE-së nuk ishte e mjaftueshme për t'iu përgjigjur çrregullimeve të furnizimit, dhe se ishte një rrezik i qartë që masat që ishin dizenjuar në mënyrë të njëanshme nga Shtetet Anëtare të BE-së mund të rrezikonin funksionimin e tregut të brendshëm.

5.3 Konkluzione

Raundi i fundit i legjislacionit të tregut të gazit të BE-së, i njohur si Paketa e Tretë e Energjisë, ka qenë e dekretuar në Komunitetin e Energjisë (për Palëve Kontraktuese) dhe në BE (për shtetet anëtare të BE-së) për të përmirësuar funksionimin e tregut të brendshëm të gazit dhe për të zgjidhur problemet strukturore. Ajo mbulon pesë fusha kryesore: 1) Ndarjen e furnizuesve të energjisë nga operatorët e rrjetit; 2) forcimin e pavarësisë së Enteve Rregullatore Kombëtare; 3) Krijimin e ACER; 4) bashkëpunimin ndërkufitar midis operatoreve dhe krijimin e ENTSO-G; dhe 5) rritjen e transparencës në tregjet me pakicë për të ndihmuar konsumatorët.

Ndarja Operatorëve (Unbundling)

Termi “Ndarje” (Unbundling) nënkupton ndarjen funksionale të prodhuesve dhe furnizuesve të energjise nga operuesit e rrjeteve të transmetimit që veprojnë brenda një kompanie të integruar vertikalisht (KIV). Nëse një KIV e vetme gjeneron ose shet energji dhe operon rrjetin e transmetimit në të njëjtën kohë, mund të ketë tendence për të penguar aksesin e konkurrentëve në infrastrukturë. Kjo parandalon konkurrencën e ndershme në treg dhe mund të çojë në çmime më të larta për konsumatorët. Sipas Paketës së Tretë të Energjisë (PTE), ndarja duhet të zhvillohet në tre mënyra, në varësi të preferencave të Palës Kontraktuese individuale ose shtetit anëtar të BE-së: 1) Ndarja Pronësore (NP), ku të gjitha

	kompanitë e integruara të energjisë shesin rrjetet e tyre të gazit dhe të energjisë elektrike - në këtë rast, asnje kompani nuk lejohet të mbajë shumicën e aksioneve ose të ndërhyjnë në punën e OST-së; 2) Operator i Pavarur i Sistemit (OPS), ku kompanitë e furnizimit me energji mund të zotërojnë ende formalisht rrjetet e transmetimit të energjisë elektrike ose të gazit, por duhet tja delegojnë të gjithë operacionin, mirëmbajtjen dhe investimet në rrjet një kompanie të pavarur; dhe 3) Operatori i Pavarur i Transmetimit (OPT), ku kompanitë furnizimit mund të posedojnë dhe operojne rrjetet gazit apo elektricitetit, por duhet ta bëjë këtë përmes një filiali dhe të gjitha vendimet e rëndësishme duhet të merren nga ky filial në mënyrë të pavarur nga kompania mëmë. Komisioni publikon dokumentet udhëzuese të cilat shpjegojnë se si duhet të zbatohen këto modele të ndarjes së operacioneve. Operatorët që janë në përputhje me rregullat mund të aplikojnë për çertifikim së bashku me Entin rregullator të tyre. Çdo operator duhet të çertifikohet dhe SEK ose Komisioni (në BE) japin opinionet e tyre mbi procedurën e çertifikimit.
Enti rregullator Kombëtar	Një treg i brendshëm konkurrues i gazit nuk mund të ekzistojë pa rregullatorë të pavarur që sigurojnë zbatimin e rregullave. Nën PTE, kërkesat për Entet Rregullatore Kombetare kanë pësuar një sërë ndryshimesh. Konkretisht: 1) rregullatorët duhet të jenë të pavarur si nga interesat e industrisë dhe ato të qeverisë. Ata duhet të kenë entitetin e tyre ligjor dhe buxhetin e tyre. Qeveritë duhet ti furnizojne ato me burime të mjaftueshme për të kryer operacionet e tyre; 2) rregullatorët mund të lëshojnë vendime detyruese për kompanitë dhe të vendosin dënime për ata që nuk veprojnë në përputhje me detyrimet e tyre ligjore; 3) prodhuesit e energjisë elektrike, operatorët e rrjetit të gazit, dhe furnizuesit e tjere te energjisë janë të detyruar tu ofrojne rregullatorëve të dhëna të sakta për operacionet e tyre; dhe 4) rregullatorët duhet të bashkëpunojnë me njëri-tjetrin për të nxitur konkurrencën, hapjen e tregut, si dhe një operimin efikas dhe të sigurt të rrjetit të energjisë.
ACER (Agjencia për Bashkëpunim e Rregullatorëve të Energjisë)	Në mënyrë që të ndihmojë entet rregullatore te ndryshme për të bashkëpunuar dhe për të siguruar funksionimin e duhur të tregut të brendshëm të energjisë, BE-ja ka themeluar Agjencinë për Bashkëpunim të Rregullatorëve të Energjisë (ACER). ACER është i pavarur nga Komisioni, nga qeveritë nacionale, dhe nga kompanitë e energjisë. Puna e saj përfshin: 1) hartimin e udhëzuesve për funksionimin e tubacioneve ndërkufitare të gazit dhe rrjeteve të energjisë elektrike; 2) shqyrtimin e zbatimit të planeve të zhvillimit të rrjetit në rang europian; 3) gjykimin për çështjet ndërkufitare në qoftë se rregullatorët kombëtarë nuk pajtohen apo nëse ata kërkojnë nga ACER që të ndërhyjë në mosmarreveshjet e tyre; dhe 4) monitorimin e funksionimit të tregut të brendshëm, duke përfshirë çmimet e shitjes me pakicë, aksesin në rrjet të energjisë elektrike të prodhuar nga burimet te ripërtëritshme, dhe të drejtat e konsumatorëve.
Bashkëpunimi ndërkufitar	Operatorët e Sistemeve të Transmetimit janë përgjegjës që gazi natyror (dhe energjia elektrike), të transportohet në mënyrë efektive përmes tubacioneve (dhe rrjeteve elektrike). Për shkak të natyrës ndërkufitare të tregut të gazit në Evropë, operatoret duhet të punojnë së bashku për të siguruar menaxhim optimal të rrjeteve të gazit të BE-së. Kjo bëhet përmes ENTSO-G (Rrjetit Evropian të Operatorëve të Sistemit të Transmetimit të Gazit). Kjo organizatë: 1) zhvillon standarde dhe harton kodet e rrjetit për të ndihmuar dhe për të harmonizuar rrjedhjen e gazit nëpër sistemet e ndryshme të transmetimit të gazit; dhe 2)

	koordinon planifikimin e investimeve të reja të rrjetit, dhe monitoron zhvillimin e aftësive të reja të transmetimit. Kjo përfshin publikimin e një plani 10-vjeçar investimesh ne nivel evropian për të ndihmuar në identifikimin e boshllëqëve në investime gjat dy vjetëve paraardhës.
Tregjet me pakicë të hapura dhe të ndershme	PTE përfshin rregullat që jane projektuar për të ndihmuar konsumatorët evropianë të energjisë dhe për të mbrojtur të drejtat e tyre. Ato përfshijnë të drejtën për të zgjedhur ose per të ndryshuar furnizuesit pa faturim shtesë, të drejten për të marrë informacion mbi konsumin e energjisë, dhe të drejtën për një zgjidhje të shpejtë dhe me çmim të ulët të mosmarrëveshjeve.

6 SHQYRTIMI I RREGULLOREVE AKTUALE NË SHQIPERI

6.1 Hyrje

Ky kapitull shqyrton rregulloret e gazit në Shqipëri, ku disponueshmëria e gazit është aktualisht shumë e reduktuar dhe përdoret vetëm nga Albpetroli dhe ARMO (që ka nën menaxhimin e saj të vetmet rafineri të naftës së papërpunuar që përmbushin kërkesat teknologjike). Arritja e suksesshme e qëllimeve në sektorin e gazit janë të lidhura ngushtë me angazhimet ndërkombëtare të Shqipërisë si pjesë e standardeve të BE. Përpjekja më e rëndësishme tani per tani është që strukturat ligjore dhe rregullatore, si dhe ato institucionale dhe organizative në sektorin e gazit janë të qëndrueshme dhe mbështesin zhvillimin e infrastrukturës së gazit. Në përputhje me zhvillimin ekonomik, dhe me praktikat dhe standardet përkatëse të energjisë për vendet kandidate në BE, është e nevojshme për të krijuar struktura adekuate ligjore, rregullatore, institucionale, dhe organizative për zhvillimin e qëndrueshëm të sektorit të gazit. Mbas përshkrimit të kuadrit ligjor dhe rregullator, analiza vazhdon me identifikimin e gjendjes së përputhshmërisë së sektorit të gazit me praktikat europiane. Për më tepër, aktivitetet aktuale të transpozimit të PTE-së janë reflektuar në këtë raport. Konkluzionet janë dhënë në fund. Informacioni i përdorur për hartimin e këtij kapitulli është nxjerrë nga burime publike të Qeverise Shqiptare, MEI, ERE, Albpetrol, dhe SEK. Përveç kësaj, disa informata plotësuese janë marrë nga të dhënat që janë bërë publike nga Institucionet Financiare Nderkombetare (IFN) (BERZH dhe Banka Botërore). Të gjitha këto shërbyen për përcaktimin e fushëveprimit të punës së këtij nën-projekti me synimin per të identifikuar kërkesat që duhet te përmbushen për transpozimin e Paketës së tretë të Energjisë dhe mundësimin e gazifikimit të Shqipërise.

6.2 Struktura Ligjore dhe Rregullatore

Baza Ligjore

Deri në kohët e fundit (dhe më saktësisht deri në Tetor 2015), kuadri ligjor dhe rregullator për tregun e gazit natyror në Shqipëri ishte përcaktuar me Ligjin për Sektorin e Gazit Natyror të vitit 2008[4] i cili u miratua në vitin 2008 dhe u ndryshua në vitin 2013. Me Ligjin për Sektorin e Gazit Natyror të vitit 2008, Shqipëria ka adaptuar detyrimet që dalin nga Paketa e Dytë e Energjise (PDE) (Direktiva 2003/55 / EC dhe Rregulloren (EC) Nr 1775/2005, si dhe Direktiva 2004/67 / EC) e legjislacionit të BE-së. Duhet përmendur se Shqipëria, ku infrastruktura e gazit ka qenë e kufizuar, ka miratuar tashmë një numër të madh të elementeve të Direktivës 2004/67 / EC në legjislacionin e saj.

Ligji për Sektorin e Gazit Natyror i vitit 2008 (ligji i vjetër për gazin)

Ligji për sektorin e gazit natyror të vitit 2008 (ligji i vjetër per gazin) përcaktonte aktivitetet e lidhura me gazin natyror dhe kushtet për të kryer ato, si edhe mënyrën e organizimit dhe të funksionimit të tregut të gazit natyror. Ligji përcaktonte aktivitetet e mëposhtme të lidhura me gazin natyror: 1) transmetimi i gazit natyror; 2) shpërndarja e gazit natyror; 3) Furnizimi i gazit natyror; 4 tregtimi i gazit natyror;

[4] Ligji për Sektorin e Gazit Natyror, Nr. 9946 i datës 30 qershor 2008

5) funksionimi i depove të gazit natyror; dhe 6) funksionimi i impianteve të gazit të lëngëzuar (GNL). Për operimin e një linje direkte, nuk ishte e nevojshme të lëshohej liçenca nga ERE. Roli i operatorit të gazit nuk është percaktuar. Në përgjithësi, parimet baze mbi aktivitetet kryesore në sektorin e gazit natyror, të drejtat dhe detyrat e pjesëmarrësve të tregut të gazit, si dhe parimet mbi detyrimet e sherbimit publik mund të qendrojnë të pandryshuara siç përcaktohet në këtë ligj, por duke shtuar elemente të reja që bëjnë dallimin midis Paketës së Dytë (PDE) dhe Paketës së Tretë të Energjisë (PTE).

PDE dhe TPE

PDE ishte acquis communautaire në fushën e energjisë deri më 31 dhjetor 2014, në përputhje me Traktatin e KE[5] në të cilat Shqipëria është palë kontraktuese[6]. Duke filluar nga 1 janari i vitit 2015, të gjitha Palët Kontraktuese, duke përfshirë Shqipërinë, duhet të transpozojnë dispozita dhe zbatojë detyrimet që rrjedhin nga PTE (Direktivës 2009/73 / EC dhe Rregulloren (EC) Nr 715/2009, si dhe Direktiva 2004/67 / EC) e legjislacionit të BE-së. Përveç kësaj, acquis communautaire për konkurencën (nenet 81, 82 dhe 87 të Aneksit III të Traktatit te KE) duhet të implementohen në sektorin e gazit natyror gjithashtu.

PTE në Shqiperi

Adoptimi i PTE përfundoi në Shqipëri, pas një pune intensive të kryer në vitin 2014 dhe 2015. Kuvendi e votoi ligjin e ri më 23 shtator 2015[7]. Më herët projekt-ligji u dorëzua për komente dy herë në SEK, dhe mori përgjigje pozitive për të dy herët. Adoptimi i PTE-së është një hap i rëndësishëm në drejtim të zhvillimit të mëtejshëm ligjor në sektorin e gazit natyror.

Ligji për Sektorin e Gazit i vitit 2015 (ligji i ri për gazin)

Ligji për Sektorin e Gazit Natyror i vitit 2015 (ligji i ri për gazin,) përcakton sektorin e gazit natyror, te përbërë nga gazi natyror, gazi i lëngëzuar dhe biogazi, si dhe gazi nga biomasa ose llojet e tjera të gazit që nga pikëpamja teknike dhe të sigurisë, mund të injektohen dhe të transportohen nëpërmjet sistemit të gazit natyror. Ajo përcakton kushtet për kryerjen e veprimtarive të gazit natyror, si dhe mënyrën e organizimit dhe funksionimin të tregut të gazit natyror. Aktivitetet e gazit natyror që janë nën autoritetin mbikqyrës të ERE-s janë: transmetimi i gazit natyror, shpërndarja e gazit natyror, furnizimi i gazit natyror, tregtia e gazit natyror, operimi i objekteve të magazinimit të gazit natyror, operimi i impianteve të GNL, dhe funksionimi i tregut te gazit natyror. Roli i operatorit të tregut te gazit do të ndërrmerret nga një person juridik në pronësi të OST-G. Me ligjin e ri, ERE ka një juridiksion më të zgjeruar mbi çështjet e gazit në Shqipëri.

Ligji për Hidrokarburet i vitit 1993

Paralelisht me Ligjin per Sektorin e gaz natyror të vitit 2008 dhe të vitit 2015, Ligji për kërkimin dhe prodhimin e hidrokarbureve[8] përcakton zonën e operacioneve në rrjedhën e sipërme (upstream) në fushën e gazit natyror, dmth të gjitha ato operacione që lidhen me depozitat hidrokarbureve (në veçanti kërkimi dhe prodhimin). Ky ligj është në përputhje me Direktivën 94/22 / KE, që konfirmon se

[5] Traktati themeltar i Komunitetit të Energjisë, 25 tetor 2005, faqja e internetit të KE-së

[6] Ligji për Ratifikimin e Traktatit që themeloi Komunitetin e energjisë, Nr. 9501 i datës 3 Prill 2006

[7] Ligji për Sektorin e Gazit Natyror Nr. 102/2015 i datës 23 Shtator 2015

[8] Ligji për *Eksplorimin dhe Prodhimin e Hidrokarbureve*, Nr. 7746 i datës 28 Korrik 1993

prodhimi i hidrokarbureve në të ardhmen do të kryhet në mënyrë transparente dhe në përputhje me praktikat më të mira ndërkombëtare.

Aktivitetet kryesore nga të dy ligjet

Aktivitetet e gazit natyror bazuar në Ligjin për Sektorin e Gazit Natyror të vitit 2015 dhe Ligjin për kërkimin dhe prodhimin e hidrokarbureve janë përshkruar shkurtimisht më poshtë:

*K*ërkimi *dhe prodhimi i gazit natyror*

› Kërkimi i gazit natyror rregullohet nga Ligji për Hidrokarbureti i vitit 1993, i cili përcakton kohëzgjatjen maksimale për kryerjen e aktiviteteve të veçanta, si dhe madhësinë maksimale e blloqeve dhe fushave të shfrytëzimit. E drejta e kërkimit (dhe prodhimit) të hidrokarbureve mund të jepet për një ose më shumë organizata afariste, entitete juridike dhe persona fizikë, pas nënshkrimit të një kontrate të detyrueshme koncesioni. Prodhimi i gazit natyror është gjithashtu në varësi të të njëjtit Ligj, i cili në këtë drejtim përcakton se prodhimi do të kryhet nga prodhuesit në përputhje me rregullat teknike, normat dhe standardet e praktikave më të mira të miratuara nga MEI, duke ndërmarrë masat e nevojshme për të rritur shkallën e shfrytëzimit dhe parandalimin e humbjeve të hidrokarbureve dhe energjisë nga rezervuaret dhe nga depozitat. Përveç kësaj, Ligji për Sektorin e gazit natyror i vitit 2008 dhe vitit 2015 i lejon prodhuesit që kanë nënshkruar një marrëveshje hidrokarburesh për të kërkuar për t'u lidhur me rrjetin e transmetimit ose të shpërndarjes ne përputhje me kushtet dhe standardet e përcaktuara në kodet e rrjetit të transmetimit ose shpërndarjes. Shpenzimet për lidhjen e prodhuesve në rrjetin e transmisionit ose shpërndarjes do të mbulohen nga prodhuesit. Prodhuesit mund të ndërtojnë linja direkte për të përmbushur nevojat e tyre apo për të furnizuar një ose më shumë klientë të kualifikuar. Ata gjithashtu mund të kryejnë veprimtari të tregtimit ose të furnizimit te gazit natyror për konsumatorët e privilegjuar, në varësi të marrjes së liçencave nga ERE për këto aktivitete. Aksesi në rrjedhën e sipërme te rrjeteve konsiderohet i ligjshem dhe i bazuar në parimet e transparencës dhe mosdiskriminimit dhe është një aktivitet i parregulluar. Megjithatë, kushtet e përgjithshme për akses në rrjetet e gazit përcaktohen nga Ligji për Hidrokarburet i vitit 1993 (ndërmarrjet e gazit natyror dhe konsumatorët e ligjshëm, kudo që ata ndodhen, janë në gjendje për të patur akses në rrjetet e tubacionit duke përfshirë objektet që ofrojnë shërbime teknike për një akses të tillë, përveç atyre pjesëve të rrjeteve dhe objekteve të cilat përdoren për prodhim lokal në vendet ku prodhohet gazi);

Transmetimi dhe shpërndarja e gazit natyror

› Sipas Ligjit për Sektorin e Gazit Natyror të vitit 2015, aktivitetet e transmetimit dhe të shpërndarjes së gazit natyror janë subjekt i liçencimit nga ERE. Transmetimi dhe shpërndarja e gazit natyror, do të kryhen si shërbime për interesit publik nga ana e OST-G dhe OSSH-G. Këta operatorë janë përgjegjës për mirëmbajtjen, përmirësimin dhe zhvillimin e sistemit të transmetimit dhe shpërndarjes së gazit. Për më tepër, OST-G gazit dhe OSSH-G do të menaxhojnë rrjedhjen e gazit brenda rrjetit të tubacioneve dhe kontrollin e cilësisë së gazit të transportuar për konsumatorët fundore dhe pjesëmarrësit e tjerë të tregut të gazit

		nëpërmjet sistemeve të transmetimit të gazit dhe shpërndarjes, respektivisht. OST-G dhe OSSH-G do t'i kryejnë aktivitetet e tyre në përputhje me kushtet e liçencave të lëshuara nga ERE dhe bazuar mbi kushtet jo-diskriminuese për përdoruesit e rrjetit dhe kategoritë e përdoruesve të sistemit të transmetimit dhe shpërndarjes;
Furnizimi dhe Tregtia e Gazit Natyror	›	Veprimtaritë e furnizimit (shitja me pakicë) dhe tregtisë (shitja me shumicë) të gazit natyror kryhet nga furnizuesit e gazit dhe tregtarët e gazit në përputhje me Ligjin për Sektorin e Gazit Natyror të vitit 2015 dhe termat dhe kushtet e liçencave të lëshuar nga ERE. Furnizimi i gazit natyror përbëhet nga blerja, shpërndarja, dhe shitja (duke përfshirë edhe rishitjen e gazit) për konsumatorët. Tregtia e gazit natyror nënkupton blerjen dhe shitjen me shumicë te gazit natyror, dhe përjashton marrëdhënien me përdoruesit fundorë. Per konsumatoret familjare dhe ndërmarrjet e vogla, furnizimi i gazit natyror mund të kryhet nga furnizuesi sipas detyrimit të shërbimit publik, nga një entitet që do të emërohet nga ERE (ose nga qeveria pas konsultimeve me ERE). Në rast se objektivat e shërbimit publik për familjet dhe ndërmarrjet e vogla nuk do të mund të arrihen në kushtet e tregut, ERE mund të rregullojë çmimet e konsumatoreve fundore me kusht që kjo te bëhet në përputhje me termat dhe kushtet e përcaktuara me ligj. Qeveria Shqiptare do të caktojë furnizuesin fundor në bazë të një procedure tenderimi të hapur. Konsumatorët e ligjshem janë të lirë të zgjedhin furnizuesit e tyre të gazit. Ato mund të furnizohen nga çdo furnizues i kualifikuar dhe i liçencuar nga ERE që ata zgjedhin. Furnizuesi duhet të sigurojë kushtet e nevojshme për një furnizim të rregullt dhe të sigurt të gazit tek konsumatorët fundorë;
Operimi i magazinave të gazit natyror dhe Impianteve GNL	›	Aktivitetet e magazinimit dhe operimit të impianteve te GNL janë përcaktuar si veprimtari me interes publik dhe kryhen nga operatori i magazinimit dhe nga operatori i impianteve të GNL në perputhje me Ligjin për Sektorin e Gazit Natyror të vitit 2015, dhe me termat dhe kushtet e liçencave te lëshuara nga ERE, dhe rregullave të tjera për mbrojtjen e mjedisit. Aktiviteti i magazinimit të gazit natyror mund të kryhet nga çdo shoqëri që është në posedim të depove të gazit sipas një marrëveshjeje hidrokarburesh ose të një formë tjetër ligjore. Çdo zotërues i objekteve të tilla duhet: 1) t'i menaxhoje ato në mënyrë të koordinuar dhe të integruar për të garantuar optimizimin e tyre dhe sigurinë e sistemit të gazit natyror, dhe 2) t'i sigurojë dhe t'i ofrojë shërbimet e depozitimit të gazit natyror personave, që bëjnë një kërkesë për përdorimin e objekteve te magazinimit gazit, me kusht që këto shërbime të jenë të bazuara në kriterete paracaktuara dhe janë teknikisht dhe ekonomikisht të realizueshme. Veprimtaria e funksionimit të impiantit të GNL mund të kryhet nga një ndërmarrje e gazit natyror e cila zotëron impiantin dhe është përcaktuar si operator nëpërmjet lëshimit të liçencës nga ERE. Operatori i GNL kryen lëngëzimin e gazit natyror, ose importin, eksportin, shkarkimin, dhe ri-gazifikimin e gazit të lëngëzuar, dhe është përgjegjës për operimin e impiantit;
Operimi i tregut te gazit natyror	›	Organizimi i tregut të gazit natyror është aktiviteti që kryhet nga operatori i tregut të gazit në bazë të një liçence të lëshuar nga ERE dhe në përputhje me Kodin e Tregut, të cilën operatori i tregut të gazit duhet ta

adoptojë përpara se të miratohet nga ERE. Operatori i Tregut gazit është përgjegjës për organizimin e tregut (një ditë përpara) për tregtimin fizik të gazit natyror në Shqipëri, si dhe për lidhjen e tregut shqiptar me tregjet e tjera të gazit natyror. Operatori i Tregut duhet të jetë një kompani në pronësinë e OST-G. OST-G duhet të sigurojë pavarësinë e saj funksionale nga OT e gazit dhe duhet të marrë masat përkatëse për parandalimin e politikave diskriminuese si pjesë e programit të saj të përputhshmërisë. Operatori i tregut të gazit do të aplikojë tarifën e përcaktuar nga ERE në përputhje me planin vjetor operacional dhe planin financiar të operatorit të tregut të gazit. Operatori i tregut duhet të mbajë një llogari të veçantë për transaksionet që përfshijnë blerjen dhe shitjen e gazit natyror.

Ndërmarrjet kryesore dhe dokumentet e tyre

Aktivitetet e gazit natyror, siç parashikohet në Ligjin për sektorin e gazit natyror të vitit 2015, do të kryhet nga ndërmarrjet e gazit natyror, dmth OST-G, OSSH-G, furnizuesi publik, operatori i magazinimit, operatori i GNL, dhe OT të gazit. Këto ndërmarrje duhet të kryejnë aktivitetet përkatëse në bazë të liçencave[9] [10], që lëshohen nga ERE, dhe në përputhje me dokumentet përkatëse te cilat duhet të zhvillohen dhe të miratohen:

Dokumentet për OST-G

› 1) Metodologjia për caktimin e tarifave për lidhjen me rrjetin, dhe tarifave për aksesin në rrjetin e transmisionit të gazit natyror (për tu miratuar nga ERE); 2) Metodologjia për përcaktimin e tarifave për akses në infrastrukturat ndërkufitare (për tu miratuar nga ERE); 3) Rregullorja mbi çertifikimin e OST-G (për tu miratuar nga ERE); 4) kodi i rrjetit të transmetimit; 5) Kodi i Matjes; 6) Rregullat e menaxhimit të kapaciteteve të kufizuara (kongjestionit), duke përfshirë edhe alokimin e kapaciteteve; 7) Metodologjia për ofrimin e shërbimeve të balancimit (për tu miratuar nga nga ERE-ja); 8) Rregullat e balancimit të sistemit të transmetimit; dhe 9) Programi i kompliances;

Dokumentet për OSSH-G

› 1) Metodologjia për përcaktimin e tarifës për lidhjen fillestare dhe tarifave për akses në rrjetin e shperndarjes së gazit natyror (për tu miratuar nga ERE); 2) Rregullat lidhur me pavarësimin e OSSH-G (për tu miratuar nga ERE); 3) Kodi i rrjetit të shpërndarjes; 4) Kodi i matjes; dhe 5) Programi i kompliances;

Dokumentet për furnizuesin publik

› 1) Kushtet e përgjithshme për furnizimin e gazit natyror (për tu miratuar nga ERE); 2) Metodologjia për vendosjen e tarifave për furnizimin e gazit natyror për klientët familjare dhe ndërmarrjet e vogla, si dhe tarifat për furnizimin emergjent (për tu miratuar nga ERE); 3) Rregullat operative për furnizuesit e shërbimit publik (për tu miratuar nga ERE);

Dokumentet për magazinuesit dhe Impiantet GNL

› 1) Rregullat e përdorimit për sistemin e magazinimit të gazit; 2) Kodi i Matjes për sistemin e magazinimit të gazit; 3) Rregullat e përdorimit për

[9] *Rregullat dhe procedurat për licencimin, ndryshimin apo transferimin e plotë apo të pjesshëm, revokimin dhe rinovimin e licencave në sektorin e gazit natyror, Vendimi i ERE-s nr 9 datës 11 shkurt 2011*

[10] Rregjistri i Liçensave, faqja e internetit të ERE-s

terminalin GNL; 4) Kodi i Matjes për terminalin GNL; 5) Metodologjia për përcaktimin e tarifave të aksesit në impiantet e GNL;

Dokumentet për Operatorin e tregut

- Kodi i tregut të gazit (Rregulloren për organizimin e tregut të gazit);

Dokumentet që lidhen me ERE-n

- 1) Rregullat e liçensimit; 2) Rregullat e lidhjes dhe shkeputjes nga rrjeti; 3) Rregullat për konsultimet publike 4) Rregullat e praktikave dhe procedurave;

Dokumentet për Qeverinë Shqiptare

- Rregullat në lidhje me kriteret, kushtet dhe procedurat për dhënien e lejeve për ndërtimin dhe shfrytëzimit e objekteve, dhe pajisjeve apo instalimeve që janë pjesë e sektorit të gazit natyror.

Rekomandime

Për sa i përket kuadrit ligjor dhe rregullator në sektorin e gazit, është e nevojshme së pari për të proceduar përgjatë dispozitave kalimtare te ligjit te sapo miratuar për sektorin e gazit natyror të vitit 2015 në mënyrë që të fillojë harmonizimin me PTE dhe më pas të fillohet miratimi i akteve nënligjore të nevojshme (Shtojca 1), siç përcaktohet nga ligji i ri, brenda afateve të përcaktuara nga Komuniteti i Energjisë (KE). Kuadri ligjor dhe rregullator duhet të adoptojë rregullat e nevojshme, së pari për funksionimin e sistemeve të transmetimit dhe të shpërndarjes dhe së dyti për funksionimin e tregut të gazit. Përkufizimet e termave që lidhen me pavaresimin e OST-G (veçanërisht kontrolli dhe integrimi vertikalisht) duhet të kuptohet saktësisht siç jepen në Direktivën 2009/73 / EC për të mundësuar zbatimin e duhur të çertifikimit rregullator.

6.3 Përputhshmëria ligjore aktuale e sektorit të gazit natyror

Zhvillimi i infrastrukturës së gazit

Shfrytëzimi i gazit për përdorim industrial në Shqipëri daton në vitin 1963, kur rezervat e gazit të kondensuar nga Bubullima (ZonaKallmit) u vunë në shfrytëzim. Më vonë, në vitin 1964 u vunë në shfrytëzim rezervat e gazit natyror në Divjakë që u ndoqen më pas me gjetjen dhe përdorimin e burimeve të tjera të gazit natyror në Frakull (1972), Finiq-Krane (1974), Ballaj (1983), Povelç (1987), Panaja (1989), dhe Delvina (1989). Historikisht, gazi natyror ka qenë një element i rëndësishëm për furnizimin me energji elektrike në Shqipëri, por kontributi i tij aktualisht është shumë e ulët për shkak të niveleve minimale të prodhimit dhe pamundësisë së importimit të tij nëpërmjet tubacioneve ndërkombëtare të gazit. Studimet e ndërmarra deri më tani kanë identifikuar disa alternativa për lidhjen e Shqipërisë me rrjetin evropian të gazit. Rezervat e gazit kanë shënuar një rënie të vazhdueshme që nga viti 1985, duke arritur një nivel minimal në fillim të vitit 90 ', për shkak të mungesës së zbulimeve të reja dhe investimeve në burimet ekzistuese. Deri në vitin 1990, gazi natyror i nxjerrë është përdorur në industrinë e mbetjeve kimike, industrinë e naftës, prodhimin e energjisë elektrike dhe një sasi shumë e vogël në sektorin shtepiak. Albpetroli i cili është në pronësi të shtetit (dhe prodhuesi më i madh i naftës së papërpunuar në Shqipëri), është aktiv në nxjerrjen, menaxhimin dhe zhvillimin e rezervave të gazit në Shqipëri. Prodhimi ditor i gazit përdoret nga Albpetrol dhe gjithashtu nga ARMO në rafinerinë e naftës

	që plotësojne kërkesat teknologjike. Rrjeti i gazit është i përhapur në të gjithë pjesën perëndimore të Shqipërisë, dhe perfundon në rafinerine e Ballshit. Fushat e gazit shtrihen nga Durrësi në Delvinë, duke krijuar kështu një mundësi për konsumatorët për tu lidhur me rrjetin. Infrastruktura lokale e gazit në disa vende nuk është në gjendje funksionale dhe vepra të mëdha rehabilituese janë të nevojshme për ta bërë funksionale. Pjesë të rrjetit nuk janë në gjendje për të transportuar gaz për shkak të korrozionit dhe shkatërrimit. Sipas gjykimeve te eksperteve lokalë, rrjeti ekzistues i gazit do të duhet të zëvendësohet pothuaj plotësisht.
Zhvillimi i Struktures Ligjore	Si një Palë Kontraktuese e KE-se, Shqipëria duhet të zbatojë detyrimet e saj të cilat janë të parashikuara në ligjet dhe rregulloret përkatëse. Këto vijnë nga transpozimi i Direktivave dhe Rregulloreve që perbëjnë acquis communautaire. Kuadri ligjor në Shqipëri deri kohët e fundit përbëhej nga ligjit i sektorit të gazit natyror i vitit 2008, i cili ka adoptuar tashmë parimet kryesore të Direktivës 2003/55 / EC dhe i ka dhene ERE-s fuqinë rregullatore në sektorin e gazit natyror. Ligji u plotësua në vitin 2011 me Ndryshimet mbi Rregullat dhe Procedurat për Liçencimin, Transferimin e Plotë apo të Pjesshëm, dhe Heqjes dhe Rinovimit të Liçencave të miratuara nga ERE. Përveç lëshimit të dy liçencave në vitin 2012 për kompanine Albpetrol për operimin, transmetimin, dhe shpërndarjene gazit natyror në Shqipëri, ky legjislacion nuk është zbatuar më tej në praktikë. Ligji për sektorin e gazit natyror i vitit 2015 u miratua më 25 shtator 2015, pas aktiviteteve të shumta përgatitore në këtë drejtim. Ky ligj presupozohet të ketë adoptuar të gjitha dispozitat e PTE-së e cila është bërë e detyrueshme për Palët Kontraktuese të KE-së nga 1 janari i vitit 2015.
Fokusi and përparimet në sektorin e gazit natyror	Përveç zhvillimit të një master plani te gazit, Shqipëria ka përqendruar aktivitetet e saj edhe në sektorin e gazit natyror nëpërmjet zhvillimin të TAP. Në përputhje me Udhëzimet e Testimit të Tregut nga tri ente rregullatore kombetare (Greqisë, Shqipërisë dhe Italisë), TAP ka nisur fazën e dytë të testit të tregut, fazën e rezervimit të kapaciteteve, nga 17 marsi 2014 në 19 maj 2014. Një nga kompanitë me kapacitet prenotues ishte Albpetrol, e cila ka kërkuar kapacitete në emër të MEI. Sipas marreveshjes së perjashtimit të TAP nga kërkesa të caktuara të acquis communautaire me entet rregullatore greke, shqiptare dhe italiane, TAP duhet të jetë i çertifikuar plotësisht para fillimit të ndërtimit të gazsjellësit, dhe jo më vonë se 1 janari 2018, si përjashtim sipas modelit OPT (Operatori i Pavarur i Transmetimit). Sekretariati i KE-së dha Opinionin e datës 1/2013 për përjashtimin e TAP nga disa kërkesa të Direktivës 2009/73 / KE (të tilla si ndarja pronësore, aksesi i palëve të treta dhe rregullimin e tarifave), dhe më vonë Opinionin e datës 1/2015 mbi zgjatjen e përjashtimit.. Për shkak të ngjarjeve jashtë kontrollit të saj, kompania TAP AG ka kërkuar një shtyrje të datës në të cilën pritej te fillonte operacioni tregtar, për daten 31 dhjetor 2020. Sekretariati vuri në dukje në Raportin e Implementimit për Shqëipërinë se Ligji i Sektorit të Gazit Natyror që u adoptua në 23 Shtator 2015 përbën bazën ligjore për certifikimin e TAP-it në Shqipëri. Paralelisht me këto aktivitete, Shqipëria po forcon kapacitetet e veta administrative në lidhje me sektorin e gazit natyror nëpërmjet mbështetjes dhe asistencës financiare zvicerane. Donacioni zviceran do të përfshijë gjithashtu mbështetje për zbatimin e rregullave teknike dhe standardeve në sektorin e gazit natyror.

Përputhshmeria

Përkundër mungesës së një tregu funksional të gazit në Shqipëri, Ligji i vitit 2008 për gazin natyror adoptoi parimet kryesore të Direktivës 2003/55 / EC dhe Rregulloren (EC) Nr 1775/2005, dhe siguroi një bazë për zhvillime të mëtejshme ligjore dhe rregullative në sektorin e gazit natyror të vendit, si dhe për planet e penetrimit të gazit. Ligji i ri i vitit 2015 përfundoi adoptimin e Paketës së Tretë në Shqipëri, që është një hap i rëndësishëm në drejtim të zhvillimit të mëtejshëm ligjor në sektorin e gazit natyror. Gjendja aktuale e përputhshmërisë në sektorin e gazit natyror, ndërmjet periudhës kohore të dy ligjeve (të vitit 2008 dhe 2015), është paraqitur shkurtimisht në vijim sipas shqyrtimit të Sekretariatit të KE-së[11]:

Procedura e Autorizimit

› Ligji për sektorin e gazit natyror i vitit 2008 kërkonte që të gjitha ndërmarrjet e gazit natyror të licencoheshin nga ERE para fillimit të aktiviteteve te tyre në sektorin e gazit natyror, me përjashtim të perdorimit te tubacioneve të drejtpërdrejta. Procedura e detajuar është specifikuar në Rregullat e Licencimit e miratuar nga ERE ne vitin 2012[12]. Kushtet dhe procedurat për licencim janë në përgjithësi në përputhje me Direktivën 2009/73 / EC (por megjithatë ERE duhet t'i përshtasë ato me Ligjin për Sektorin e Gazit Natyror të vitit 2015). Përjashtimi i vetëm është se nuk ka një dispozitë që përcakton se refuzimi për dhënien e një licence duhet ti njoftohet sekretariatit të KE (SKE-së). Ndërtimi dhe përdorimi i infrastrukturës së gazit natyror, duke përfshirë linjat direkte, kërkon marrjen e lejes nga Qeveria Shqiptare. Ligji i ri kërkon që SKE të njoftohet në rast të refuzimit. Albpetroli, një kompani e integruar vertikalisht e naftës dhe gazit, ka qenë e licencuar si OST-G dhe OSSH-G;

Ndarja e operatorëve (Unbundling)

› Ligji i vitit 2008 kërkonte që OST-G të jetë e pavarur të paktën në aspektin e vendimmarrjes, formës juridike, organizative, dhe aktiviteteve të tjera që nuk lidhen me transmetimin. Kjo nuk është materializuar praktikisht për Albpetrolin, i cili ka marrë licensën për transmetimin e gazit në vitin 2012. Meqë kritere të mëtejshme për ndarjen pronësore të OST-G (ose OSSH-G) janë prezantuar në Paketën e Tretë, ligji i vitit 2008 nuk ka qenë në përputhje me PTE dhe kërkesat e çertifikimit. Shqipëria adoptoi modelin NP (ndarje pronësore) në ligjin e ri të gazit dhe do t'i duhet të zbatojë në praktikë këtë model si të vetmin model të mundshëm të ndarjes së OST-G. Përjashtimi i vetëm do të ishte një situatë ku një infrastrukturë e re për transmetimin e gazit përjashtohet nga ky detyrim, i cili do të kërkonte procedurën e çertifikimit të parashikuar nga vendimi përjashtimit. Për më tepër, Albpetroli (i cili prodhon gazin natyror në Shqipëri dhe është e vetmja OST-G dhe OSSH-G në vend), nuk ka ndarë aktivitetet e prodhimit dhe të furnizimit/tregtimit me gaz natyror, në përputhje me Direktivën 2003/55 / EC ose me Direktivën 2009 / 73 / KE. Kërkesat shtesë për ndarjen e OSSH-G dhe operatorit të magazinimit të gazit janë futur në përputhje me Direktivën 2009/73 / EC. Prandaj,

[11] Bazuar në informacionin e ofruar nga SEK (https://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/AREAS_OF_WORK/Implementation/Albania/Gas), duke përfshirë Raportin e Zbatimit të vitit 2015 (https://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/AREAS_OF_WORK/Implementation/IR_2015)

[12] Rregullat e Sektorit të Gazit Natyror dhe Procedurat për Licencimin, Modifikimin e pjesshëm / Transferimin e Plotë, Revokimin dhe Rinovimin e licencave, të miratuar me vendimin Nr.9 të ERE-s të datës 11/02/2011.

Shqipëria ka ndërmarrë hapa drejt arritjes së një gjendje të përputhshmërisë ligjore, e cila tani pret realizimin e saj praktik.

Aksesi i Palëve të Treta	›	Kërkesat për mos-diskriminim ndaj aksesit në rrjetin e transmetimit dhe shpërndarjes, si dhe ne objektet e magazinimit të gazit ose imiantet e GNL, janë të shprehura në Ligjin e vitit 2008. Kushtet për refuzimin e aksesit janë në përputhje me direktivat evropiane për gazin. Për linjën kryesore aksesi do të mundësohet në bazë të rregullave dhe tarifave të miratuara nga ERE. Megjithatë, parimet e përcaktimit të tarifave kanë Direktivën 2009/73 / EC vetëm pjesërisht sepse kompetencat e ERE-s nuk janë në përputhje me acquis. Nuk kishte dispozita të detyrueshme për të krijuar një tarifë të veçantë për çdo pikë hyrje dhe dalje në rrjetin e transmetimit, siç kërkohet nga Rregullorja Nr 715/2009 e KE. Përveç kësaj, asnjëri prej sistemeve tarifore nuk është miratuar ende. Mangësia më serioze, megjithatë, ka qenë trajtimi i ndryshëm i i transmetimit të gazit brenda vendit dhe ndërkufitar (tranzit), i cili shkon ndesh me acquis-in e gazit. OST-G është i detyruar të miratojë kodin e rrjetit të transmetimit, i cili transpozon rregullat për shërbimet e aksesit për palët e treta, alokimit të kapaciteteve, menaxhimin e flukseve dhe, pjesërisht, detyrimet për transparencë të Rregullores (KE) Nr 715/2009. Albpetrol nuk e ka këtë kod;
Përjashtimi nga aksesi i palëve të treta	›	Mundësia për një përjashtim nga aksesi i palëve të treta në infrastrukturën e gazit është përcaktuar në kërkesat e ligjit për Sektorin e Gazit Natyror të vitit 2008 që merr në konsiderate Direktivën 2003/55 / EC. Kjo do të thotë se përjashtimi nga aksesi i palëve të treta nuk është adoptuar plotësisht në përputhje me PTE. Vlen të përmendet se përjashtimi që ju bë TAP-it u bazua në rregullat dhe procedurat përkatëse të PTE. Kodi tarifor i TAP-it u aprovua më vonë nga Entet Rregullatore te Shqipërisë, Greqisë, dhe Italisë, duke përfshirë flukset në drejtimin normal dhe në të kundërt. Këto tarifa do të mbeten të pandryshuara për 25 vjet. Më pas, TAP-it iu dha një zgjatje e përjashtimit nga tarifat e rregulluara sipas procedurës së PTE-së;
Balancimi	›	Shumica e dispozitave të Rregullores Nr 1775/2005 të KE u adoptuan në legjislacionin primar të Shqipërisë, duke përfshirë edhe ato që lidhen me faturat për balancimin. Ligji për gazin natyror i vitit 2008 përcaktonte që rregullat për balancimin e sistemit duhet të përgatiten nga OST-G dhe të miratohen nga ERE. Ligji nuk parasheh që këto rregulla për balancimin të jenë te bazuara në treg siç kërkohet nga Rregullorja Nr 715/2009 e KE. Kjo ishte vetëm një bazë e përgjithshme ligjore mbi të cilën duhet të zhvillohen aktet ligjore sekondare më të detajuara kur të hapet tregu i gazit natyror. Edhe pse ka patur një license si operator i sistemit të transmetimit që nga viti 2012, Albpetrol nuk ka adoptuar regullat e balancimit dhe përcaktimit të tarifave përkatëse;
Pranueshmëria e konsumatorëve	›	Përkufizimi i konsumatorëve të pranueshem sipas përcaktimit në Ligjin për sektorin e gazit natyror të vitit 2008 nuk ka qenë në përputhje me Direktivën 2003/55 / EC. Ligji e kufizon të drejtën për tre grupe të përcaktuara të konsumatorëve, përkatësisht: 1) klientët fundorë, që konsumojnë më shumë se sasia e gazit natyror të përcaktuar nga ERE

		gjatë një viti, 2) termocentralet që konsumojnë gaz natyror për prodhimin e energjisë elektrike, dhe 3) termocentralet që konsumojnë gaz natyror për prodhimin e kombinuar të energjisë elektrike dhe ngrohjes. Të gjithë këta konsumatorë duhet të ishin shpallur të pranueshem nga 1 janari i vitit 2015. Shqipëria në këtë mënyrë ka shkelur dispozitat përkatëse te acquis-it të gazit dhe duhet ta korrigjojë këtë;
Hapja e Tregut dhe Rregullimi i Çmimeve	›	Afatet për hapjen e tregut, të kërkuara nga Direktiva 2003/55 / EC, të adoptuara gjithashtu nga KE, nuk ishin përcaktuar nga Ligjin për sektorin e gazit natyror të vitit 2008. Ky përbënte një rast të mos-përputhshmërisë me acquis-in e gazit dhe tashmë është korrigjuar me Ligjin për Sektorin e Gazit Natyror të vitit 2015, i cili siguron hapjen e plotë të tregut nga 1 janari 2015, edhe pse në momentin e hapjes është i pa ndonjë efekt të rëndësishëm praktik. Për më tepër, fakti që të gjithë konsumatorët e pranueshem mund të furnizohen nga OSSH-G sipas tarifave të rregulluara duhet të rishqyrtohet sepse pengon hapjen e tregut dhe shkel kërkesat për ndarjen e rrjeteve te shpërndarjes. Kjo është në kundërshtim me parimet e hapjes së tregut dhe gjithashtu është në kundërshtim me kërkesat e ndarjes të rrjeteve te shpërndarjes. Rregullimi i çmimit në total duhet të zëvendësohet nga një qasje me stade për rregullimin e çmimeve të furnizimit, në qoftë se rregullimi i çmimeve nuk mund të braktiset menjëherë dhe plotësisht sapo të shfaqet tregu;
Mbrojta e Konsumatorëve	›	Ligji për Sektorin e Gazit Natyror i vitit 2008 nuk e parasheh të drejtën e konsumatorëve për të marrë të gjitha të dhënat e duhura. Mungonin gjithashtu dispozitat për pikat e vetme të kontaktit, të cilat duhet ti sigurojnë klientëve informacionin e nevojshëm në lidhje me të drejtat e tyre. Dispozitat e Direktivës 2009/73 / EC që kanë të bëjnë me masat mbrojtëse ndaj klientit nuk janë adoptuar me këtë Ligj dhe një situatë e tillë duhet të korrigjohet. Ligji parashikonte furnizuesit publikë të gazit (furnizuesi publik është në të njëjtën kohë furnizuesi i konsumatorëve në nevojë), si dhe furnizuesit e emergjencës. Një konsumator në nevojë është përcaktuar ai klient i cili, bazuar në të ardhurat e tij, nuk mund të përballojë çmimin e gazit dhe kështu përfiton nga subvencionet e qeverisë.. Për më tepër, MEI është e detyruar të zhvillojë programe për mbrojtjen e konsumatorëve në nevojë, në bashkëpunim me autoritetet e tjera;
Siguria e Furnizimit	›	Ligji për sektorin e gazit natyror i vitit 2008 transpozonte dispozitat e përgjithshme të Direktivës 2004/67 / EC dhe Direktivës 2009/73 / C në lidhje raportimin për sigurinë e furnizimit me gaz natyror. Ligji kërkonte që qeveria shqiptare të miratonte aktet nënligjore që do të përcaktonin standardet e furnizimit dhe një listë të instrumenteve për sigurinë e furnizimit me gaz natyror. Megjithatë, një legjislacion i tillë nuk u miratua asnjëherë. Ligji gjithashtu përcaktonte institucionet kryesore dhe aktorët e tregut që janë përgjegjës për furnizimin, dhe në parim përcaktonte masat dhe mekanizmat mbrojtëse në rast të çrregullimeve te mëdha të furnizimeve;
Enti Rregullator	›	ERE u përcaktua si autoriteti i vetëm për rregullimin e sektorit të gazit dhe energjisë elektrike të Shqipërisë, siç kërkohet edhe nga PTE. Ajo

drejtohet nga Bordi i Komisionerëve i përbërë prej pesë ekspertesh të emëruar nga Kuvendi bazuar në propozimet e një ekipi përzgjedhës. Afati i kontrates për anëtarët e bordit është pesë vjet, në bazë të një skeme rotacioni. Kompetencat e ERE-s duhet të zgjeroheshin në serinë e kompetencave rregullatore dhe objektivave të parapara në PTE. ERE-s i është dhënë një nivel i konsiderueshëm pavarësie sipas ligjit, që përfshin vendimmarrje autonome dhe të zbatueshme me detyrim që i nënshtrohet vetëm shqyrtimit gjyqësor. Bordi është ekskluzivisht përgjegjës për organizimin e autoritetit rregullator. Gjithashtu, procedura e përzgjedhjes dhe emërimit të anëtarëve të Bordit siguron transparencën dhe neutralitetin e duhur. Shkarkimi i anëtarëve të Bordit është i kufizuar nga ligji vetëm në rastet e konfliktit të interesit ose kryerjes së veprës penale dhe në këtë mënyrë është i pakritikueshëm persa i përket ndërhyrjeve të mundshme politike. Megjithatë, në terma praktike,ERE, nuk e perdor pavarësisë e saj në mënyrë të ligjshme në masën maksimale të mundshme. ERE ende nuk ka marrë rolin aktiv të nevojshëm për trajtimin e pengesave ndaj konkurrencës se lirë në tregun e energjisë në Shqipëri. ERE vepron në përputhje me standardet e kërkuara të transparencës në kontekstin e pavarësisë duke publikuar vendimet e Bordit, si dhe informacionin mbi organizimin dhe strukturën e saj, në faqen e saj te internetit. Mbledhjet vendimmarrëse dhe seancat e Bordit janë të hapura për publikun. Publikimet përkatëse në gjuhën angleze duhet të përditësohen rregullisht. Pavarësia financiare është, në parim, e parashikuar në legjislacion duke i dhënë ERE-s të drejtën për të vendosur në mënyrë autonome tarifat rregullatore për të liçencuarit, të cilat përbëjnë buxhetin e saj. Po ashtu, Bordi ka autoritetin ekskluziv për të përcaktuar pagat e punonjësve të ERE-s dhe të punësojë ekspertë të jashtëm. Pagat e anëtarëve të bordit janë të përcaktuara nga Kuvendi, por pagat e stafit teknik sipas ligjit duhet të jenë të përafërta me ato të nëpunësve civilë që është krahasimisht e ulët dhe çon në humbjen e eksperteve të mirë dhe vështirësi përsa i përket ruajtjes së burimeve njerëzore të ERE-s.

Tani dhe me tej.....

Shqipëria humbi afatin për zbatimin e PTE-së të 1 janarit 2015, duke mos mundur të realizojë (si nga ana ligjore dhe ajo praktike) përputhjen e kuadrit ligjor me dispozitat e shumta që kanë të bëjnë me kompetencat dhe detyrat e ERE-s, aksesin në rrjetet e transmetimit, dhe ndarjen, dhe çertifikimin e OST-G-ve. Megjithatë Ligji për Sektorin e Gazit Natyror i vitit 2008 u zëvendësua faktikisht nga ai i vitit 2015 (në shtator 2015, që hyri në fuqi në tetor 2015), i cili siguroi adoptim të plotë të PTE-së. Këtej e tutje Shqipëria duhet të zhvillojë shume akte ligjore dytësore, të cilat kërkohen nga Ligji për Sektorin e Gazit Natyror i 2015-ës. Mbas një periudhe të shkurtër mbas adoptimit, në nëntor 2015, SKE dhe MEI arritën një marrëveshje për Planin e Veprimit për Legjislacionin Sekondar të Tregut të Gazit (Shtojca 1). Plani parashikon punë të përbashkët interaktive për zhvillimet e ardhshme ligjore dhe rregullatore. SKE ka filluar tashmë me përgatitjen e drafteve fillestare sipas grafikut të dakordësuar. Ligji për sektorin e gazit natyror i vitit 2015 është në një masë të madhe është i përafërt me acquis-in e gazit, që do të thotë me dispozitat e Direktivës 2009/37/EC Nr. 715/2009. Është me rëndësi të madhe që Shqipëria te vazhdojë përgjatë dispozitave kalimtare. Çertifikimit i OST-G nuk duhet të vihet në rrezik. Për këtë qëllim ERE ka adoptuar tashmë rregulloren për çertifikimin e OST-G. Për më tepër proçedura e çertifikimit të TAP-it është

përcaktuar tashmë. Të tre Entet Rregullatore kanë lëshuar vendimet e tyre pozitive në çertifikimin e TAP së bashku me KE dhe SKE. Ndryshimet ligjore duhet të plotësohen nëpërmjet rritjes së kapacitetit të ERE-s dhe institucioneve të tjera kompetente, si OST-G. Rregullimet e mëposhtme në praktikën ligjore dhe rregullative duhet të jenë prioritetet kryesor i ERE-s: (1) Zgjerimi i kompetencave në kufijtë dhe objektivat rregullatore që parashihen në PTE, në veçanti lidhur me të drejtën për të kryer hetime, imponimin e masave për promovimin e konkurrencës dhe funksionimin e duhur të tregut, dhe të dhenies së dënimeve kompanive të gazit dhe energjisë elektrike që nuk zbatojne detyrimet e tyre (ose të propozojë një gjykatë kompetente për të imponuar dënime të tilla); (2) transparenca duhet të përmirësohet në lidhje me rregullat e vendimmarrjes dhe informacionin mbi ndikimin e palëve të interesuara në vendimet e Bordit; (3) ERE duhet të përdorë në mënyrë aktive pavarësinë e saj; (4) pagat e personelit duhet të korrespondojnë me nivelet e pagave të industrisë dhe duhet të përcaktohen plotësisht nga drejtuesit e ERE-s; dhe (5) niveli i stafit të ERE-s ka nevojë të zgjerohet me qëllim adresimin e detyrave shtesë nën PTE. OST-G duhet të ndahet, çertifikohet dhe liçensohet nga ERE-ja dhe pastaj të emërohet nga Qeveria Shqiptare.

6.4 Adoptimi i Paketës së Tretë të Energjisë

Transpozimi

Shqipëria ka kaluar një periudhë shumë intensive për hartimin e Ligjit për Sektorin e Gazit Natyror të vitit 2015, me qëllim të transpozimit të PTE. Këto aktivitete janë kryer në bashkëpunim të ngushtë me Sekretariatin e KE-së. Ligji i Sektorit të gazit Natyror është në përputhje me acquis-in e gazit. Ligji u miratua më 22 korrik 2015 nga Qeveria Shqiptare dhe u miratua nga Kuvendi më 25 shtator 2015.

Ligji i ri për sektorin e gazit

PTE është adoptuar në Shqipëri me anë të miratimit të ligjit te ri (Ligji për sektorin e gazit natyror i vitit 2015), që ka të bëjë me tregun kombëtar të gazit dhe shkëmbimit ndërkufitar të gazit natyror. Dispozitat e ligjit specifikojnë çështjet kryesore të mëposhtme:

- Përcaktimin e aktiviteteve të energjisë në fushen e gazit natyror si; transmetimi, shpërndarja, furnizimi, tregtimi, operimi i objekteve të depozitimit të gazit natyror, funksionimi i impianteve të GNL, dhe operimi i tregut të gazit natyror. Aktivitetet e eksplorimit dhe prodhimit të gazit natyror janë subjekt i Ligjit nr. 7746, për Hidrokarburet i vitit 1993, i ndryshuar;
- Përcaktimi i operatorët përkatës (operatori i sistemit të transmetimit, sistemit të shpërndarjes, i impianteve të magazinimit, i impianteve të GNL-së, dhe operatori i tregut të gazit);
- Janë identifikuar aktivitetet me interesit publik (transmetimi i gazit natyror, shpërndarja e gazit natyror);
- Janë identifikuar aktivitetet që duhet të kryhen si pjesë e shërbimeve publike (transmetimi, shpërndarja, dhe furnizimi e gazit natyror për familjet dhe ndërmarrjet e vogla, furnizimi i gazit natyror në situata emergjence);

- KAPITULLI IV është për aktivitetet e sektorit të gazit natyror
  - Seksioni I i Kapitullit IV ka të bëje me transmetimin e gazit natyror (krijimi i OST-G, ndarja pronësore e OST-G, Çertifikimi i OST-G, emërtimet dhe çertifikimi i OST-G së përjashtuar, Monitorimi i ndarjes së OST-G, Çertifikimi në raport me vendet e treta, Përgjegjësitë e OST-së, Aksesi i palëve të treta në sistemin e transmetimit, Refuzimi i të drejtave të aksesit, Kodi i Rrjetit të Transmetimit, Parimet e mekanizmave të shpërndarjes së kapaciteteve dhe procedurat e menaxhimit të kapacitetit të kufizuar në OST, Zhvillimi i rrjetit dhe vendimet e investimeve, Programet e përputhshmërisë dhe zyrtari i përputhshmërisë, Kërkesat për transparencë, Bashkëpunimi rajonal dhe ndërkombëtar i OST-së);
  - Seksioni II ka të bëjë me shpërndarjen e gazit natyror (OSSH, Ndarja e OSSH-së, Përjashtimi nga përmbushja e detyrimit të ndarjes së OSSH-së, Detyrat e OSSH-së, Aksesi i palëve të treta në sistemin e shpërndarjes, Kodi i Rrjetit të Shpërndarjes, Zhvillimi i rrjetit të shpërndarjes dhe Plani i investimeve);
  - Seksioni III ka të bëjë me PRODHIMIN E GAZIT NATYROR (Prodhuesit, Aksesi në rrjetet e gazsjellësve në zonat e kërkim - prodhimit të gazit natyror);
  - Sectioni IV: DEPOZITIMI I GAZIT NATYROR (Operatori i Sistemit të Depozitimit, Ndarja e Operatorit të Sistemit të Depozitimit, Detyrat e Operatorit të Sistemit të Depozitimit, Veprimtaria e depozitimit, Organizimi i aksesit në objektet e depozitimit dhe linepack, Aksesi i palëve të treta në lidhje me impiantet e depozitimit, Parimet e mekanizmave të alokimit të kapaciteteve dhe procedurat e menaxhimit të kapacitetit të kufizuar në lidhje me objektet e depozitimit, Kërkesat për transparencë në lidhje me impiantet e depozitimit, Rregullat e përdorimit të sistemit të depozitimit të gazit);
  - Seksioni V:OPERIMI I IMPIANTEVE TË GNL-së (Operatori i Sistemit të Impiantit të GNL-së, Detyrat e Operatorit të Sistemit të Impiantit të GNL-së, Të drejtat e Operatorit të Sistemit të Impiantit të GNL-së, Shërbimet e aksesit të palës së tretë në lidhje me impiantet e GNL-së, Parimet e mekanizmit të alokimit të kapacitetit dhe procedurat e menaxhimit të kapacitetit të kufizuar në impiantet e GNL-ve, Kërkesat e transparencës për impiantet e GNL-ve, Rregullat e përdorimit për terminalin e GNL-së);
  - Seksioni VI:FURNIZIMI I GAZIT NATYROR (Veprimtaritë e furnizimit, Rregullat për ndryshimin e furnizuesive, Ruajtja e të dhënave);
  - Seksioni VII: INFRASTRUKTURA TË TJERA TË GAZIT NATYROR (Përjashtimet për infrastrukturën e re, Përjashtimet në lidhje me detyrimin “merr ose paguaj”, Operatori i kombinuar, Linja direkte);

- Kapitulli V:TREGU I GAZIT NATYROR (Hapja e tregut dhe marrëdhënia e reciprocitetit, Tregtimi i gazit natyror, Tregu i gazit natyror, Organizimi i tregut të gazit natyror, Masat për nxitjen e hapjes së tregut, Monitorimi dhe mbikëqyrja e tregut të gazit natyror, Rregullat e tregut të gazit);

- Kapitulli VI: DETYRIMET E SHËRBIMIT PUBLIK (Detyrimet e shërbimit publik,Furnizuesi me gaz natyror i mundësisë së fundit, Detyrimet e furnizuesit të mundësisë së fundit, Furnizimi i gazit natyror si detyrim i shërbimit publik, Kontrata standarde e furnizimit);
- Kapitulli VII: MBROJTJA E KLIENTIT FUNDOR DHE ZGJIDHJA E MOSMARRËVESHJEVE (Klienti fundor, Kontrata e furnizimit me gaz natyror, Detyrimet e furnizuesit ndaj klientëve fundorë, Mbrojtja e klientëve në nevojë, Mbrojtja e klientëve të mbrojtur, Zgjidhja e mosmarrëveshjeve);

  Kapitulli VIII: INSPEKTIMI, MBIKËQYRJA, KUNDËRVAJTJET ADMINISTRATIVE DHE SANKSIONET (Organi përgjegjës për mbikëqyrjen dhe inspektimin, Mbikëqyrja dhe inspektimi, Inspektorati shtetëror përgjegjës për sektorin e gazit, Organizimi i inspektimeve të kombinuara, Detyrat e subjekteve që kryejnë veprimtari të gazit, entet publike dhe përdoruesit e sistemit të gazit, Matja e gazit natyror, Procedimi në rast moszbatimi të kërkesave ligjore, Kundravajtjet administrative, Detyrimet konfidenciale, Udhëzimet dhe Kodet e Rrjetit të Bashkimit Evropian);

  Kapitulli IX: DISPOZITAT TRANZITORE DHE FINALE (Dispozitat tranzitore për ndarjen pronësore të OST, Dispozitat tranzitore për çertifikimin e palëve të treta, Dispozitat tranzitore për ndarjen pronësore të OSSH, Dispozitat tranzitore për adoptimin e listës së kontrollit të klientit, Trajtimi i lejeve ekzistuese dhe kërkesat për ndërtimin e tubacioneve të gazit dhe instalimeve të tjera të infrastrukturës së gazit, Trajtimi i të drejtave ekzistuese dhe liçensave të lëshuara nga ERE, Efektet detyruese të ligjeve statutore aktuale, Dispozitat dytësore, Revokimi i ligjeve, Hyrja në forcë.

Fusha e Veprimit Dispozitat e ligjit të ri të gazit mbulojnë në mënyrë të kënaqshme dhe të mjaftueshme dhe çështjet madhore përkatëse.

Çeshtjet Kryesore Çështjet kryesore që janë adoptuar drejt gjatë fazës së hartimit të ligjit janë::

- Terma të tillë si kontrolli, çertifikimi i OST-së, dhe ndërmarrja e integruar vertikalisht janë të përcaktuara në mënyrë korrekte;
- Kërkesat për ndarjen e OST-G, dhe të OSSH-G, janë adoptuar plotësisht.

- ERE ka për detyrë të miratojë Rregulloren për Çertifikimin e OST-së që përcakton rregullat për procedurën dhe afatet kohore për çertifikim (duke përfshirë për çertifikimin e OST-së së përjashtuar);
- Çertifikimi dhe emërtimin i OST është përshkruar;

- Licencat për të kryer aktivitetet e shpërndarjes së gazit natyror, dhe operimin e impianteve të magazinimit dhe të GNL në të njëjtën kohë të pranishëm në përcaktimin e operatorëve përkatës;
- ERE ka për detyrë të informojë organet e duhura ndërkombëtare mbi përcaktimin e OST-së gazit; dhe
- Çertifikimi i OST gazit në lidhje me vendet e treta është gjithashtu i nevojshëm.

Shënim

Duhet të theksohet se tregtia e gazit natyror për qëllime ri-shitjeje, e cila nuk përfshin shitjen tek konsumatori i fundit, ende kërkon një licencë. Kjo nuk është një zgjidhje e cila mbështet zhvillimin e tregut me shumicë të gazit.

Periudha tranzitore

Në periudhën tranzitore:

- Përsa i përket ndarjes pronësore të OST-G, kushtet për pavarësinë dhe ndarjen pronësore të OST-G, siç kërkohet nga ky ligj, do të zbatohen para 1 qershorit të vitit 2016;
- Në lidhje me çertifikimin në raport me vendet e treta, kërkesat dhe detyrimet përkatëse do të aplikohen nga 1 janari 2017 dhe OST-G duhet t'i paraqesë ERE-s të gjitha të dhënat dhe informacionet e nevojshme për zbatimin e tyre të duhur në kohën e duhur;
- Në lidhje me ndarjen pronësore të OSSH-G-ve, dhe, sipas rastit, Ndërrmarrjeve të Integruara Vertikalisht (NIV) ose ndonjë kompanie private ose organi publik që lidhen me to do të harmonizojnë organizimin e tyre të brendshëm, strukturën e korporatës, marrëveshje kontraktuale dhe aktivitetet me dispozitat e këtij ligji, në lidhje me rregullat lidhur me ndarjen pronësore të OSSH-G brenda 18 muajve nga data e hyrjes në fuqi të këtij ligji (dmth deri në prill 2017), përveç në rastet e përjashtimit nga ndarja pronësore e OSSH-G;
- Në lidhje me miratimin e listës së kontrollit të konsumatorëve, ERE do të sigurojë që furnizuesit e gazit natyror të ndërmarrin të gjitha hapat e nevojshëm për t'u siguruar konsumatorëve të tyre me një kopje të listës së kontrollit;
- Në lidhje me trajtimin e lejeve dhe kërkesave për ndërtimin e gazsjellësve dhe të instalimeve të tjera të infrastrukturës së gazit, lejet koncesionare për ndërtimin dhe përdorimin e gazsjellësve dhe të instalimeve të tjera të infrastrukturës së gazit të lëshuara nga QSH do të jetë e vlefshme për afatin e caktuar për të cilin janë lëshuar. ERE duhet t'i japë licencën përkatëse personave që kanë marrë leje koncesioni për ndërtimin dhe përdorimin e tubacionit të gazit dhe të instalimeve të tjera të infrastrukturës së gazit për kryerjen e një apo më shumë aktiviteteve në sektorin e gazit natyror, sipas dispozitave të këtij ligji. Të gjitha ndërmarrjet e gazit natyror të cilave u janë dhënë licenca apo leje për veprimtaritë e ndryshme në sektorin e gazit natyror para hyrjes në fuqi të këtij ligji do të ndjekin

veprimtari të tilla në bazë të kushteve të vendosura nga licenca ose leja përkatëse. Kur licencës apo lejes i vjen fundi, ndërmarrjet e gazit natyror menjëherë do të vazhdojnë me kërkesat për licencë të re ose, kur është e përshtatshme, të lejohen në bazë të rregullave të përcaktuara në këtë ligj. Procedurat e filluara para hyrjes në fuqi të këtij ligji, do të përfundojnë deri në zbatimin e dispozitave të kërkesave ligjore dhe rregullative përkatëse të cilat kanë qenë në fuqi në datën e fillimit të procedurave të tilla.

Vlerësimi Final nga SKE

Megjithë vlerësimin pozitiv të mësipërm, versioni përfundimtar duke përfshirë edhe zbatimin është ende objekt i vërejtjeve të SEK – i cili është institucioni përgjegjës i KE-së që shqyrton zbatimin e duhur të detyrimeve të palëve në kuadër të Traktatit (sipas Artikullit 67(b) të traktatit).

6.5 Konkluzione

Prioritetet afatshkurtra

Pas transpozimit të plotë, hapa konkretë drejt zbatimit të Paketës së Tretë përmes ligjit të ri të gazit mbeten prioritet afatshkurtër në sektorin e gazit natyror, pavarësisht faktit se Shqipëria aktualisht disponon vetëm rezervat të kufizuara të gazit natyror dhe nuk ka ende akses në tregjet ndërkombëtare të gazit natyror. Në varësi të rezultateve të eksplorimit në 5-10 vitet e ardhshme, si dhe zhvillimit të TAP, Shqipëria mund të dëshirojë të marrë në konsideratë mundësinë e shfrytëzimit dhe transmetimit të gazit natyror më gjerësisht. Paralelisht, duhet marrë në konsideratë shpërndarja e gazit natyror brenda vendit, i cili edhe në kushtet më të favorshme nuk mund të pritet të ndodhë përpara vitit 2020.

objektiva afatshkurtra, afatmesme dhe afatgjata

Për shkak të paqartesive të momentit (në qoftë se lidhja me TAP vonohet dhe rezultatet e eksplorimit të gazit në Shqipëri tregojnë rezerva jo efektive), objektivi afatshkurtër do të ishte ndarja, çertifikimi, liçencimi dhe emërimi i OST-G dhe OSSH-G. Një objektiv i tillë motivohet nga angazhimi i qartë i Shqipërisë drejt integrimit në BE dhe rolit aktiv në bashkëpunimin ndërkombëtar në fushën e gazit natyror në kuadër të Traktatit të KE. Lidhja e planifikuar meTAP dhe ndërtimi i rrjetit të shpërndarjes nga viti 2020 e tutje, si dhe eksplorimet e mundshme dhe shfrytëzimi i gazit të brendshëm, do të përcaktojnë më vonë detajet e tregut të gazit natyror. Prandaj, përgatitja e akteve nënligjore në këtë fushë (modeli i detajuar, projektimi dhe struktura e tregut të gazit natyror në Shqipëri) është parë si prioritet afatmesëm pasi ka çështje më urgjente për t'u zgjidhur në periudhën afatshkurtër, që kryesisht janë të lidhura me funksionimin e sistemit të transmetimit dhe të shpërndarjes të gazit natyror sesa me operimin e tregut të gazit. Organizimi dhe zhvillimi i një tregu konkurrues të gazit natyror do të vihet në fokus në terma afatgjatë, pas zgjidhjes së çështjeve të lidhura me rregullimin e sektorit të gazit, të tilla si aksesi në rrjet dhe shfrytëzimi i rrjetit të gazit natyror, dhe e metodologjisë për përcaktimin e tarifave.

7 ASPEKTE TË TJERA LIGJORE QË PLOTËSOJNE ZHVILLIMIN E INFRASTRUKTURES SË GAZIT

Aspekte te tjera te legjislacionit që do të përfshihet në zhvillimin e infrastrukturës së gazit përbëhet nga ligjet dhe rregulloret e Republikës së Shqipërisë të cilat janë adresuar më poshtë.

7.1 Lista e ligjeve dhe rregulloreve që nuk lidhen drejtperdrejt me gazin

Aspektet ligjore mbi ligjet dhe rregulloret të cilat nuk janë të lidhura drejtpërdrejt me energjinë dhe legjislacionin e gazit janë objekt i ligjeve më poshtë.

Kuadri ligjor kombëtar përbëhet nga rregulloret e mëposhtme në fuqi që percaktojnë rregullat për procedurën e planifikimit dhe zhvillimit të territorit;

- Kushtetuta Shqipërisë
- Kodi Civil, Kodin e Procedurave Administrative, Kodin Rrugor, Kodin Detar;
- Ligji Nr No.107 / 2014, datë 31.07.2014 "Për planifikimin dhe zhvillimin e territorit", si dhe aktet nënligjore përkatëse:
  - VKM nr 42, datë 16.01.2008, "Kriteret dhe procedurat e dhënies së liçencave profesionale të zbatimit, klasifikimit dhe disiplinimit të subjekteve juridike që ushtrojnë veprimtari ndërtimi", i ndryshuar;
  - VKM Nr 459, e datës 2010/06/16 për "Miratimin e standardeve unike gjeodezike dhe GIS ";
  - VKM Nr 460, i datës 2010/06/16 për "Organizimin dhe funksionimin e regjistrit të planifikimit të territorit";
  - VKM Nr 408, e datës 13.05.2015 "Për miratimin e rregullores për zhvillimin e territorit";

Aktivitetet e lidhura me energjinë duke përfshirë aktivitetet në sektorin e gazit janë të rregulluara nga pjesët e mëposhtme të legjislacionit:

- Ligjet dhe aktet nënligjore të sektorit të energjisë në përgjithësi dhe sektorit te gazit në veçanti:
  - Ligji Nr. 8261 i datës 12,11,1997 "Për ratifikimin e Traktatit të Kartës së Energjisë dhe Protokollit të Kartës së Energjisë mbi efikasitetin e energjisë dhe aspektet e lidhura të mjedisit"
  - Ligji Nr 9501, i datës 3.4.2006 "Për ratifikimin e traktatit të krijimit të Komunitetit të Energjisë"
  - Ligji Nr 102/2015, i datës 2015/09/23 "Për sektorin e gazit natyror";
  - Ligji nr 43/2015, datë 2015/04/30 "Për sektorin e energjisë elektrike" dhe aktet nënligjore përkatëse;

- Ligji Nr 7746, datë 28.07.1993 "Për hidrokarburet (Kërkim dhe Zhvillim)", i ndryshuar i cili përcakton fushën e operacioneve në rrjedhën e sipërme në fushën e gazit natyror, dmth të gjitha ato operacione që lidhen me depozitat e hidrokarbureve, të specifikuara si eksplorimi dhe prodhimi i gazit natyror;
- Ligji Nr 8450, i datës 24.02.1999 "Për përpunimin, transportin dhe tregtimin e naftës, gazit dhe nënprodukteve të tyre", i ndryshuar;
- Ligji Nr 10304, i datës 15.07.2010 "Për sektorin minerar në Republikën e Shqipërisë", i ndryshuar.

Ligjet dhe aktet nënligjore në vijim përcaktojnë rregullat dhe çështjet themelore kushtetuese dhe administrative të tilla si e drejta e pronës, organizimi dhe funksionimi i autoriteteve lokale, taksat lokale, procedurat administrative, administrimi i tokës, tokat e punueshme dhe pyjore, tokat urbane dhe informale, legalizimi i ndërtimeve informale, kompensim të tokës, etj. Këto ligje janë:

- Ligji Nr 7501, e datës 19. 07. 1991 "Për tokën", i ndryshuar;
- Ligji Nr 33/2012, e datës 21.03.2012 "Për Regjistrimin e Pasurive të Paluajtshme";
- Ligji Nr 8318, i datës 1998/01/04 "Për dhënien me qira të tokës së punueshme, tokës pyjore, livadheve dhe kullotave që janë pronë shtetërore", i ndryshuar;
- Ligji Nr 8561, i datës 22.12.1999 "Shpronësimet dhe marrjen në përdorim të përkohshëm të pasurisë pronë private për interes publik";
- Ligji Nr 8743, i datës 22.02.2001 "Për pronat e paluajtshme të shtetit", i ndryshuar;
- Ligji Nr 8744, i datës 22.02.2001 "Për transferimin e pronave të paluajtshme publike njësive të qeverisjes vendore" i ndryshuar;
- Ligji Nr 9244, i datës 2004/06/17 "Për mbrojtjen e tokës bujqësore", i ndryshuar;
- Ligji Nr 7699, i datës 21.04.1993 "Për kompensimin në të holla e ish-pronarëve të tokave bujqësore", i ndryshuar;
- Ligji nr 8337, i datës 30.04.1998 "Për transferimin e pronësisë mbi tokat bujqësore dhe pyjore, livadheve dhe kullotave";
- Ligji Nr 7983, i datës 1995/07/27 "Për shitje / blerjene tokave të punueshme, livadheve, dhe kullotave të cilat janë në pronësi të shtetit";
- Ligji Nr 8318, i datës 1.04.1998 "Për dhënien me qira të tokës së punueshme, livadheve dhe kullotave që janë në pronësi të shtetit";
- Ligji Nr 7980, i datës 27.07.1995 "Për shitjen dhe blerjen e trojeve" i ndryshuar;
- Ligji Nr 8752, i datës 26.03.2001 "Për përcaktimin e strukturave përgjegjëse për administrimin dhe mbrojtjen e tokës";
- Ligji Nr 8312, i datës 1998/03/26 "Për tokën bujqësore të pandarë", i ndryshuar;

- Ligji Nr 8318, datë 1998/01/04 "Për dhënien me qira të tokës bujqësore, livadheve tokë pyjore dhe kullotat që janë pronë shtetërore", të ndryshuar;
- Ligji Nr 8652, i datës 31.07.2000 "Për organizimin dhe funksionimin e qeverisjes vendore" i ndryshuar;
- Ligji Nr 9385, i datës 04.05.2005 "Për pyjet dhe shërbimin pyjor", i ndryshuar;
- Ligji Nr 92/2014, i datës 2010/07/24 "Për tatimin mbi vlerën e shtuar";
- Ligji Nr 9920, datë 19.05.2008 "Për procedurat tatimore", i ndryshuar;
- Ligji Nr 8438, i datës 1998/02/28 "Për tatimin mbi të ardhurat", i ndryshuar;
- Ligji Nr 9632, i datës 30.10.2006 "Për sistemin e taksave vendore" i ndryshuar;
- Ligji Nr 9975, i datës 28.07.2008 "Për taksat kombëtare", i ndryshuar;

Ligjet sektoriale në vijim dhe aktet e tyre nënligjore përcaktojne rregullat për bujqësinë, arsimin dhe shëndetësinë, pyjet dhe kullotat, administrimin e ujit, turizmit dhe trashëgimisë kulturore, faunës dhe florës, hidrokarburet dhe minieralet, emergjencat civile, mjedisin, mbrojtjen nga zjarri, ndërtimin dhe strehimin, transportin dhe infrastrukturen, komunikimet elektronike, etj. Këto ligje janë:

- Ligji Nr 10431, i datës 9.6.2011 "Për mbrojtjen e mjedisit", i ndryshuar;
- Ligji Nr 9700, i datës 26.03.2007 "Për mbrojtjen e mjedisit nga ndikimi ndërkufitar";
- Ligji nr. 10448, i datës 14.7.2011 "Për lejet mjedisore";
- Ligji Nr 91/2013, i datës 28.02.2013 "Për vlerësimin strategjik mjedisor";
- Ligji Nr 8897, i datës 16.05.2002 "Për mbrojtjen e ajrit nga ndotja", i ndryshuar;
- Ligji Nr 8906, i datës 06.06.2002 "Për zonat e mbrojtura", i ndryshuar;
- Ligji Nr 8905, i datës 06.06.2002 "Për mbrojtjen e mjedisit detar nga ndotja dhe dëmtimi", i ndryshuar;
- Ligji Nr 9251, i datës 08.07.2004 "Kodi Detar i Republikës së Shqipërisë", i ndryshuar;
- Ligji Nr 10463, i datës 22.09.2011, "Për menaxhimin e integruar të mbetjeve", i ndryshuar;
- Ligji nr 9115, i datës 24.07.2003 "Për trajtimin mjedisor të ujërave të ndotura", i ndryshuar;
- Ligji Nr 9478, i datës 2006/02/16 "Për aderimin e Republikës së Shqipërisë në vendimet II / 14 dhe III / 7, ndryshimet e ESPOO për vlerësimin e ndikimit mjedisor në kontekst ndërkufitar";
- Ligji Nr 9055, i datës 24.04.2003 "Për aderimin e Republikës së Shqipërisë në Konventën për të drejtën e detit";
- Ligji Nr 9774, i datës 12.07.2007 "Për vlerësimin dhe administrimin e zhurmës në mjedis", i ndryshuar;

- Ligji Nr 10062, i datës 29.01.2009 "Për aderimin e Republikës së Shqipërisë në protokollin" Për kontrollin e shkarkimeve të oksideve të azotit apo të flukseve të tyre ndërkufitar"të konventes se 1979-es" “Për ndotjen e ajrit nderkufitare në distancë të gjatë";
- Ligji Nr. 9501, i datës 03.04.2006 “Për ratifikimin e Traktatit për themelimin e Komunitetit të Energjisë"
- Ligji Nr 9548, i datës 01.06.2006 "Për aderimin e Republikës së Shqipërisë në protokollin" Mbi regjistrat e shkarkimit dhe transferimit të ndotësve "të Konventës së Aarhusit. "Për të drejtën e publikut për informacion mjedisor, pjesëmarrja se tij në vendimmarrje dhe për t'iu drejtuar gjykatës për çështjet e mjedisit";
- Ligji nr 111/2012, i datës 15.11.2012, "Për menaxhimin e integruar të rezervave ujore";
- Ligji Nr 9048, i datës 07.04.2003 "Për trashëgiminë kulturore", i ndryshuar;
- Ligji Nr 8756, i datës 26.03.2001 "Për emergjencat civile", i ndryshuar;
- Ligji Nr 8766, i datës 2001/02/04 "Për mbrojtjen dhe shpëtimin nga zjarri", i ndryshuar;
- Ligji nr 7643, i datës 2.12.1992 "Për Inspektoratin Sanitar Shtetëror", i ndryshuar;
- Ligji Nr 93/2015 "Për turizmin".

7.2 Kufizimet e master planeve për territorin dhe planifikimin urban

Ndikimi i shtetit dhe autoriteteve lokale në planifikimin dhe ndërtimin e infrastrukturës së gazit do të duhet të realizohet duke zbatuar dispozitat e Ligjit mbi Planifikimin dhe Zhvillimin e Territorit dhe miratimit të dokumenteve përkatëse të planifikimit me pjesëmarrje publike dhe dhenies së lejeve që autorizojnë ndërtimin dhe përdorimin e infrastrukturës së gazit. Objektet e energjise dhe të gazit natyror duhet të ndërtohen në përputhje me Ligjin për Planifikimin dhe Zhvillimin e Territorit, dhe rregulloret e tjera teknike, dhe me një autorizim paraprak të lëshuar sipas Ligjit për Sektorin e Gazit Natyror. Rregullat e planifikimit dhe zhvillimit të territorit, që do të aplikohen në procesin e krijimit të një infrastrukture të gazit në Shqipëri do të duhet të përcaktohen.

7.2.1 Planifikimi i territorit dhe ndërtimi i infrastruktures së gazit

Hyrje

Ndikimi i shtetit dhe autoriteteve lokale në planifikimin dhe zhvillimin e infrastrukturës së gazit realizohet nëpërmjet zbatimit të dispozitave të Ligjit për Planifikimin dhe Zhvillimin e Territorit[13] dhe miratimit të dokumenteve përkatëse të planifikimit me pjesëmarrje publike që autorizojnë ndërtimin dhe përdorimin e gazsjellësve dhe objekteve tjera infrastrukturore. Zbatimi i Ligjit siguron vlerësimin

[13] Law No. Nr.107/2014, dated 31.07.2014 “On territory planning and development”, as amended, has been published in the Official Gazette of Albania No. 137, dated September 1, 2014. The Law on Territory Planning and Development has entered into force on October 1, 2014.

	dhe planifikimin e masave për të shmangur ose zbutur ndikimet negative në mjedis. Ligji gjithashtu përcakton të drejtat e pronësisë mbi tokën dhe të drejtat e marrjes së tokës në përdorim për ndërtimin e infrastrukturës së gazit dhe objekteve që lidhen me to. Ligji rregullon sistemin e planifikimit të territorit të Shqipërisë, mënyrën dhe kushtet për ndërtimin e objekteve të natyrave të ndryshme, si dhe çështje të tjera në lidhje me planifikimin dhe zhvillimin e territorit.
Parimet e planifikimit dhe zhvillimit të territorit	Planifikimi i territorit në Shqipëri bazohet në parimet e mëposhtme: 1) harmonizimi i interesave publike me ato private dhe atyre kombëtare me ato vendore; 2) Planifikimi para zhvillimit (planifikimi është i detyrueshëm për të gjitha autoritetet përkatëse); 3) transparenca gjatë procesit të planifikimit dhe inspektimit të zhvillimit; 4) karakteristikat e zonës qe duhet të merret në konsideratë gjatë procesit të planifikimit dhe zhvillimit; 5) Decentralizimi dhe subsidiariteti; 6) Sistemi i integruar i planifikimit; 7) Hierarkia e planeve; 8) Përafrimi i harmonizuar me normat dhe standardet evropiane, duke përfshirë kriteret mjedisore, biodiversitetit, dhe të zonave të mbrojtura; 9) Miratimi i heshtur, etj.
Ndërtimi i objekteve	Ndërtimi është i bazuar në parimet e mëposhtme: 1) Zhvillimi i qëndrueshëm që garanton nevojën për barazi sociale, zhvillim ekonomik dhe mbrojtje të mjedisit; 2) Zhvillimi i territorit si një çështje me rëndësi kombëtare; 3) Sigurimi i detyrueshëm i objekteve, përgjegjësia civile dhe profesionale; 4) Mbrojtja e mjedisit, mbrojtja nga fatkeqësitë natyrore dhe teknologjike; 5) Përdorimi racional i energjisë dhe efiçiencës së energjisë; 6) One stop shop; 7) Perputhshmëria me normat dhe standardet evropiane; 8) Stabiliteti dhe qëndrueshmëria e objekteve; 9) Projektimi sizmik dhe ndërtimin e objekteve, etj.
Pjesëmarrja publike	Gjithkush ka të drejtë, sipas ligjit, për të pasur akses në çështjet e planifikimit të territorit dhe të zhvillimit të objekteve. Publiku ka të drejtë sipas ligjit që të marrë pjesë në aktivitetet që lidhen me diskutimin dhe hartimin e dokumenteve të planifikimit dhe kontrollit gjatë zbatimit të planeve të tilla.
Çështjet, zonat dhe objektet me interes kombëtar	Çështjet, zonat dhe objektet me interes kombëtar konsiderohen të gjitha ato çështje, zona dhe objekte që lidhen me shtetin apo interesin kombëtar gjatë zhvillimit të territorit. Rregullorja për planifikimin e territorit përcakton se tubacionet e gazit natyror dhe veprat e infrastrukturës janë objekte shtetërore me interes kombëtar.
Dokumentet e planifikimit	Dokumentet e lidhurame planifikimin e territorit përcaktojnë organizimin, përdorimin dhe qëllimin e zhvillimit të qëndrueshëm të territorit, si dhe udhëzimet dhe masat për biodiversitetin, për burimet natyrore, për mbrojtjen e mjedisit dhe për ndërtimin dhe zhvillimin e infrastrukturës publike kombëtare. Dokumentet e planifikimit janë hartuar në nivel shtetëror dhe në nivel lokal.
Dokumentet e planifikimit në nivel shtetëror	Në nivel shtetëror, ekzistojnë tri dokumente planifikimi: 1) Plani Kombëtar i përgjithshëm i Shqipërisë, që mbulon të gjithë territorin e Republikës së Shqipërisë; 2) Plani Kombëtar sektorial mbulon të gjithë ose një pjesë të Republikës së Shqipërisë, dhe

3) Plane të Detajuara për zona me interes kombetar.

Plani i Përgjithshëm Kombëtar i Shqipërisë	Plani i Përgjithshëm Kombëtar i Shqipërisë është një dokument strategjik që përcakton kushtet e përgjithshme dhe të detyrueshme për të gjitha planet e përgatitura për planifikimin e territorit në Shqipëri. Ai përcakton qëllimet dhe parimet për një zhvillim të qëndrueshëm dhe të balancuar të territorit, ofron kushte për zhvillimin e rajonit dhe mbrojtjen e ekosistemeve, biodiversitetit, burimeve natyrore dhe kulturore të cilat duhet të jenë në përputhje me instruksionet dhe udhëzimet e dokumentit që kanë të bëjnë me zhvillimin specifik. Pikat e mëposhtme janë përshkruar: vizioni strategjik, politika për shfrytëzimin e territorit, politikat afatgjata për organizimin e territorit, propozimet për projektet strategjike të infrastrukturës, studimi i vlerësimit strategjik mjedisor, udhëzimet për përmirësimin e kuadrit institucional dhe ligjor, etj.
Plani Kombëtar sektorial	Ky është një dokument i cili është përgatitur në nivel ministror dhe sunon zhvillimin strategjik të një ose disa sektorëve që rregullohen nga autoritetet përkatëse. Sektorët specifikë përfshijnë sigurinë kombëtare, energjinë, industrinë, transportin, infrastrukturën, turizmin, zonat ekonomike, sportin, trashëgiminë kulturore dhe natyrore, bujqësinë, etj.
Planet e detajuara për zona me interes kombëtar	Ky është një dokument që është hartuar për rajonin ku do të ndërtohet objekti me interes kombëtar dhe ka për qellim mbrojtjen, parandalimin dhe zhvillimin e qëndrueshëm të zonave me interes kombëtar. Kjo është bërë posaçërisht për objektet shteterore me interes të përbashkët si 1) objektet me rëndësi historike, kulturore, sociale, ekonomike ose mjedisore; parqet industriale; fushat apo sistemet me interes të veçantë që kontribuojnë drejtpërdrejt në rritjen e interesit kombëtar të tilla si; turizmit prioritar,objektet e infrastrukturës kombëtare, etj 2) objektet e sociale, kulturore, sportive, shëndetësore, të natyrës, dhe ato edukative, dhe 3) objektet që lidhen me mbrojtjen e jetës dhe shëndetit dhe sigurisë publike.
Dokumentet e planifikimit në nivel lokal	Dokumentet e planifikimit në nivel lokal janë: 1) Planet sektoriale në nivel qarku; 2) Planet Lokale të Përgjithshme; dhe 3) Planet Lokale të Detajuara.
Planet sektoriale	Qeveritë lokale janë të ndarë në njësi që përbëhen nga bashkitë dhe qarqet. Qarqet miratojne planet sektoriale për zbatimin e Planeve Kombëtare të Përgjithshme dhe / ose Planeve Kombëtare Sektoriale. Mbas miratimit nga Njësitë e Qeverisjes Vendore ato sigurojne një ekuilibër midis interesit kombëtar dhe atij lokal dhe ndikojnë në zhvillimin e territorit në nivel qarku. Ato duhet të hartohen në përputhje me kërkesat e legjislacionit në fuqi për ruajtjen dhe përdorimin e zonave natyrore-historike.
Planet Vendore të Përgjithshme	Ky eshtë një dokument që përcakton kushtet e detyrueshme për ndërtimet dhe zhvillimin brenda territorit administrativ të njësisë së qeverisjes vendore (brenda territorit administrativ të komunës), në përputhje me udhëzimet dhe kriteret e Planit Kombëtar Lokal.

Planet Vendore të Detajuara	Keto janë dokumente që mund të miratohet për një ose disa fusha apo njësi të vogla ku një plan më i detajuar vendor është i nevojshem ose në rast se njësia apo zona në fjalë është përcaktuar si një zonë me prioritet zhvillimi. Autoriteti përkatës përgjegjës për Planin e Përgjithshëm Vendor duhet të përcaktojë nevojën për të miratuar një plan të detajuar lokal, i cili rregullon zhvillimin (rizhvillimin) e një zone / njësie, rigjenerimin e një zone / njësie urbane, dhe ndërtimin e infrastrukturës publike.
Autoritetet Vendimmarrëse në Planifikimin e Territorit	Përgjegjësitë e planifikimit të territorit janë të ndara në nivel qendror dhe nivel lokal. Në nivel qëndror, autoritetet përgjegjëse të planifikimit janë: (i) Këshilli i Ministrave, (ii) Këshillit Kombëtar i Territorit, (iii) ministria përgjegjëse për planifikimin dhe zhvillimin e territorit. Ndërsa në nivel lokal, kompetencat e planifikimit varen nga qarqet (d.m.th. Këshilli i Qarkut) dhe komunat (Këshilli Komunës, si dhe kryetari i komunës). Në lidhje me zhvillimin e territorit, Këshillit Kombëtar i Territorit dhe kryetarët e komunave janë të emëruar si autoritete kompetente. Kompetencat e Këshillit Kombëtar i Territorit përfshijnë miratimin e lejeve të zhvillimit dhe të ndërtimit për një shumëllojshmëri zhvillimesh që kanë të bëjnë me objektet me interest publik dhe kombëtar apo me investimet strategjike. Iniciativa për të hartuar një Plan Kombëtar të Përgjithshëm, si dhe një Plan Kombëtar Sektorial është e ministrit qe eshtë përgjegjës për sektorin përkatës dhe e Këshillit Kombëtar të Territorit. Këshilli Kombëtar i Territorit është autoriteti përgjegjës që miraton Planin Kombëtar të Përgjithshëm të vendit. Nisma për të hartuar një plan të detajuar për zonat me interes kombëtar mund të ndërmerret nga ministri përgjegjës për sektorin përkatës ose palët e interesuara, nga sektori publik ose privat, të cilat mund të kërkojnë nga ministria përgjegjëse për të filluar procesin e hartimit të një plani të detajuar për zonat me interes kombëtar.
Interesi Publik	Me miratimin e një dokumenti të planifikimit, interesi publik duhet të merret në konsideratë për të autorizuar shpronësimin e pronës për planifikimin dhe ndërtimin e objekteve të planifikuara të territorit.
Dokumentacioni teknik	Objektet mund të ndërtohen mbi bazën e lejes së ndërtimit dhe mbi një dokumentacion teknik. Përdorimi i objekteve mund të lejohet në bazë të një lejeje shfrytëzimi. Dokumentacioni teknik është një koleksion dokumentesh te shkruara, që përcaktojnë koncept-idenë dhe kushtet e nevojshme për ndërtimin e një objekti. Dokumentacioni teknik përbëhet nga:
Projekti teknik	1) Projekti teknik përcakton vendndodhjen, kapacitetin, dhe karakteristikat arkitektonike, teknike dhe funksionale të objektit. Ai përcakton elementet organizative të ndërtimit të objektit, si dhe elementet në lidhje me mirëmbajtjen e objektit. Ai përfshin grafikun për kompletimin e punimeve të ndërtimit dhe parashikon vlerën e punëve të përgjithshme që lidhen me ndërtimin.

Dokumentet e instalimeve

2) Dokumenti i Pajisjeve dhe Instalimeve përcakton pajisjet dhe instalimet që do të instalohen në lidhje me pajisjet elektrike, sistemet e ngrohjes dhe ftohje, pajisjet për mbrojtjen nga zjarri, instalimet për Efiçiencë të Energjisë daljet e emergjencës, etj.

Dokumentet e pronësisë

3) Dokumentet e pronësisë jane dokumentet që vërtetojnë të drejtën e pronësisë mbi tokën ku do të ndërtohet objekti. Ato provojnë të drejtat e pronësisë, ose të drejtat e tjera sic janë e drejta e përdorimit të tokës etj.

Dokumente të tjera përfshijnë të gjitha miratimet përkatëse, pëlqimet, liçencat, autorizimet, lejet dhe opinione të tjera të kërkuara nga rregulloret e veçanta, dëshmite e pagesës së taksave komunale, dhe policat e sigurimit të përgjegjësive të investitorit.

Lejet e Ndërtimit

Lejet për ndërtimin e objekteve lëshohen në bazë të vendimit të autoriteteve të qeverisjes vendore. Në raste të veçanta të ndërtimeve komplekse dhe zhvillimeve territoriale, Këshilli Kombëtar i Territorit zgjidh çështjen dhe lëshon lejen e ndërtimit. Këto raste të veçanta përfshijnë: 1) çentralet që janë pjesë e sistemin kombëtar të energjisë elektrike dhe sisteme të tjera të infrastrukturës publike dhe kombëtare (hekurudha, rrugë, autostrada, etj); 2) objektet për prodhimin dhe rafinimin e burimeve natyrore të tilla si gazi natyror, nafta, rafineritë e naftës, gazsjellësit dhe naftësjellësit, objektet e magazinimit të naftës dhe gazit, guroret etj; 3) aeroportet,dhe terminalet e portit të udhëtarëve; 4) qendrat shëndetësore dhe arsimore, teatrot kombëtare dhe muzeumet; 5) Zyrat doganore dhe strukturat apo infrastrukturat ushtarake,etj. Këshilli Kombëtar i Territorit përbën autoritetin që miraton ndërtimin dhe zhvillimin e territorit në lidhje me çështjet, zonat ose objektet që janë përcaktuar në interes kombëtar, duke përfshirë pronat shtetërore që nuk mund t'u transferohen njësive të qeverisjes vendore.

Përdorimi i objekteve

Një vërtetim i banimit lëshohet nga organi kompetent për lëshimin e lejeve të ndërtimit. Çertifikata e banimit duhet të merret me paraqitjen e deklaratës së përputhshmërisë nga autoriteti përkatës që vërteton se të gjitha punimet e ndërtimit janë kryer në përputhje me normat dhe standardet e sigurisë në fuqi. Parimi i miratimit të heshtur mund te aplikohet, por jo në rastet kur dokumentet e inspektimit konfirmojnë parregullsi sa i përket implementimit të kushteve të lejes së ndërtimit.

Shënime Përmbyllëse

Sistemi i transmetimit të gazit duhet të planifikohet në nivel shtetëror dhe në nivel lokal. Hartimi i dokumenteve të planifikimit supozon pjesëmarrjen aktive të publikut në procesin e miratimit të tyre sidomos në lidhje me mbrojtjen e natyrës dhe zgjidhjen e të drejtave të pronës. Është e nevojshme të theksohet se miratimi i planeve të territorit përcakton interesin e shtetit për shpronësimin e pronave dhe për planifikimin dhe zhvillimin e territorit.

7.2.2 Një vlerësim mjedisor i zhvillimit të gazit natyror

Detyrimet e Shqipërisë në lidhje me mbrojtjen e mjedisit dhe menaxhimin e mbeturinave janë të percaktuar në Marrëveshjen e Stabilizim-Asocimit dhe Planit Kombëtar të Zbatimit. Sipas Planit Kombëtar të Zbatimit, qeveria shqiptare duhet të

marrë pjesë në mënyrë aktive në të gjitha aktivitetet që lidhen me zhvillimin e projekteve të infrastrukturës së gazit. Sipas këtyre dokumenteve, detyrat kryesore në lidhje me mbrojtjen e mjedisit janë përafrimi i legjislacionit me direktivat përkatëse të BE-së dhe rehabilitimi i zonave sensitive nga ana mjedisore. Që nga viti 2011, kuadri ligjor i Shqipërisë dhe kapacitetet institucionale në sektorin e mjedisit janë zhvilluar për të adoptuar ligjet mjedisore të BE-së në legjislacionin e brendshëm dhe për forcimin e institucioneve mjedisore. Në mënyrë të veçantë, direktivat e mëposhtme te KE-së janë përafruar plotësisht:

1) Direktiva 2004/35 / CE e Parlamentit Evropian dhe e Këshillit te datës 21 prill 2004 mbi përgjegjësinë mjedisore në lidhje me parandalimin dhe riparimin e dëmit mjedisor;

2) Direktiva e Këshillit 85/337 / EEC e 27 qershor 1985 mbi vlerësimin e efekteve të disa projekteve publike dhe private mbi mjedisin, i ndryshuar;

3) Direktiva 2008/1 / EC e Parlamentit Evropian dhe e Këshillit e datës 15 janar të vitit 2008 në lidhje me parandalimin dhe kontrollin e integruar të ndotjes, i ndryshuar;

4) Direktiva 2001/80 / EC e Parlamentit Evropian dhe e Këshillit e datës 23 tetor 2001 mbi kufizimin e emetimeve të disa ndotësve në ajër nga impiantet e mëdha djegese.

Në parim, çdo aktivitet me ndikim në mjedis (duke përfshirë tubacionin e gazit) duhet së pari të marrë një leje mjedisore. Siç është rasti me shumicën e lejeve mjedisore, një Raport i Vlerësimit të Ndikimit në Mjedis ("Raporti i VNM") është parakusht për të marrë një leje mjedisore, megjithëse disa aktivitete nuk kërkojnë një raport të VNM.
Kërkesat themelore për Projektin që rrjedhin nga rregulloret mjedisore lidhen me detyrimin për të përgatitur një raport të vlerësimit të ndikimit në mjedis dhe për të siguruar pjesëmarrjen e publikut në procedurën përkatëse. Neni 59 i Kushtetutës së Shqipërisë, "Objektivat sociale", parashikon shprehimisht se: "1. Shteti, brenda kompetencave kushtetuese dhe mjeteve që disponon, synon në plotësim të nismës dhe të përgjegjësisë private: e. - Një mjedis të shëndetshëm dhe ekologjikisht të përshtatshëm për brezat e sotëm dhe të ardhshëm; f. - Shfrytëzimin racional të pyjeve, ujërave, kullotave dhe burimeve të tjera natyrore mbi bazën e parimit të zhvillimit të qëndrueshëm .... ".
Konventa e Aarhusit është ratifikuar me Ligjin nr 8672, të datës 26.10. 2000. Në bazë të nenit 122 të Kushtetutës së Shqipërisë, çdo marrëveshje ndërkombëtare e ratifikuar është pjesë e sistemit të brendshëm juridik dhe në këtë mënyrë drejtpërdrejt e zbatueshme, me përjashtim të rasteve kur kjo nuk është e vetë-ekzekutueshme dhe zbatimi i saj kërkon nxjerrjen e një ligji zbatues.

Për më tepër, një marrëveshje ndërkombëtare e ratifikuar me ligj ka epërsi mbi ligjet e vendit me të cilët mund të mos jetë e pajtueshme. Kjo do të thotë, Konventa e Aarhusit është garancia për palët e treta, se të drejtat për një mjedis të shëndetshëm dhe ekologjik do të respektohen.

Kuadri ligjor për mbrojtjen e mjedisit dhe natyrës

Kuadri ligjor për mbrojtjen e mjedisit dhe natyrës vjen nga dispozitat e Ligjit për Mbrojtjen e Mjedisit si ligj themelor për këtë fushë, Ligjit për Vlerësimin e Ndikimit në Mjedis, Ligjit për Mbrojtjen e Ajrit nga Ndotja, Ligjit për Zonat e Mbrojtura, Ligjit për Mbrojtjen e Mjedisit nga Ndikimet Ndërkufitare, Ligjit për Lejet Mjedisore, Ligjit për Pyjet dhe ligje të ngjashme sektoriale që janë paraqitur në vija të trasha në tekstin e mëposhtëm.

Struktura institucionale për mbrojtjen e mjedisit dhe natyrës përfshin, ndër të tjera, Ministrinë e Mjedisit dhe agjencitë përkatëse të mjedisit, të cilat janë përgjegjëse për një sistem të mbrojtjes integrale e mjedisit, zbatimit të masave për zhvillim të qëndrueshëm në fushën e mbrojtjes së integruar të mjedisit, menaxhimin e zonës bregdetare, mbrojtjen e integruar e detit nga ndotja, përfundimin e marrëveshjeve ndërkombëtare, monitorimin e standardeve ndërkombëtare, dhe negocimin, koordinimin dhe zbatimin e konventave dhe marrëveshjeve ndërkombëtare, si dhe monitorimin e Agjencisë për Mbrojtjen e Mjedisit. Ministria e Mjedisit është përgjegjëse për politikën e zhvillimit në menaxhimin e ujit, përdorimin e ujit, tokës dhe akuifereve për furnizimin me ujë, mbrojtjen e ujërave nga ndotja, rregullimin e rrjedhave ujore dhe mbrojtjen nga ujrat e dëmshme, politikën e zhvillimit në fushën e pylltarisë, mbarështimin e pyjeve, dhe përmirësimin e shëndetit të pyjeve dhe mbrojtjen e tyre, si dhe bashkëpunimin ndërkombëtar në pylltari.

Mbrojtja Kombëtare e Mjedisit

Agjencia për Mbrojtjen e Mjedisit kryen aktivitete teknike dhe administrative në fushën e mbrojtjes së mjedisit, si monitorimin e mjedisit; përgatitjen e analizave dhe raporteve, miratimin e aprovimeve dhe komunikimin me institucionet publike përgjegjëse.

Ligji për Mbrojtjen e Mjedisit

Ligji për Mbrojtjen e Mjedisit[14] është botuar në Fletoren Zyrtare nr 89, të datës 30. 06. 2011, dhe kjo është në fuqi që nga 1 janari 2013. Ligji për Mbrojtjen e Mjedisit përbën ligjin bazë që rregullon parimet e mbrojtjes së mjedisit dhe zhvillimit të qëndrueshëm, subjektet dhe instrumentet e mbrojtjes së mjedisit, pjesëmarrjen e publikut në lidhje me çështjet mjedisore dhe çështje të tjera që lidhen me mbrojtjen e mjedisit. Çdo subjekt, i cili kërkon të ushtrojë veprimtari të cilat mund të kenë një ndikim të rëndësishëm në mjedis, duhet t'i nënshtrohet procesit të vlerësimit të ndikimit në mjedis, si dhe një lejeje mjedisore të nevojshme, para miratimit dhe zbatimit të ndërtimit. Mbrojtja e mjedisit nga ndotja dhe dëmtimet është një prioritet kombëtar në Republikën e Shqipërisë. Sipas këtij ligji, degradimi mjedisor përbëhet nga: degradimi i ajrit, tokës, ujit dhe detit, vegjetacionit dhe jetës së kafshëve; fenomene dhe veprime: klima, zhurma dhe dridhjet; si dhe mjedisii krijuar nga njeriu: trashëgimia kulturore dhe historike, infrastruktura, industria dhe objektet e tjera. Mbrojtja e mjedisit është siguruar nga organet shtetërore, organet e administratës shtetërore, pushtetit vendor, personat fizikë dhe juridikë vendas dhe të huaj, organizatat joqeveritare, qytetarët dhe shoqatat e qytetarëve. Ata duhet të sigurojnë kontroll dhe parandalim nga të gjitha format e ndotjes dhe degradimit të mjedisit, si dhe bashkëpunim të ndërsjellë dhe komunikim.

[14] Ligji Nr. 1031, i datës 09.06.2011 "Për mbrojtjen e mjedisit", i ndryshuar me Ligjin Nr. 31/2012 "Disa shtesa dhe ndryshime në Ligjin Nr. 10 431, të datës 09.06.2011 "Për mbrojtjen e mjedisit".

Struktura Institucionale për mbrojtjen e mjedisit	Agjencitë Kombëtare dhe Rajonale të Mjedisit janë agjencitë e autorizuara të organizuara në kuadër të Ministrisë së Mjedisit, të cilat kryejnë detyra administrative në lidhje me fushën e mbrojtjes së mjedisit si liçensimin, monitorimin, analizimin, raportimin, inspektimin dhe komunikimin me organet përkatëse vendore dhe ndërkombëtare, dhe me publikun.
Dokumentet e zhvillimit të qëndrueshëm dhe mbrojtjes së mjedisit	Dokumentet e zhvillimit të qëndrueshëm dhe mbrojtjes së mjedisit janë: 1) Marrëveshja e Stabilizim-Asociimit, 2) Plani Kombëtar Zbatimit për Integrim Evropian 2014-2020 3) Planet kombëtare të veprimit dhe strategjitë hartuar veçmas për secilin komponent të mjedisit, 4) Planet e zhvillimit.
Marrëveshja Stabilizim-Asociimit	Shqipëria ka hyrë në një Marrëveshje Stabilizim-Asociimi (MSA) që është në fuqi nga data 12.06.2006; qëllimi kryesor i kësaj marrëveshje është percaktimi i udhëzimeve për përafrimin e legjislacionit të saj me atë të BE-së. Për këtë qëllim, Ministria e Mjedisit ka hartuar Planin Kombëtar të Veprimit për Integrim Evropian 2014-2020 që nënvizon strategjinë që duhet ndjekur për të adoptuar direktivat e BE brenda kuadrit ligjor kombëtar.
Plani Kombëtar i Zbatimit për Integrimin Europian 2014-2020	Ky eshte një dokument i cili drejton zhvillimin afatgjatë ekonomik dhe social dhe mbrojtjen e mjedisit drejt zhvillimit të qëndrueshëm. Ky dokument përcakton udhëzimet për funksionimin afatgjatë, qëllimet dhe masat që duhen marrë në përputhje me situatën aktuale dhe angazhimet ndërkombëtare. Ky dokument përpilohet periodikisht nga Qeveria Shqiptare.
Planit Kombëtar i Veprimit	Bazuar mbi dispozitat e Planit Kombëtar të Veprimit për Integrim Evropian dhe planeve tjera relevante kombëtare dhe në përputhje me dispozitat e Planit Kombëtar, Qeveria Shqiptare miraton planet kombëtare dhe strategjitë e veçanta mjedisore (p.sh. mbrojtjen e ajrit nga ndotja, menaxhimin e burimeve ujore, menaxhimin e mbeturinave, etj). Këto strategji dhe plane duhet të rishikohen dhe të përditësohen rregullisht, duke pasur parasysh nevojat aktuale. Këto janë dokumentet të cilat përcaktojnë masat e Planit Kombëtar të Veprimit për Integrim Evropian 2014-2020 për zona specifike, sipas karakteristikave lokale. Plani përcakton qëllimet dhe objektivat e duhura për mbrojtjen e mjedisit dhe zhvillimin e qëndrueshëm në nivel lokal.
Planet e zhvillimit	Planet e zhvillimit janë instrumentet e përshkruara me Ligjin No.107 / 2014, të datës 31.07.2014 "Për planifikimin dhe zhvillimin e territorit", i ndryshuar që lidhen me planifikimin e territorit, dhe planifikimin lokal të Integruar. Gjatë procesit të përgatitjes së planeve të zhvillimit duhet të merren parasysh ndjeshmëritë e mjedisit dhe ndikimet mbi burimet natyrore, trashëgiminë kulturore. Instrumentet e mbrojtjes së mjedisit janë:

Instrumentet e mbrojtjes së mjedisit

1) Standardet e cilësisë mjedisore, të përcaktuara me ligj;

2) Standardet teknike për mbrojtjen e mjedisit që janë të përcaktuara me rregullore të veçantë;

3) Vlerësimi strategjik i ndikimit në mjedis;

4) Vlerësimi i ndikimit në mjedis;

5) Masat për mbrojtjen e mjedisit për projektet që nuk kërkojnë vlerësimin e ndikimit në mjedis;

6) Parandalimi dhe Kontrolli i Integruar i Ndotjes;

7) Parandalimi dhe kontrolli i aksidenteve që përfshijnë substanca të rrezikshme;

8) Planifikimi;

9) Masat emergjente në rast të ndotjes përtej afatit ligjor; dhe

10) Instrumente të tjera për mbrojtjen e mjedisit të përcaktuara me rregullore të veçantë dhe të konventave ndërkombëtare të ratifikuara nga Kuvendi i Shqipërisë.

Parandalimi i aksidenteve lidhet me instalimet në të cilat, ose nëpërmjet të cilave, një aktivitet ekzekutohet me substanca të rrezikshme. Një listë e substancave të rrezikshme dhe kimikateve të ndaluara, mënyra e përcaktimit të masës, masa e lejuar dhe kriteret për klasifikimin dhe karakterizimin e substancave të rrezikshme, si dhe çështje të tjera për procedurat në lidhje me parandalimin e aksidenteve janë të specifikuara në pjesët përkatëse të legjislacionit, dmth; VKM N.100, i datës 3.02.2008, "Për përcaktimin e listës së substancave të rrezikshme" dhe Ligjit Nr.10463 datë 22.09.2011 "Për administrimin e mbetjeve të integruara", etj.

Entiteti apo personi juridik i cili angazhohet në veprimtarinë që kërkon një vlerësim të ndikimit në mjedis duhet të përgatisë një informacion i cili do të japë një përshkrim të vendit, dhe procesit të prodhimit, një listë të ndikimeve në mjedis dhe një listë e masave për parandalimin dhe reduktimin e ndotjes së mjedisit.

Ligji mbi Vlerësimin e Ndikimit Mjedisor

Procedura e vlerësimit të ndikimit mjedisor është përcaktuar në Ligjin për Vlerësimin e Ndikimit në Mjedis[15]dhe legjislacionit sekondar përkatës. Sipas projekteve publike ose private Ligji për Mbrojtjen e Mjedisit të personave juridikë dhe fizikë që ndikojnë mjedisin do të dorëzohen në një Vlerësimin e Ndikimit Mjedisor (VNM) Para miratimit dhe zbatimit.

[15] Ligji Nr. 10 440, i dates 7.7.2011 "Për vlerësimin e ndikimit në mjedis" Publikuar në Gazetën Zyrtare Nr. 101, i datës 2011/08/01, DHE This Eshte nË fuqi Qe Nga 1 mars 2013.

Personave vendas dhe të huaj, fizikë ose juridikë, u kerkohet që të bëjnë të ditur në agjencitë e qeverisjes vendore, të organizatave jo-qeveritare publike dhe mjedisore llojin e veprimtarisë që do të kryhet. Raporti i Ndikimit në Mjedis është një nga dokumentet kryesore që i bashkëngjitet kërkesës për leje mjedisore. Ligji rregullon procedurën e vlerësimit të ndikimit në mjedis, pjesëmarrjen e institucioneve, procedurat për vlerësimin dhe miratimin e projekteve, metodat e vendeve të informimit në rajon për projekte që mund të kenë ndikim të rëndësishëm në mjedisin e tyre, mbikëqyrjen dhe çështje të tjera të rëndësishme të VNM. Ligji për Vlerësimin e Ndikimit në Mjedis është miratuar për të rregulluar aspektet procedurale të një VNM-je.

VNM-ja ka lidhje me projektet që janë planifikuar për t'u ndërtuar, që mund të ndikojnë në mënyrë të konsiderueshme mjedisin ose shëndetin e njerëzve. VNM përpilohet për projekte në fushat e industrisë, minierave, energjisë, transportit, turizmit, bujqësisë, pylltarisë, menaxhimit të ujit dhe shërbimeve, si dhe të gjitha projektet e planifikuara në zonat e mbrojtura dhe projektet që lidhen me pasurinë kulturore. Ligji parasheh dy lloje të VNM në varësi të aktivitetit që do të kryhen: "I detajuar" dhe "I përmbledhur". Ndërtimi i tubacioneve të gazit me diametër më te madh se 800 mm dhe një gjatësie prej më shumë se 40 km është një nga veprimtaritë që kërkojnë një proces të detajuar të vlerësimit të ndikimit në mjedis.

Aktet nënligjore japin detaje të mëtejshme për çertifikimin e specialistëve të mjedisit për përgatitjen e një VNM dhe auditimin mjedisor. Legjislacioni nënligjor adreson gjithashtu proceset e tjera të lidhura me procesin si metodologjia e procesit dhe raporti i VNM-së. VNM-ja e detajuar është një hetim më i plotë i ndikimit të pritshëm të projektit në krahasim me VNM-në e përgjithshme.

Procedura e Vlerësimit të Ndikimit

Stadet e Procedurës së VNM-së së detajuar janë:

1) Vlerësimi i nevojës për një VNM të detajuar;

2) Stadi i konsultimeve me institucionet përkatëse dhe njësitë vendore dhe

3) Marrja e vendimeve mbi miratimin e VNM.

Përfaqsuesi i projektit që do t'i nënshtrohet VNM-së, duhet të paraqesë një kërkesë ku të perfshihen të gjitha dokumentet e duhura në Ministrinë e Mjedisit. Ministria do të bëjë një vlerësim të nevojës për të përgatitur një VMN të detajuar ose vetëm VNM. Përmbajtja e dokumentacionit që duhet paraqitur bashkë me kërkesën jepet nga Vendim i Këshillit të Ministrave mbi rregullat, përgjegjësitë dhe afatet kohore për kryerjen e procesit të vlerësimit të ndikimit në mjedis[16]. Ministria përkatëse ia dërgon sugjerimet e saj dhe dosjen përkatëse të Agjencisë Kombëtare të Mjedisit për vlerësim të mëtejshëm. Kjo agjenci është përqëndruar në sigurimin e projektit për 1) ministritë e tjera në varësi të llojit të projektit, 2) institucionet në varësi të llojit të projektit, dhe 3) të Agjencisë Rajonale të Mjedisit për të siguruar pjesëmarrjen e

[16] Vendimi Nr 686 i Këshillit të Ministrave, i dates 29.07.2015 "Për miratimin e rregullave, përgjegjësive dhe afatebve kohore për kryerjen e procesit të Vlerësimit të Ndikimit në mjedis (VNM) dhe procedura e transferimit të vendimit të deklaratës mjedisore" botuar në Gazetën Zyrtare Nr. 145/2015.

njësive të qeverisjes vendore në procesin e vendimmarrjes. Agjencia Rajonale e Mjedisit i dergon një kopje të projektit të njësive të pushtetit lokal që janë përgjegjëse për territorin ku do të zbatohet projekti. Pas pranimit të sugjerimeve nga të gjitha autoritetet përkatëse, Agjencia Kombëtare e Mjedisit i dorëzon përfaqsuesit të projektit vendimin për qëllimin dhe përmbajtjen e Raportit të detajuar të VNM-së dhe gjithashtu informon edhe Ministrinë e Mjedisit per: 1) Çështjet që duhet të merren në konsideratë dhe që duhet të permenden në Raportin e detajuar të VMN, 2) vlerësimin e alternativave te mundshme në lidhje me zbatimin e projektit; 3) Udhëzimet për studimet dhe metodat në lidhje me aksesin e informacionit mjedisor dhe detyrimin për të parashikuar ndikimet e mundshme mjedisore gjatë përgatitjes së Raportit të detajuar te VNM, 4) Strukturen dhe rankimin e informacionit dhe 5) Udhëzime në rast se projekti i nënshtrohet procesit të vlerësimit të ndikimit mbi mjedis në kontekst ndërkufitar. Një vendim i tillë duhet të jepet brenda dyzet e pesë ditëve duke filluar nga momenti kur përfaqsuesi i projektit informon Ministrinë mbi VNM-në e detajuar. Pas vendimit të Agjencisë Rajonale të Mjedisit, përfaqsuesi i projektit përgatit draftin e Raportit të VNM dhe kryen dëgjimin publik. Publiku duhet të jetë i përfshirë bazuar në të drejtat e pjesëmarrjes publike, në procesin e vendimmarrjes, siç parashikohet nga Ligji Nr. 8627, i datës 26.10.2000 "Për ratifikimin e Konventës së Aarhusit për aksesin mbi informacionin, pjesëmarrja e publikut në vendimmarrje dhe aksesi në drejtësinë për çështjet mjedisore. Pas përfundimit të dëgjimit publik, mbajtësi i projektit harton raportin e detajuar te VNM. VNM duhet të analizojë dhe vlerësojë kërkesat dhe ndikimin që projekti mund të ketë në fusha të caktuara, ndikimin relativ të aktiviteteve aktuale dhe të atyre që planifikohen, parashikimet e ndikimeve direkte dhe indirekte, si dhe masat dhe kërkesat për parandalimin, eliminimin, zbutjen ose rehabilitimit të çdo ndikimi të dëmshëm mbi mjedisin dhe mbi shëndetin e njeriut. Pas përgatitjes së raportit final të VNM-së, mbajtësi i projektit dorëzon në Ministrinë e Mjedisit raportin e VNM-së me të gjitha dokumentet që i bashkangjiten ketij raporti si pjesë integrale e tij, për të marre deklaratën mjedisore, që është dokumenti administrativ që demonstron se zbatimi i projektit është në përputhje me dispozitat e legjislacionit mjedisor në fuqi.

<u>Raporti i VNM-së</u>

-

Raporti i VNM-së është një nga dokumentet kyçe; një raport paraprak për nxjerrjen e lejes mjedisore. Raporti i VNM-së përgatitet nga specialistë dhe ekspertë teknikë, të çertifikuara nga Ministria e Mjedisit për kryerjen e vlerësimit të ndikimit në mjedis dhe auditimit mjedisor. Raporti i VNM-së është një hetim i plotë i ndikimit të pritshëm të projektit mbi mjedisin në zonën e prekur nga projekti. Raporti duhet të sigurojë informacionin e përshkruar më poshtë:

- metodologjia e aplikueshme për përgatitjen e raportit, të cilat përfshijnë një përshkrim të shkurtër të kuadrit ligjor dhe institucional mjedisor në lidhje me projektin; konsultimet e kryera gjatë përgatitjes së raportit dhe një përshkrim të vështirësive (mangësive teknike ose njohurive) që kompania ka hasur gjatë përgatitjes së informacionit të kërkuar.
- Përshkrimi në detaje i projektit (për çdo proces të tillë si ndërtimi, operimi dhe kur është e zbatueshme, planifikimi dhe rehabilitimi i sipërfaqes pas mbarimit të projektit), duke përfshirë përshkrimin e lokacionit, të dhënat ekzistuese mbi

përdorimin e tokës të drejtat gjatë fazës së ndërtimit ose instalimit, planet inxhinierike të objekteve të projektit, strukturave të projektit, rrugët e aksesit, informacionin për lidhjet e mundshme me projekte të tjera ekzistuese afër zonës së projektit.

- Një analizë e alternativave dhe sqarimin e arsyeve kryesore për zgjedhjen e alternativës së propozuar, duke marrë parasysh ndikimet mjedisore të çdo alternative.

- Një përshkrim të gjendjes dhe parametrave ekzistuese mjedisore që mund të preken nga zbatimi i projektit të propozuar (të tilla si faktorët klimatikë, seizmiciteti, gjeologjia dhe toka, ujrat sipërfaqësore dhe nëntokësore, biodiversiteti, habitatet kryesore dhe përshkrimi i vegjetacionit dhe faunës në çdo habitat, përshkrimi i zonave të mbrojtura në afërsi të projektit duke përfshirë monumentet natyrore te mbrojtura).

- Një përshkrim të cilësisë së mjedisit dhe ndikimet ekzistuese, duke përfshirë cilësinë e ujit, cilësinë e ajrit, nivelin e zhurmës, menaxhimin e mbeturinave në zonën e projektit dhe probleme të tjera (nëse jane regjistruar) të tilla si erozioni i tokës, zjarret, ndotja historike etj.

- Një përshkrim të karakteristikave sociale të zonës së projektit.

- Një përshkrim të ndikimeve të rëndësishme negative të projektit mbi mjedisin.

- Një përshkrim të ndikimeve të rëndësishme pozitive të projektit mbi mjedisin.

- Masat e propozuara për mbrojtjen e mjedisit nga çdo ndikim negativ i identifikuar.

- Plani i Menaxhimit dhe monitorimit të mjedisit gjatë zbatimit të projektit dhe plani i rehabilitimit, i cili do detajoje përgjegjësitë për zbatimin e secilës nga masat mbrojëse në çdo fazë të projektit dhe shpenzimet e lidhura me këto masa.

Ligji për Vlerësimin Strategjik të Mjedisit

Ligji për Vlerësimin Strategjik të Mjedisit[17] përcakton kushtet, mënyrën dhe procedurën e vlerësimit të ndikimit të planeve dhe programeve të caktuara në mjedis duke zbatuar parimet e mbrojtjes së mjedisit në procedurën e përgatitjes, miratimit dhe realizimit të planeve dhe programeve të cilat kanë një ndikim të rëndësishëm në Mjedis. Ligji përcakton qëllimet dhe parimet për një vlerësim strategjik. Strategjitë, planet, programet dhe dokumentet e tjera të planifikimit të cilat janë subjekt i legjislacionit kombëtar lidhur me përpunimin, transportimin dhe tregtimin e naftës, gazit dhe nënprodukteve të tyre konsiderohen si plane ose

[17] *Ligji Nr 91 i datës 28.02.2013 "Për vlerësimin strategjik mjedisor", botuar në Gazetën Zyrtare Nr 36/2013.*

programe të cilat kanë një ndikim negativ në mjedis dhe për këtë arsye do të jetë subjekt i vlerësimi strategjik mjedisor[18].

Vlerësimi strategjik

Vlerësimi strategjik kryhet për planet dhe programet që mund të kenë pasoja për mjedisin. Vlerësimi strategjik është i detyrueshëm për planet dhe programet në fushën e çdo veprimtarie që është subjekt i Ligjit për Vlerësimin e Ndikimit në Mjedis. Procedura e vlerësimit strategjik përbëhet nga këto faza:

1) Njoftimi i propozimit nga autoriteti përfaqsues në ministri;

2) Konsultimi me grupin e interesit në lidhje me çështjet që duhet të mbulohen nga vlerësimi strategjik mjedisor;

3) Përgatitja e raportit strategjik të ndërmjetëm të vlerësimit mjedisor dhe raportit për konsultimet me grupet e interesit;

4) Përgatitja e raportit përfundimtar të vlerësimit mjedisor strategjik;

5) Shqyrtimi i projekt-propozimit dhe deklarata e ministrit në këtë drejtim;

6) Vendimi për miratimin e një raporti mbi vlerësimin strategjik nga autoriteti kompetent; dhe

7) Monitorimi i planit dhe programit dhe raportimi i pasojave të shkaktuara në mjedis.

Për planet dhe programet e bashkë-financuara nga institucionet e huaja, një vlerësim i ndikimit strategjik kryhet në përputhje me këtë procedurë.

Ligji për Zonat e Mbrojtura

Ligji për Zonat e Mbrojtura[19]përshkruan dispozitat e përgjithshme të masave mbrojtëse së natyrës. Ky ligj rregullon mbrojtjen dhe ruajtjen e natyrës; mbrojtjen e pasurive natyrore; përdorimin e qëndrueshëm të burimeve dhe aseteve natyrore dhe kontrollin e përdorimit të tyre; ruajtjen e rrjetit ekologjik dhe burimeve biologjike dhe natyrore të zonave të mbrojtura; kushtet për promovimin e turizmit mjedisor; masat për informimin dhe edukimin e publikut; zbatimin e dokumenteve që kanë të bëjnë me mbrojtjen e veçantë natyrës, dhe çështje të tjera të rëndësishme që lidhen me ruajtjen e natyrës në zonat e mbrojtura. Natyra, biodiversiteti dhe habitatet natyrore janë me interes shtetëror dhe gëzojnë mbrojtje të veçantë në përputhje me ligjin. Ligji përcakton gjashtë kategori të zonave të mbrojtura dhe për secilin prej tyre ofron një nivel të veçantë të mbrojtjes. Lista e veprimtarive të ndaluara dhe atyre që mund të kryhen mbi një miratim përkatës janë përcaktuar për secilën nga kategoritë e zonave të mbrojtura. Autoriteti përkatës përgjegjës për

[18]Vendimi i Këshillit të Ministrave nr 507, datë 2015/06/10 "Për miratimin e listës detajuar të planeve ose programeve me ndikim negativ mjedisor që duhet t'i nënshtrohen vlerësimit strategjik mjedisor".

[19]*Ligji Nr 8906, datë 06.06.2002 "Për zonat e mbrojtura", ndryshuar me Lae nr 9868, datë 04.02.2008 "Futja e disa ndryshime dhe shtesa në Ligjin nr 8906, datë 06.06.2002" Për zonat e mbrojtura ".*

menaxhimin e zonave të mbrojtura, është emëruar me vendimin e Këshillit të Ministrave të Shqipërisë, që deklaron një zonë si zonë te mbrojtur. Më tej, Ligji për Mbrojtjen e Mjedisit zbatohet sipas parimit "ndotësi paguan" në kuptimin që çdo dëm të shkaktuar në mjedis, do të kompensohet nga shkelesit. Parimi “Ndotësi paguan” ja faturon kostot e dëmit mjedisor palës që është përgjegjëse për ndotjen pavarësisht statusit të zonës.

Ligji për pyjet

Ligji për pyjet[20]rregullon kultivimin, mbrojtjen, konservimin dhe zgjerimin, planifikimin, mënyrën dhe kushtet e shfrytëzimit të pyjeve, ndërtimin dhe mirëmbajtjen e rrugëve pyjore, monitorimin e pyjeve, si dhe çështje të tjera me rëndësi për pyjet.

Shënime përmbyllëse

Mbrojtja e mjedisit në Shqipëri është përcaktuar si një prioritet kombëtar që nenvizohet në mënyrë të detajuar në dokumentet strategjike të planifikimit dhe dispozitat e Ligjit për Mbrojtjen e Mjedisit si ligj themelor për legjislacionin sekondar mbi mjedisin.

Gjatë planifikimit të një projekti me interes strategjik për shtetin, duhet të analizohen ndikimet në mjedis, masat për zvogëlimin e ndikimeve negative, si dhe masat për kompensim. Për këtë arsye, vlerësimi strategjik i ndikimit mjedisor është një instrument që përdoret për të përshkruar dhe vlerësuar ndikimet e konsiderueshme të zgjidhjeve të planifikuara në mjedis që mund të ndihmojnë zbatimin e planeve dhe programeve dhe përcaktojnë masat për të zbutur ndikimet negative në mjedis dhe mbi shëndetin e njeriut. Procedura e vlerësimit strategjik përbëhet nga këto faza: njoftimi i propozimit nga ana e autoritetit për ministrinë; konsultim me grupet e interesit në lidhje me çështjet që duhet të mbulohen nga vlerësimi strategjik mjedisor; përgatitja e raportit të përkohshëm të vlerësimit strategjik mjedisor dhe raportit mbi konsultimet me grupet e interesit; përgatitja e raportit përfundimtar të vlerësimit strategjik mjedisor; Shqyrtimi i projekt-propozimit dhe deklarata e ministrit në këtë drejtim; vendimi për miratimin e një raporti mbi vlerësimin strategjik nga autoriteti kompetent; monitorimi i planit dhe programit dhe raportimi i pasojave të shkaktuara mbi mjedisin.
Përfaqsuesi i projektit nuk mund të fillojë një projekt pa një procedurë të detajuar të VNM-së dhe miratimit të raportit të VNM-së (në rast se aktiviteteti në fjalë duhet ti nënshtrohet një VNM-je të detajuar), nga Ministria e Mjedisit. Procedura e VNM-se është i ndarë në 3 faza: 1) vlerësimi i nevojës për një VNM, 2) konsultimi me institucionet perkatese dhe njësitë e qeverisjes vendore për gjerësine dhe përmbajtjen e VNM-së, dhe 3) miratimi i VNM-së. Në të gjitha këto faza, Agjencia Kombëtare e Mjedisit duhet të informojë autoritetet qendrore dhe lokale dhe organizatat e tjera të interesuara. Përfaqsuesi i projektit duke ndjekur rekomandimet e Agjencisë Kombëtare të Mjedisit për përmbajtjen dhe thellësine e raportit te VNM, organizon dhe kryen konsultime publike për projekt-raportin e VNM-së sipas kushteve të përcaktuara me ligj.

[20]*Ligji Nr 9385, datë 04.05.2005 "Për pyjet dhe shërbimin pyjor", ndryshuar me Ligjin nr. 9556, datë 2006/05/15, Ligjin nr. 971, datë 23.07.2007, Ligjin nr. 15/2012. Ligjin nr. 36/2013, Ligjin nr. 38/2013*.

Lidhur me ndërtimin e infrastrukturës së gazit, vëmendje e veçantë duhet t'i jepet zonave natyrore që gëzojnë mbrojtje të veçantë nga shteti, në bazë të rregulloreve për mbrojtjen e natyrës veçanërisht në përputhje me dispozitat e Ligjit për Zonat e Mbrojtura.

Së fundi, në procesin e përgatitjes dhe zhvillimit të projektit, përfaqsuesi i projektit duhet të marrë parasysh të gjitha dokumentet e tjera, dhe aktet dhe procedurat në lidhje me mbrojtjen e mjedisit dhe natyrës.

7.3 Përdorimi dhe shpronësimi i tokës

Hyrje

Marrëdhëniet e drejta të pronësisë, si bazat ligjore të së drejtës për të ndërtuar objektet e energjisë dhe të gazit, përbën një nga parakushtet kryesore për funksionimin e projekteve të infrastrukturës së gazit. Prandaj, legjislacioni që rregullon të drejtat e pronësisë apo të drejtat e tjera të pronarit në mënyrë që të sigurojë të drejtën e ndërtimit të objekteve te gazit nëpërmjet marrëveshjeve kontraktuale të pronësisë (servituti, marrja e tokës përkohësisht në përdorim, shpronësimit etj), janë përmbledur më poshtë:

Përmbledhje

Me poshtë jepet një përmbledhje e kuadrit ligjor në lidhje me blerjen dhe regjistrimin e pronës. Ky kuadër ligjor mbi çështjet e pronës është konform parimeve të Kushtetutës së Shqipërisë, Kodit Civil, Ligjit për kthimin dhe kompensimin e pronës për ish-pronarët, Ligjit të tokës, Ligjit për Pronën Shtetërore, Ligjit për shpronësimet, dhe Ligjit për Regjistrimin e Pasurive të Paluajtshme.

Metodat e marrjes së të drejtës mbi pronën sipas Kodit Civil

Kodi Civil i Shqipërisë në Kreun II rregullon metodat për përfitimin e të drejtave të pronësisë. Ka disa mënyra për përfitimin e të drejtave të pronësisë si janë psh. nëpërmjet; kontratës, trashëgimise, blerjes në mirëbesim, marrjes në posedim, shpronësimit dhe disa metodave të tjera. Më tej Kodi Civil rregullon të drejtën e posedimit. Pronari i ligjshëm mund t'i ushtrojë të drejtat pronësore në forma të ndryshme. Ai mund të transferojë titullin ose të transferojë përkohsisht të drejtat e tij nëpërmjet dhënies me qira apo dhënies të së drejtës së përdorimit të pronës së tij për veprimtari të caktuara me interes publik.

Kufizimi për marrjen e të drejtave të pronësisë mbi pronat e paluajtshme nga shtetasit e huaj

Ka disa kufizime në regjimin liberal të investimeve në Shqipëri përsa i përket investitorëve të huaj. Investitorët e huaj nuk mund të blejnë tokë bujqësore apo troje. Trojet mund të blihet vetëm nëse investimi i propozuar është me vlerë tre herë më të madhe se çmimi i truallit. Megjithatë, kur është fjala për investime të një shkalle të caktuar dhe kur ka një interes publik, Qeveria mund të shpronësojë pronën e paluajtshme dhe tja transferoje titullin investitorit të huaj.

Kategoritë dhe statusi i Pasurive të Paluajtshme

Pronat e paluajtshme në Shqipëri janë në pronësi private apo publike. Para vitit 1990 pronat e paluajtshme dhe të drejtat prejardhura prej tyre ishin në pronësi të shtetit, por pas rënies së regjimit komunist nisi procesi i kthimit të pronave të paluajtshme ish-pronarëve. Procesi për kthimin dhe kompensimin e pronave ish-pronarëve vazhdon ende. Ky proces pasohet nga procesi i kompensimit. Kategoritë e pasurive të paluajtshme janë si më poshtë:

A. Pasuri të Paluajtshme Private

Tokat bujqësore (tokat e punueshme), të kontrolluara më parë nga fermat kolektive dhe shtetërore, u ndanë në parcela të madhësive të barabarta për ish anëtarët kooperativave bujqësore ;

Pronat rezidenciale, duke përfshirë apartamentet dhe shtëpitë me oborr, i'u dhanë në pronësi rezidentëve të tyre me anë të dokumenteve të blerjes / shitjes, duke vënë si pronarë emrat e të gjithë anëtarëve të rritur të familjes. Banesat e ulta , te njohura si "prona personale" gjatë komunizmit, mbetën në pronësi të familjeve që i zotëronin të mbështetur nga dëshmitë e blerjes apo transferimit administrativ nga ndonjë dokument historik.

Objektet tregtare, industriale, komerciale, ndërtesat dhe toka i'u transferuan në pronësi (ose jepeshin me qira nga shteti) personave juridikë ose sipërmarrësve në procesin e "privatizimit".

Familjet që ishin pronarë tokash dhe pronash të tjera të paluajtshme përpara vitit 1945 kanë qenë në gjendje të kërkojne kthimin e pronave të tyre jo-bujqësore, ose si alternativë të merrnin prona të tjera në shkëmbim ose kompensim financiar.

B. Prona të paluajtshme shtetërore

Pronësia shtetërore dhe komunale gjithashtu dallohet në mesin e kategorive të pronësisë së tokës. Në zonat rurale, këto përfshijnë pyjet, kullotat apo tokat nën ujë. Në zonat urbane, ato përfshijnë rrugët dhe vendet publike. Përveç kësaj, shteti ka ruajtur disa toka të ish-fermave shtetërore, tokat bujqësore djerre (toka të refuzuara nga pronaret ligjorë), dhe tokat e ndërmarrjeve industriale që nuk funksionojnë më. Në qytete, shteti ka rimarrë tokat e hapura që rrethojnë shtëpitë banesat dhe ndërtesat e tjera komerciale dhe të shërbimit. Shteti është pronar nominal i parcelave për të cilat nuk është zgjidhur statusi ligjor. Në zonat e zhvillimit të turizmit, shteti ka ruajtur pjesën më të madhe të vendit si kullota dhe pyje. Të gjitha pronat shtetërore janë subjekt i inventarit dhe një proces të ndarjes në të cilin pushteti vendor mund të fitojë pronësinë ose të drejtën e përdorimit. Në veçanti, administrata e komunave merr kontrollin e pyjeve dhe kullotave, të vendosura në afërsi të fshatrave, për përdorim nga banorët e tyre. Objektet lokale publike (shkolla, klinika shëndetësore, rrugët, etj) janë duke u transferuar në pronësi lokale. Qeveria lokale dhe qendrore janë pronarë të ndërtesave publike dmth ndërtesave qeveritare dhe infrastrukturave të lidhura me to.

Marrja në përdorim e pronave shtetërore të paluajtshme nëpërmjet Ligjit për Investimet Strategjike

Një mënyrë për të marrë të drejtën e përdorimit e mbi pronat e paluajtshme shtetërore është nëpërmjet Ligjit N.55 / 2015 "Mbi investimet strategjike në Republikën e Shqipërisë". Kuvendi i Shqipërisë ka miratuar së fundmi ligjin për investimet strategjike, e cila parashikon krijimin e rregulloreve të reja dhe strukturave për shtimin e investimeve. Sipas projektligjit, të gjitha llojet e investimeve në sektorët kryesorë të ekonomisë që variojnë nga 1-100 milion EUR konsiderohen si investime strategjike.

Ky ligj parashikon themelimin e Komitetit të Investimeve Strategjike, si një organ kolegjial i Këshillit të Ministrave, i cili do të kryesohet nga Kryeministri i Republikës

së Shqipërisë. Komisioni do të ketë të drejtë të marrë vendime për dhënien e statusit për investime si investime strategjike të lidhura apo të veçanta. Qeveria gjithashtu do të krijojë Fondin e Pasurive të Paluajtshme për mbështetjen e investimeve strategjike.

Komitetit të Investimeve Strategjike do të vlerësojë investimet e propozuara nga investitorët shqiptarë ose të huaj dhe do të diskutojë së bashku me Ministrinë përkatëse, në varësi të sektorit ku do të zhvillohet investimi. Kjo agjenci qeveritare do të monitorojë funksionimin e sistemit "Dritare Unike" për shërbimet e ofruara nga investitorët, performancën dhe ndikimin e investimeve strategjike dhe do të miratojë programet konkrete mbështetëse dhe fondet për investime strategjike. Investitorët që plotësojnë kriteret për t'u kualifikuar si investitor strategjik mund t'u jepet e drejta për të përdorur pronat e paluajtshme shtetërore. Mënyra për përdorimin e pasurisë së paluajtshme do të përcaktohet në aktet nënligjore që pritet të miratohen së shpejti nga Ministrat e Këshillit.

*Fitimi pron*ësisë *private përmes procesit të shpronësimit dhe marrja n*ë përdorim të *përkohshëm t*ë pronës private

Shpronësimi dhe marrja në përdorim të përkohshëm të pronave private:
Ligji mbi Shpronësimin[21]përcakton: termat bazë në lidhje shpronësimin, procedurat e krijimit të interesit publik, veprimet e nevojshme për shpronësim, procedurën e shpronësimit dhe kompensimin për shpronësim. Shpronësimi publik nënkupton humbjen ose kufizimin e të drejtës së pronësisë mbi pasurinë nëpërmjet kompensimit sipas vlerës së tregut, kur kjo është në dobi të interesit publik,. Shpronësimi ose marrja në përdorim të përkohshëm i pronës private i kryer për një interes publik mund të behet vetëm për arsyet dhe procedurat e përcaktuara shprehimisht në këtë ligj, dhe në çdo rast kundrejt një shpërblimi të drejtë. Çmimi për kompensimin e pronës së shpronësuar duhet të përballohet nga aplikuesi i cili kërkon shpronësimin. Procedura për shpronësim bëhet në çdo rast nga autoriteti publik. Pas procesit të shpronësimit autoriteti publik transferon titullin palës që fiton pronësinë. E njëjta procedurë vlen edhe kur bëhet fjalë për marrjen në përdorim të përkohshëm të pronës private. Gjatë ndërtimit të objekteve energjetike dhe infrastrukturës së gazit mund të jetë e nevojshme që prona të caktuara të merren në përdorim të përkohshëm. Kërkesa për të marrë në përdorim të përkohshëm nje pasuri te caktuar duhet t’i adresohet autoritetit publik, duke përshkruar pronën, arsyen, termat dhe kompensimin për pronarin. Procesi i shpronësimit dhe marrjes në përdorim të përkohshëm të pronave private mund të kundërshtohet në gjykatë vetëm persa i perket çmimit të kompensimit.

Servituti publik

*Mënyra të tjera për marrjen në p*ërdorim *të pronave publike apo private*

Ligji për planifikimin dhe rregullimin e territorit[22]rregullon të drejtën e servitutit, i cili mund të kërkohet nga një organizëm vendor ose kombëtar i planifikimit, ose nëpërmjet aplikimit të bërë nga palët e treta që investojnë në një projekt që është në interes të publikut. Servitutet për interes publik nuk duhet, si rregull, të jenë subjekt i kompensimit. Megjithatë, pronari mund të aplikojë për kompensim, nëse servituti publik çon në ndryshimin e statusit të tokës apo strukturës dhe për rrjedhojë ai pëson një dëm të caktuar material. Kërkesa për kompensim duhet të

[21]Ligji Nr. 8561, i datës 22.12.1999 “Mbi shpronësimet dhe posedimin e përkohshëm të pronave private për interes publik”;

[22]Ligji Nr.107 / 2014 "Mbi zhvillimin dhe të planifikimin e territorit ".

dorëzohet tek autoriteti përgjegjës brenda gjashtë (6) muajve nga data e krijimit te dëmit. Në rast të mungesës së marrëveshjes midis palëve, kompensimi do të përcaktohet nga gjykata, e cila merr në konsideratë vlerën e shtuar të pronës për shkak të aplikimit të një instrumenti të caktuar të planifikimit kundër përdorimit normal të tokës para krijimit të servitutit publik. Për këtë arsye, regjimi i servitutit publik mund të aplikohet lehtë për projektet e mëdha të infrastrukturës të gazit.

Rezervimi i tokës publike

Rezervimi i tokës publike është një tjetër instrument ligjor që mund të parandalojë dëmtimet e mundshme ose kostot shtesë për shpronësimin e pronave që janë pjese e projekteve të mëdha të infrastrukturës së gazit. Autoriteti i planifikimit informon pronarët e pasurive të patundshme, të cilët preken nga vendimi për rezervimin e tokës publike, për qëllimin dhe arsyet pse aplikohet një masë e tillë, të paktën, gjashtëdhjetë (60) ditë para vendimit të autoritetit përkatës. Rezervimi i tokës publike mund të bëhet pa kompensim, për një afat jo më shumë se (18) muaj, me kusht që pasuria e rezervuar nuk do të pësojë ndonjë dëm. Pas skadimit të periudhës së rezervuar, autoriteti i planifikimit duhet të fillojë procedurën shpronësimit nëse palët nuk kanë arritur një marrëveshje për të blerë pronën e rezervuar. Pronari i pronës private, do të kompensohet për shpronësimin e pronës në përputhje me Kodin Civil dhe legjislacionit për shpronësim.

E drejta e Transferimit

Këshilli i Ministrave ka të drejtë të transferojë pronat e paluajtshme publike, në pronësi të pushtetit vendor në emer të Qeverisë Qendrore me qëllim investimin në infrastrukturën publike kombëtare, në përputhje me instrumentet e planifikimit. Qeveria do të fitojë titullin mbi pronën e paluajtshme në pronësi të pushtetit vendor duke paguar vlerën e pasurisë së paluajtshme e cila nuk duhet të jetë më e ulët se vlera e tregut të pronës së paluajtshme në kohën e transferimit të titullit. Kompensimi i vlerës do të bëhet me fondet e buxhetit të shtetit ose fondet e investitorit privat që bën investimin në interes publik. Pushteti vendor do të marrë njoftim nga Ministria kompetente, të paktën, 60 ditë para marrjes së vendimit. Sasia e shumës dhe modalitetet e kompensimit do të konsultohen midis qeverisë dhe pushtetit qendror lokal të përfshirë në proces, dhe në rast mosmarrëveshjeje, vlera e kompensimit do të përcaktohet nga gjykata. Një padi dhe shqyrtim gjyqësor nuk përbën arsye për ndërprerjen ose pezullimin e transferimit të titullit në favor të qeverisë. Shuma e kompensimit për pronën e transferuar duhet të paguhet brenda 6 muajve nga data e vendimit.

E drejta preferimit / E drejta e parablerjes

Ligji për planifikimin e territorit parashikon të drejtën e preferimit dhe të drejtën e refuzimit të parë të cilat mund të aplikohen ndaj pronës private. Autoritetet e planifikimit për të parandaluar rritjen e kostos ekonomike gjatë procesit të shpronësimit, mund të aplikojë të drejtën e parablerjes.

E drejta e preferimit / e drejta e parablerjes ushtrohet për pasuri të paluajtshme private ose pjesë të tyre, sipas zonave të preferuara të përcaktuara nga autoriteti i planifikimit. Para se të transferojë titullin e pronësisë, pronari i pronës së paluajtshme private do të informojë autoritetin përkatës të planifikimit për synimin për të transferuar titullin e pronësisë, si dhe për të informuar marrëveshjet

financiare me pronarin ardhshëm. Autoriteti përkatës i planifikimit duhet të marrë një vendim në se do të ushtrojë të drejtën e parablerjes. Prona që blihet nëpërmjet ushtrimit të së drejtës së parablerjes duhet të përdoret vetëm për interesin publik, për të cilin ka qenë e rezervuar. Në rast se, gjatë 5 viteve të para, autoriteti përkatës i planifikimit vendos për të shitur pronën e blerë përmes të drejtës së parablerjes, ajo duhet të njoftojë ish pronarin, ose trashëgimtarët e tij / saj, nëse ata janë të interesuar ta blejne atë përsëri.

Servituti Privat / Servituti publik

E drejta e servitutit i jep pronarit të drejtën për të ndërmarrë veprime të caktuara mbi pronën që i përket një pronari të tjetër (prona shërbyese) ose ti kërkoje pronarit të kufizohet nga veprime të caktuara në pronë, të cilat në kushte të tjera mund ti kishin ushtruar lirisht dhe pa kufizim. Servituti ka të ngjarë që të përdoret gjatë ndërtimit të infrastrukturave të gazit. Është e rëndësishme të theksohet se të drejtat e servitutit mund të krijohen për një periudhë të caktuar kohore, në bazë të një veprimi juridik, ose me vendim të organit shtetëror.

Ligji i regjistrimit të pasurive të paluajtshme

Në përputhje me ligjin "Për Regjistrimin e Pasurive të Paluajtshme"[23] pasuria e paluajtshme duhet të regjistrohet në regjistrin e pasurive të paluajtshme. Ky regjistër është i hapur për publikun dhe administrohet nga Zyrat e Regjistrimit të Pasurive të Paluajtshme lokale. Zyrat e Regjistrimit të Pasurive të Paluajtshme lokale raportojnë në Zyrën e Regjistrimit të Pasurive të Paluajtshme e cila drejtohet nga një Bord drejtues dhe nga Kryeregjistruesi.

Regjistri i pasurisë së paluajtshme përfshin të gjitha informatat në lidhje me identitetin e pronës së paluajtshme të pronarit të saj, kufijtë e pronës, datën e regjistrimit dhe aktin relativ të fitimit të pronësisë dhe planeve që tregojnë vendndodhjen e pronës. Përveç kësaj, çdo hipotekë, servitut, ose çdo e drejtë tjetër e lidhur me pasurinë e paluajtshme ose që buron nga ajo që i është transferuar një pale të tretë, duhet të regjistrohet në regjistrin e pasurive të paluajtshme.

Çdo kontratë apo transaksion mbi një pasuri të paluajtshme duhet të arkivohet në Zyrën përkatëse të Regjistrimit Pasurive të Paluajtshme brenda 30 ditëve nga data e ekzekutimit të tij. Zyrat Pasurive të paluajtshme veprojnë në bazë te parimit "*kush vjen i pari sherbehet i pari*", dhe kështu kohën e dorëzimit përcakton prioritetin e regjistrimit të saj. Zyra e Regjistrimit të Pasurive të Paluajtshme lëshon çertifikatën përkatëse (të pronësisë, uzufruktit, servitutit, etj) me kërkesë të pronarit apo bartësit të së drejtës përkatëse. Një pronë e paluajtshme që është regjistruar për herë të parë është objekt i regjistrimit të përkohshëm.

Zyra e përkatëse e Regjistrimit të Pasurive të Paluajtshme lëshon një regjistrim të përkohshëm për 45 ditë. Gjatë kësaj periudhe çdo palë e interesuar mund të parashtrojë ankesa apo kërkesa për korrigjimin e gabimeve. Asnjë pretendim i paraqitur pas skadimit të periudhës së përkohshme nuk merret parasysh. Nëse asnjë kërkesë nuk behet bërë brenda periudhës së përkohshme, ose në qoftë se çdo çështje është zgjidhur me marrëveshje ndërmjet palëve, prona do të klasifikohet si e regjistruar në mënyrë permanente.

[23] Ligji Nr. 33/2012 "Mbi Rregjistrimin e Pasurive të Paluajtshme".

Kur ka çështje për të cilat palët nuk bien dakord, gjykata kompetente do të zgjidhë mosmarrëveshjen e palëve. Regjistruesi duhet të arkivoje në regjistër natyrën e mosmarrëveshjes dhe t'i komunikojë gjykatës se po e ndjek rastin. Zyrat e Pasurive të Paluajtshme mbajnë regjistra të veçantë për regjistrimin e lejeve të ndërtimit, zhvillimit dhe lejeve për ndërtesat në ndërtim e sipër.

Regjistri i Pasurive të Paluajtshme

Regjistri i pronës së paluajtshme përmban të dhëna për:

1) Tokat - Zona kadastrale,
2) strukturat,
3) pjesë të ndara të strukturës (dmth apartamentet),
4) Të drejtat mbi pronën dhe të drejtat e tjera mbi pronën e paluajtshme dhe bartësve të këtyre të drejtave, dhe
5) Detyrimet dhe kufizimet mbi pronën.

Çertifikata e pasurisë së paluajtshme

Çertifikata e pasurisë së paluajtshme përbën dokumentin bazë që provon pronësinë mbi pasuritë e paluajtshme dhe të drejtat mbi të. Të dhënat e mëposhtme perfshihen në të:

1) Toka - parcela,
2) mbajtësi i së drejtës mbi tokën - parcelën,
3) Strukturat, pjesët e ndara të strukturave, dhe mbajtësit e të drejtave të tyre,
4) Linjat e shërbimeve të nevojshme dhe mbajtësit e të drejtave të tyre, dhe
5) Detyrimet dhe kufizimet.

7.4 Konkluzione

Ashtu si me çdo infrastrukturë tjetër, baza e ndërtimit të sistemit të infrastrukturës së gazit qëndron në zgjidhjen e të drejtave të pronësisë mbi tokën. Marrëveshjet e pronësisë mbi tokën në të cilën do të ndërtohen objektet për infrastrukturën e gazit është një nga aktivitetet kryesore gjatë procesit të përgatitjes së projektit. Prandaj, titullari i projektit infrastrukturor duhet të zgjidhë më parë çështjet e pronësisë, si dhe të drejtat e tjera të pronësisë duke hyrë në marrëdhënie kontraktuale me pronarët e tokës. Ekziston edhe mundësia për të filluar një procedurë të shpronësimit, në përputhje me Ligjin për Shpronësim. Një propozim për shpronësim mund të paraqitet vetëm pasi të jetë përcaktuar interesi publik në përputhje me ligjin. Përdoruesi tokës duhet të paguajë shpenzimet e shpronësimit dhe fiton të drejtën për të marre në pronësi pronën e shpronësuar ditën që vendimi për shpronësim bëhet zyrtarisht i vlefshëm.

8 REKOMANDIME FILLESTARE PËR NDRYSHIMET E KËRKUARA

8.1 Hyrje

Sektori i gazit natyror është identifikuar si një nga sektorët strategjikë të zhvillimit në Shqiperi; shpesh është referuar si sektori që do të mundësojë rimëkëmbjen ekonomike të vendit. Një reformë e sektorit të gazit natyror ka filluar në përputhje me Traktatin e KE-së. Megjithatë, mbeten ende përpjekje të rëndësishme për të bërë, te cilat përfshijne gazifikimin (rigazifikimin) e vendit. Shqipëria, si palë kontraktuese e Traktatit te KE-së, ka obligime ligjore detyruese ndërkombëtare të adoptoje kuadrin ligjor dhe rregullator përkatëste BE-së, ose acquis communautaire. Me fjalë të tjera, pavarësisht nga statusi i vendit në marrëdhëniet me procesin e integrimit në BE, sektori i gazit natyror është i detyruar tashmë të miratojë dispozitat përkatëse të Acquis Communautaire të BE-së në përputhje me dinamikën e implementimit të përcaktuara nga institucionet e KE-së sipas dispozitave të traktatit. Prandaj, në kontekstin e Master Planit të gazit, çështjet kryesore që kanë të bëjnë me përafrimin e sektorit të gazit natyror shqiptar me acquis communautaire të BE-së përkatëse janë pasqyruar në kapitullin në vazhdim, duke dhënë rekomandimet përkatëse për secilin prej tyre. Në këtë mënyrë, përcaktohen prioritetet e zhvillimit të kuadrit ligjor dhe rregullator që rregullon sektorin e gazit natyror në mënyrë që të sigurohet se vendi do të bëjë progresin e duhur të besueshëm dhe të matshëm në drejtim të detyrimeve që rrjedhin nga Traktati.

8.2 Hapat e mëtejshëm në sektorin e gazit

Strategjia e Zhvillimit të Energjisë

Shqipëria nuk ka ende akses në tregjet ndërkombëtare të gazit natyror. Strategjia e Zhvillimit të Energjisë, në versionin e saj të përditësuar, do të duhet të identifikojë edhe aktet ligjore dhe investimet e nevojshme në infrastrukturë për të fituar këtë akses. Për realizimin e ketyre qëllimeve, do të jetë e nevojshme hartimi i kuadrit ligjor dhe rregullator të nevojshëm. Përgatitjet për përputhshmërinë me kërkesat e PTE-së duhet të përshpejtohet.

Zhvillimi i Kuadrit Ligjor

Si një palë kontraktuese në KE, Shqipëria do të duhet të zbatojë detyrimet e saj që do të përcaktohen në ligjet përkatëse dhe rregulloret tjera dytësore. Këto vijnë nga transpozimi i Direktivave dhe Rregulloreve të acquis communautaire të KE-së. Shqipëria ka miratuar Ligjin për Sektorin e Gazit Natyror të vitit 2008 dhe e ka ndryshuar atë në vitin 2013. Më 25 shtator 2015, miratoi Ligjin e ri për Sektorin e Gazit Natyror. Presupozohet që ky ligj transpozon të gjitha dispozitat nga PTE të cilat janë bërë të detyrueshme për palët kontraktuese nga 1 janari 2015.

Ndryshimi i rregjimit

Ndarja ligjore dhe llogaria e veçantë ende nuk është zbatuar në përputhje me Direktivën 2003/55 / EC. Për më tepër, nga 1 janari 2015 e tutje Direktiva 2009/73 / EC u bë acquis communautaire i KE-së dhe sipas regjimi të ri përkatës ndarja e OST-G dhe OSSH-G do të duhet të zbatohet në përputhje me kërkesat e saj të reja. Sipas Direktivës 2009/73 / EC, OST-G duhet të jenë ndarë nga pjesa tjetër jo

vetëm ligjërisht, por edhe në aspektin e pronësisë. OST-G (Albpetrol) i cili është tashmë i liçensuar nga ERE, duhet të jetë të ndahet sipas modelit OU. Modelet e tjera të ndarjes nuk janë të zbatueshme. Për më tepër, në lidhje me kriteret e pavarësisë, OST-G duhet të zhvillojë dhe adoptojë një program të përputhshmërisë dhe të emërojë një zyrtar të përputhshmërisë.

Çertifikimi i TSO-G

Ligji për sektorin e gazit natyror i vitin 2015 ka parashikuar një procedurë të çertifikimit të OST-G. Qëllimi i këtij çertifikimi është për të verifikuar përputhjen vetëm me kërkesat e modelit NP, d.m.th. ndarjen e OST-G nga OST-E (OST e energjise) dhe nga furnizuesit, tregtarët, dhe prodhuesit e gazit ose të energjisë. ERE-s do ti kërkohet të vërtetojë se OST-G operon në mënyrë krejtësisht të pavarur nga furnizuesit, tregtarët, dhe prodhuesit e gazit dhe te energjisë elektrike. Krahas procedurës së çertifikimit, OST-G do të duhet të nominohet me dekret të posaçem nga Qeveria Shqiptare/MEI.

Çështje të mbetura

Jo të gjitha dispozitat mbi hapjen e tregut kanë qenë në linjë me acquis communautaire të KE-së. Afatet për hapjen e tregut të gazit duhet të krijohen dhe të ndiqen në mënyrë të vendosur. Statusi i të drejtës nuk mund të përcaktohet nga grupimet as nga niveli i konsumit të përcaktuar nga ERE, por dhënia e statusit të të drejtës për të gjithë klientët (nga 1 janari 2015).

Furnizimi me gaz

Në lidhje me furnizimin me gaz, konsumatorët e privilegjuar mund të mos gëzojnë statusin e klientëve tariforë. Llogaritë për furnizimin e konsumatorëve nga operatorët e shërbimit publik dhe furnizimi i konsumatorëve të privilegjuar sipas termave dhe kushteve të tregut duhet të jenë të ndara. Dispozitat e auditimit duhet gjithashtu të implementohen. Roli i furnizuesit publik të gazit dhe furnizuesit e mundësisë së fundit duhet të jetë sa më i qartë. Shumica e dispozitave që lidhen me aksesin e palëve të treta, tarifat, balancimin, alokimin e kapaciteteve, menaxhimin e kapacitetit të kufizuar (kongjestionit), dhe transparencës janë parashikuar në ligj gjë që siguron një bazë të nevojshme ligjore mbi të cilën aktet nënligjore mund të zhvillohen dhe të miratohen më pas.

Siguria e furnizimit me gaz natyror

Dispozitat mbi sigurinë e të furnizimit me gazit natyror janë adoptuar jo vetëm në përputhje me Direktivën 2003/55 / EC, por edhe me Direktivën 2004/67 / EC e cila përcakton masat për të mbrojtur një nivel adekuat furnizimi për te ruajtur sigurinë e furnizimit me gaz natyror. Standardi për nivelin minimal të furnizimit me gaz natyror ende mungon. Kriteret për kufizimin e furnizimit ndaj kategorive të caktuara të konsumatorëve, për sigurimin e nevojave të furnizimit me gaz natyror, janë mjaft rudimentare dhe duhet të zhvillohen në përputhje me Direktivën 2004/67 / EC.

Sistemi i rregulluar

Një sistem rregullator duhet të aplikohet për operacionet e transmetimit (me përjashtim të TAP-it), shpërndarjes, magazinimit dhe terminaleve të GNL-së. Operacionet e transmetimit do të kryhen nga OST-G, duke përfshirë aspektet e tarifave, dhe do të rregullohen nga ERE në përputhje me ligjin e ri për gazin. Më tej, ligji do të duhet të plotësohet me dekreteve për tarifat dhe për më shumë aspekte teknike të aksesit në rrjet dhe tregtimit të gazit. Meqë PTE është tashmë i transpozuar në këtë ligj, disa kërkesa të reja madhore janë prezantuar për çertifikimin e OST-G dhe pozicionimin e pronarit të saj.

Kushtet për akses

Kushtet për akses në infrastrukturën e gazit do të duhet të përcaktohen. Këto duhet të shihen si një grup rregullash operacionale dhe komerciale që percaktojne kuadrin brenda së cilës OST-G nënshkruan kontratat me përdoruesit e rrjetit, operatorët e impianteve të magazinimit dhe impianteve të GNL-së. Ato duhet të përbëhen nga disa dokumente të cilat duhet të dorëzohen të gjitha për miratim nga OST-G te ERE: Keto dokumente janë: rregullat e aksesit, programet e shërbimit, marrëveshjet e shërbimit, dhe marrëveshjet e koneksionit.

Konsultimet publike

Një sërë konsultimesh publike në lidhje me këto kushte duhet të kryhen para se ato të hyjnë në fuqi. Përdoruesit e sistemit duhet të konsultohen, gjatë kohës që hartohen këto dokumente, në mënyrë që të sigurohet që shërbimet e ofruara i përshtaten kërkesave të tregut të gazit. Vetëm pas këtyre konsultimeve dokumentet mund t'i dorëzohen ERE-s për miratim.

Kuadri Kontraktual

Dispozitat për tregtimin e gazit kanë nevojë për një kuadër kontraktual përsa i përket furnizimit me gaz. Pjesët më themelore të këtij kuadri janë:

- Një marrëveshje për shitjen dhe blerjen e gazit në mes të prodhuesit dhe furnizuesit, duke përfshirë edhe atë midis dy klientëve të shitjes me shumicë;
- Një marrëveshje për transmetimin e gazit nga tubacionet kryesore midis furnizuesit dhe OST-G;
- Një marrëveshje mbi transportin e gazit nga rrjetet e shpërndarjes ndërmjet furnizuesit dhe OSSH-G;
- Një marrëveshje mes furnizuesit dhe konsumatorit fundor; dhe
- Marrëveshjet lidhur me menaxhimin ekonomik, përdorimin dhe funksionimin e elementeve të sistemit të transmetimit të gazit (në mes të pronarëve, kompanive transportuese të gazit dhe kompanive te shpërndarjes se gazit).

Një numër çështjesh kryesore janë identifikuar në lidhje me marrëveshjet kontraktuale të përmendura më lart. Këto janë shqyrtuar në një mënyrë të strukturuar dhe krahasuese në nënkapitujt e mëposhtëm.

8.2.1 Nevoja për të zbatuar njëkohësisht edhe dispozitat kalimtare të ligjit të ri për sektorin e gazit

Statusi Aktual

Përpara hyrjes në fuqi të ligjit të ri, kuadri ligjor dhe rregullator për tregun e gazit në Shqipëri është përcaktuar me Ligjin për Sektorin e Gazit Natyror të vitit 2008, i cili u ndryshua në vitin 2013. Me Ligjin e vitit 2008, Shqipëria adoptoi pjesërisht detyrimet e saj që rrjedhin nga Paketa e Dytë e Energjisë (Direktiva 2003/55 / EC dhe Rregulloren (EC) Nr 1775/2005, si dhe Direktiva 2004/67 / EC) e legjislacionit të BE-së. PDE ishte acquis communautaire deri më 31 dhjetor 2014 në përputhje

me Traktatin e KE-së[24] në të cilin Shqipëria është palë kontraktuese. Duke filluar nga 1 janari 2015, të gjitha Palët Kontraktuese, duke përfshirë Shqipërinë, duhet të adoptojnë dispozitat dhe të zbatojnë detyrimet që rrjedhin nga PTE (Direktivës 2009/73 / EC dhe Rregullores Nr 715/2009 / EC, si dhe Direktives 2004/67 / EC). Kjo detyrë është përfunduar kohët e fundit dhe aktivitetet e lidhura me të janë përshkruar shkurtimisht këtu - Ligji për sektorin e gazit natyror i vitit 2015 është shqyrtuar.

Rekomandim

Rekomandohet që fillimisht të studiohen dhe të analizohen dispozitat kalimtare të ligjit të ri dhe pastaj të fillohet nga përpilimi dhe miratimi i akteve nënligjore të nevojshme në sektorin e gazit natyror, brenda afateve të përcaktuara nga institucionet e KE-së. Kuadri ligjor dhe rregullator duhet të përfshijë së pari rregullat e duhura për funksionimin e sistemit të transmetimit dhe të shpërndarjes dhe së dyti rregullat e duhura për funksionimin e tregut të gazit. Përkufizimet e termave që lidhen me ndarjen e OST-G (veçanërisht të kontrolli dhe operimi i integruar vertikal) duhet të kuptohen saktësisht siç jepen në Direktivën 2009/73 / KE-së në mënyrë që të mundësojë zbatimin e duhur të çertifikimit rregullator.

Rruga me tej

Sfondi

Adoptimi i PTE-së në Shqipëri ka përfunduar kohët e fundit, pas një pune intensive në vitet 2014-2015, duke përfshirë konsultimet publike me palët e interesuara. Draftet e ligjit të ri për gazin u vlerësuan pozitivisht nga Sekretariati i KE-së dy herë. Qeveria Shqiptare dërgoi draftin përfundimtar të ligjit për aprovim në Asamblenë Kombëtare në korrik të vitit 2015 dhe Kuvendi e miratoi në 23 shtator 2015. Transpozimi i Paketës së Tretë është një hap i rëndësishëm në drejtim të zhvillimit të mëtejshëm ligjor në sektorin e gazit natyror.

Theksi

Ligji i ri për sektorin e gazit shtjellon temat e mëposhtme: 1) Objekti i ligjit dhe Fusha e zbatimit; 2) Përkufizimet; 3) Detyrimet e shërbimit publik dhe mbrojtja e konsumatorit; 4) Procedura e autorizimit; 5) Monitorimi i sigurisë së furnizimit me gaz natyror; 6) Solidariteti rajonal; 7) Promovimi i bashkëpunimit rajonal; 8) Rregullat teknike; 9) Ndarja e sistemit të transmetimit dhe OST-G; 10) Përcaktimi dhe çertifikimi i OST-G; 11) Çertifikimi në raport me vendet e treta; 12) Detyrat e OST-G-së; 13) Konfidencialiteti për OST-G; 14) Emërtimi i OSSH-G; 15) Detyrat e OSSH-G; 16) Ndarja e OSSH-G; 17) Detyrimet e konfidencialitetit të OSSH-G; 18) Sistemet e mbyllura e shpërndarjes; 19) Operatorët e kombinuar; 20) E drejta e aksesit në llogaritë; 21) Ndarja e llogarive; 22) Aksesi i palëve të treta; 23) Aksesi në rrjetet e tubacionit; 24) Refuzimi i aksesit; 25) Infrastruktura e re; 26) Hapja e tregut dhe reciprociteti; 27) Linjat direkte; 28) Përcaktimi dhe pavarësia e ERE-s; 29) Objektivat e përgjithshme të ERE-s; 30) Detyrat dhe kompetencat e ERE-s; 31) Regjimi Rregullator për çështjet ndërkufitare; 32) Përputhshmëria me Udhëzimet; 33) Mbajtja e shënimeve; 34) Tregjet me pakicë; 35) Masat mbrojtëse; 36) Shanset e barabarta; 37) Përjashtimet mbi angazhimet merr-ose-paguaj; dhe 38), Tregjet emergjente dhe të izoluara. Dispozitat e ligjit të ri të sektorit të gazit(versioni i 14

[24] *Traktati i Komunitetit të Energjisë, 25 tetor 2005, faqja e internetit TKE-së*

prillit 2015), në mënyrë të mjaftueshme dhe të kënaqshme mbulon çështjet substanciale madhore.

8.2.2 Ndarja e operatorit të sistemit të transmetimit

Statusi aktual

Albpetroli është ndërmarrja kryesore në sektorin e gazit natyror. Ajo është një kompani shtetërore e themeluar nga Qeveria Shqiptare në vitin 1993 (Vendimi i qeverisë nr 159, datë 1993/03/20) për kërkimin dhe prodhimin e hidrokarbureve. Ajo është është nën përgjegjësinë e drejtpërdrejte për MEI-t. Sipas vendimit të ERE-s (te 22 gushtit 2012), kjo ndërmarrje është e liçencuar për të kryer veprimtarinë e transmetimit dhe shpërndarjes se gazit në zonën ku ajo zotëron tubacionet. Ajo zotëron të gjithë infrastrukturën e gazit në Shqipëri, d.m.th.rreth 500 km tubacione, të cilat janë kryesisht jo-funksionale ose pjesërisht të zhdukura. Në realitet, ajo aktualisht operon vetëm rreth 10 km rrjet transmetimi dhe shpërndarje, dhe furnizon sipërmarrësit e vegjel dhe ekonomitë familjare në qytetin e Kuçovës. Pritet që ajo të bëhet OST-G plotësisht aktive, e pavarur sipas modelit NP, sapo infrastruktura e transmetimit të gazit të jetë rindërtuar dhe të jetë vënë në veprim, d.m.th. sapo Shqipëria të fitojë aksesin në korridoret ndërkombëtare të gazit apo shfrytëzimi i burimeve të brendshme të gazit bëhet efektiv. Albpetroli do të luajë një rol të rëndësishëm në planifikimin dhe zhvillimin e lidhjes së Shqipërisë me gazsjellësit rajonale dhe gjithashtu do të sigurojë mbështetje të mëtejshme të në gazifikimin e Shqipërisë. Megjithatë, Albpetrol mund të bëhet OST-G vetëm nëse ajo i plotëson kërkesat për ndarjen e saj sipas dispozitave të ligjit të ri për sektorin e me gazit. Liçenca aktuale e kompanisë do të rikonfirmohet në procedurat rregullatore të ERE-s që do të çojnë në enërimin e saj (emërimi është një përcaktim ligjor i Direktives 2009/73 / EC sipas të ciles OST-G emërohet mbasi të jetë çertifikuar). MEI (në bashkëpunim me MZHETTS) po punon aktualisht për ndarjen pronësore të Albpetrolit nëpërmjet krijimit të një kompanie të re të gazit.
Rekomandim

Me këtë rast rekomandohet qe së pari të ndahet, çertifikohet, dhe të liçensohet Albpetroli nga ERE, dhe së dyti të emërohet nga shteti (QSH apo në MEI). Liçenca e tashmë që i është dhënë kompanisë me vendimin e ERE-s duhet rikonfirmuar mbas ndërrmarjes së hapave rregullatore që rezultojnë në caktimin e kompanise si OST-G. Kjo do të mundësojë që ajo të bëhet proaktive në planifikimin dhe zhvillimin e lidhjes se Shqipërisë me gazsjellësit rajonale (në fakt të bëhet anëtar i ENTSO-G) dhe për të mbështetur shtetin në gazifikimin e mëtejshëm të vendit.
Rruga me tej

Sfondi

Ligji i ri për gazin përcakton transmetimin e gazit natyror, si një prej veprimtarive të sektorit të gazit natyror. Ajo gjithashtu përcakton kushtet se si ky aktivitet duhet të kryhet nga OST-G, si dhe mënyrën e organizimit dhe funksionimit të tregut të gazit nga operatori i tregut (i cili do të jetë një person juridik në pronësi të OST-G). Transmetimi i gazit natyror si një prej aktiviteteve është subjekt i liçensimit nga

	ERE. Transmetimi i gazit natyror do të kryhet si një shërbim për interes publik nga ana e OST-G, e cila do të jetë përgjegjëse për mirëmbajtjen, përmirësimin dhe zhvillimin e sistemit të transmetimit të gazit. Për më tepër, OST-G do të menaxhojë rrjedhjen e gazit brenda rrjetit të tubacioneve dhe kontrollin e cilësisë së gazit të transportuar për konsumatorët fundore dhe për pjesëmarrësit e tjerë të tregut. OST-G ushtron aktivitetin e saj në bazë të kushteve të liçencës të lëshuar nga ERE dhe në bazë të parimeve jo-diskriminuese për përdoruesit e rrjetit dhe klasave të përdoruesve.
Performanca	OST-G ushtron aktivitetin e saj në bazë të liçensës, lëshimi i së cilës bëhet nga ERE në përputhje me dokumentet e mëposhtëme (të cilat ende mbetet të zhvillohen dhe adoptohen, në përputhje Ligjin e ri të gazit): 1) Metodologjia për caktimin e tarifave për lidhjen e sherbimit dhe tarifat për aksesin në rrjetin e transmisionit të gazit natyror (që do të adoptohet nga ERE-ja); 2) Metodologjia për përcaktimin e tarifave për aksesin në infrastrukturën ndërkufitare (e adoptuar tashmë nga ERE); 3) Rregullorja për çertifikimin e OST-G (të adoptohet nga ERE-ja); 4) Kodi i Rrjetit të transmisionit (që do të adoptohet nga ERE-ja); 5) Kodi i Matjes (që do të aprovohet nga ERE-ja); 6) Rregullat e menaxhimit të kapaciteteve te kufizuara (kongjestionit), duke përfshirë alokimin e kapaciteteve (të aprovohet nga ERE); 7) Metodologjia për ofrimin e shërbimeve të balancimit (që do të aprovohet nga ERE-ja); 8) Rregullat e balancimit të sistemit të transmisionit (që do të aprovohet nga ERE-ja); dhe 9) Programi i përputhshmërisë (që do të aprovohet nga ERE-ja);
Ndarja	Ligji për sektorin e gazit natyror i vitit 2008 përcaktoi parimet dhe aktivitetet në sektorin e gazit natyror dhe kushtet për ndarjen e OST gazit në përputhje me dispozitat e Direktivës 2003/55 / EC (që kërkon të paktën një ndarje ligjore të aktiviteteve), duke përfshirë kërkesat për ndarjen e llogarive. Përkundër faktit se kërkesat e ndarjes ishin adoptuar siç duhet në përputhje me dispozitat e Sekretariatit te KE-së, Albpetrol është liçencuar pa u plotësuar të gjitha kërkesat e parashikuara për personin juridik. Prandaj, liçencimi duhet të zhvillohet më tej në përputhje me kërkesat për ndarjen sipas PTE. Në këtë aspekt, Shqipëria ka adoptuar në ligjin e ri të gazit modelin NP për ndarjen e OST-G, si të vetmin opsion të zbatueshëm në sektorin e gazit natyror. Tani, Albpetrol duhet ta zbatojë atë. Asnjë model tjetër ndarjeje nuk mund të aplikohet pasi për çdo sistem të ri të transmetimit vetëm modeli NP lejohet. Lidhur me kriteret e pavarësisë, OST-G do të hartojë dhe miratojë një program të përputhshmërisë dhe do të emërojë një zyrtar të përputhshmërisë.
Kerkesat	Duke pasur parasysh kërkesat e PTE (Direktivës 2009/73 / EC dhe Rregullores (EC) Nr 715/2009), hapi i parë për kthimin e Albpetrolit në OST-G operacionale është të zbatojë kërkesat e modelit NP nga fillimi . Më konkretisht, mbas transpozimit të plotë të Nenit 9 të Direktivës 2009/73 / EC të ligjit të ri, kjo duhet të zbatohet më vonë kur bëhet fjalë për ndarjen e OST-G. Për më tepër, dispozita lidhur me ndarjen dhe transparencen e llogarive nga nenet 30 (mbi të drejtën e aksesit në llogaritë) dhe 31 (në ndarjen e llogarive) të Direktivës 2009/73 / EC duhet të transpozohen gjithashtu dhe të zbatohen. OST-G duhet të kryejë aktivitetin e saj në bazë të liçencës së lëshuar nga ERE, një parakusht për të cilën është ndarja sipas modelit NP. Pas liçencimit, OST-G duhet t'i paraqese ERE-s planin e investimeve vjetore dhe afatgjata, për të siguruar funksionimin e duhur

dhe efikas të sistemit të transmetimit të gazit. Planet e investimeve do të japin një pasqyrë përgjithshme dhe specifike të ndërtimit apo zgjerimit të pritshëm të infrastrukturës transmetimit të gazit. Liçenca e tanishme e Albpetrolit duhet t'i nënshtohet procedurave të mëtejshme rregullatore për çertifikimin e saj si OST-G sipas modelit NP. Albpetrol nuk mund të jetë njëkohësisht furnizues, tregtues, prodhues, dhe operator i transmetimit. Është në autoritetin e qverisë shqiptare të përcaktoje hapat e mëtejshëm për ristrukturimit të kompanisë, në bazë të propozimit të MEI.

Themelimi

OST-G do të themelohet në përputhje me kërkesat e modelit NP, dhe do të të konfirmohet nga ERE në draftin dhe vendimin përfundimtar te çertifikimit. Me fjalë të tjera, ERE ka nevojë për të konfirmuar përputhshmërinëë e OST-G me kërkesat e modelit NP, që do të thotë se ndërmarrja që është pronare e sistemit të transmetimit të gazit gjithashtu vepron si OST-G. Funksionet kryesore të OST-G janë: 1) planifikimi, ndërtimi, mirëmbajtja dhe financimi i rrjetit të transmetimit të gazit; dhe 2) funksionimi i sistemit të transmetimit të gazit. Funksioni i tretë që lidhet me funksionimin e tregut të gazit, do të kryhet nga operatori i tregut te gazit, i cili do të jetë një person juridik në pronësi të OST-G. Kjo supozon se OST-G do të jetë përgjegjëse për dhënien dhe menaxhimin e aksesit palëve të treta në baza jo-diskriminuese për shfrytëzuesit e sistemit të transmetimit të gazit, për të mbledhur pagesat e aksesit, pagesat e kapacitetit të kufizuar (kongjestionit), dhe pagesat kompensatore të OST-G për aktivitetet operacionale, si dhe për mirëmbajtjen dhe zhvillimin e rrjetit te transmetimit të gazit. Përsa i përket investimeve, pronari i sistemit të transmetimit të gazit do të jetë përgjegjës për sigurimin e aftësisë afatgjatë të sistemit për të plotësuar kërkesën e arsyeshme nëpërmjet planifikimit të investimeve.

Theksi

OST-G duhet të theksojë të paktën elementet e mëposhtme në lidhje me ndarjen: 1) pronësia e rrjetit të transmetimit të gazit; 2) pronësia e drejtpërdrejtë dhe e drejta e pronësisë; 3) pronësia indirekte përmes pjesëmarrjes në një kompani tjetër; 4) sipërmarrje të përbashkët; 5) Shtrirja e rrjetit të transmetimit të gazit; 6) Burimet e nevojshme direkte dhe indirekte për operimin e rrjetit të transmetimit të gazit; 7) Përjashtimi: Lejueshmëria e të drejtave të përdorimit (i ashtuquajturi "modeli leasing"); 8) Kontrolli dhe të drejtat e OST-G sipas modelit NP; 9) struktura themelore e korporatave; 10) Kontrolli mbi operacionet ekonomike; 11) Të drejtat brenda ndërmarrjes së integruar vertikalisht; 12) Emërimi i anëtarëve të Organit Mbikëqyrës; 13) Sigurimi i burimeve; dhe 14) Transferimi informatave te ndjeshme. Të gjitha këto elemente e listuara duhet të adresohen në aplikimin për çertifikim të cilin OST-G do t'ja paraqesë ERE-s. Rruga dhe mënyra e procedimit për elementet e renditura është shpjeguar në detaje më poshtë në këtë raport.

8.2.3 Ndarja e operatorëve të shpërndarjes së gazit

Statusi aktual

OSSH-G do të zhvillojë rrjetin e shpërndarjes së gazit natyror në një numër të qyteteve dhe zonave përreth tyre në Shqipëri (lista e qyteteve të propozuara për të marrë gaz do të jetë një nga rezultatet e Masterplanit të Gazit). Megjithatë, është e

nevojshme për tu siguruar se janë krijuar të gjitha parakushtet institucionale, ligjore dhe rregullatore në mënyrë që OSSH-G të ndahet dhe te liçensohet nga ERE-ja kur te dale nevoja per nje gje te tillë. OSSH-G do të duhet të mundësojë gazifikimin (nëpërmjet gazsjellësve të shpërndarjes) në përputhje me Strategjinë e Zhvillimit të Energjisë, duke ndjekur parimet e zhvillimit të një tregu konkurrues të gazit. Në këtë moment, vetëm Albpetroli është liçencuar si një ndërmarrje të veçantë të gazit për të kryer rolin e OSSH-G.

Rekomandim

Me këtë rast rekomandohet të përcaktohet, të ndahet, dhe të liçensohet një operator i shperndarjes se gazit (OSSH-G). Përcaktimi i OSSH-G mund të jetë objekt i identifikimit paraprak të atyre kompanive që shprehin interes për t'u bërë OSSH-G. Megjithatë, kjo nuk shihet si një prioritet i menjëhershem pasi ajo duhet të ndërmerret vetëm pasi të jenë përmbushur kushte të tjera. Përcaktimi fillestar i OSSH-G nga Qeveria Shqiptare do të pasohet nga liçensimi i ERE-s për të mundësuar OSSH-G të bëhet pjesë proaktive në planifikimin dhe zhvillimin e gazifikimit të vendit. Krijimi i OSSH-G do të kryhet nën mbikëqyrjen e ngushtë, kontrollin dhe monitorimin nga ana e ERE-s, por pa kryer procedurën e çertifikimit si në rastin e OST-G.

Rruga me tej

Sfondi

Ligji për sektorin e gazit natyror i vitit 2015 përcakton shpërndarjen e gazit natyror, si një prej veprimtarive të gazit natyror. Ai gjithashtu përcakton kushtet për ta kryer atë nga OSSH-G. Shpërndarja e gazit natyror si një prej aktiviteteve është bërë subjekt i liçencimit nga ERE. Ajo do të kryhet si një shërbim publik nga OSSH-G, e cila do të jetë përgjegjëse për mirëmbajtjen, planifikimin, përmirësimin dhe zhvillimin e sistemit të shpërndarjes së gazit. Për më tepër, OSSH-G do të menaxhojë rrjedhjen e gazit brenda rrjetit të tubacioneve dhe kontrollin e cilësisë së gazit të transportuar për konsumatorët fundorë dhe pjesëmarrësit e tjerë të tregut të gazit. OSSH-G kryen aktivitetin e saj në bazë të kushteve të liçencës të lëshuar nga ERE dhe në bazë të parimeve jo-diskriminuese për përdoruesit e rrjetit dhe klasave të përdoruesve.

Konçesioni

Shpërndarja e gazit natyror si një prej aktiviteteve të gazit natyror duhet të organizohet si një aktivitet i rregulluar dhe kryhet mbi bazën e një konçesioni. Konçesioni duhet të lëshohet nga Qeveria Shqiptare, sipas dispozitave të Ligjit no.8450, datë 24.02.1999 "Për përpunimin, transportin dhe tregtimin e naftës, gazit dhe nënprodukteve të tyre". Madhësia e zonës gjeografike të shpërndarjes duhet të përcaktohet në një mënyrë që të lejojë planifikimin e duhur të sistemit (është e rekomandueshme të optimizohen aspektet teknike dhe ekonomike të zhvillimit të sistemit të gazit në zonat e vogla, të tilla si komunat) dhe volumi i tregut duhet të sigurojë një kthim adekuat mbi investimin. OSSH-G duhet të përcaktohet paraprakisht në kohë për të lejuar zhvillimin e elementeve bazë të sistemit të shpërndarjes së gazit para se gazi natyror të jete në dispozicion në territorin e saj të shpërndarjes. Para se të kryhet tenderi për konçesionin e OSSH-G, duhet të kryhet një studim fizibiliteti i detajuar për zhvillimin e rrjetit të shpërndarjes (së bashku me projektin kryesor të sistemit të shpërndarjes së gazit). Rekomandohet që koha e konçesionit të jetë minimalisht 20 vjet dhe mundësisht 30 vjet. Gjatë

periudhës së koncesionit OSSH-G duhet të rimarrë investimin e saj, duke përfshirë një norme fitimi të arsyeshme mbi kapitalin e investuar.

Performanca

OSSH-G ushtron aktivitetin e saj në bazë të liçencës (lëshimi i së cilës është nën autoritetin dhe fushëveprimin e ERE-s), dhe në përputhje me dokumentet e mëposhtme përkatëse (të cilat mbeten të zhvillohen dhe adoptohen, në përputhje me ligjin e ri per sektorin egazit): 1) metodologjia për përcaktimin e faturës për lidhjen me rrjetin dhe tarifat për aksesin në rrjetin e shperndarjes të gazit natyror (që do të adoptohen nga ERE-ja); 2) Rregullat lidhur me ndarjen e OSSH-G (që do të adoptohet nga ERE); 3) kodi i rrjetit të shpërndarjes; 4) kodin i matjes; dhe 5) Programi i përputhshmërisë.

Ndarja

Ligji për sektorin e gazit natyror i vitit 2008 përcaktonte ndarjen e OSSH-G në përputhje me dispozitat e Direktivës 2003/55 / EC (që kërkojnë të paktën një ndarje ligjore të aktiviteteve), duke përfshirë kërkesat për ndarjen e llogarive. Përkundër faktit se kërkesat e ndarjes ishin adoptuar në përputhje me dispozitat e Paketes se Dyte, Albpetrol është liçencuar nga ERE, pa plotësuar të gjitha kërkesat e parashikuara për të filluar aktivitetet e OSSH-G. Prandaj, OSSH-G duhet të zhvillohet më tej dhe në përputhje me kërkesat e të ndarjes së OSSH-G sipas Paketës së Tretë. Dispozitat e PTE-së janë bërë më te forta se më parë, por nuk parashikojnë një model të rreptë NP si në rastin e OST-G (OSSH-G ende mund të jetë pjesë e ndërmarrjes së integruar vertikalisht e cila mund të ruajnë pronësinë e aseteve të rrjetit). Lidhur me kriteret e pavarësisë, OSSH-G do të hartojë dhe adoptoje një program të përputhshmërisë dhe të emërojë një zyrtar të përputhshmërisë.

Kerkesat

Duke pasur parasysh kërkesat e Paketes se Trete (Direktivës 2009/73 / EC dhe Rregullores Nr 715/2009/ EC), kërkesat për ndarjen që janë pjesë e nenit 26 të Direktivës 2009/73 / EC janë adoptuar plotësisht në ligjin e ri të gazit. Megjithatë, Shqipëria mund të vendosë të mos i zbatojë këto kërkesa nëse ndërmarrjet e integruara te gazit natyror u shërbejnë më pak se 100.000 konsumatorëve fundore. Për më tepër, funksionimi i një operatori të kombinuar të transmetimit, shpërndarjes, magazinimit, dhe GNL nuk duhet të parandalohet nëse operatori i kombinuar vepron në përputhje me Nenin 29 të Direktivës 2009/73 / EC. Për më tepër, dispozitat lidhur me ndarjen dhe transparencen e llogarive nga nenet 30 (mbi të drejtën e aksesit në llogaritë) dhe 31 (në ndarjen e llogarive) të Direktivës 2009/73 / EC janë adoptuar dhe do të zbatohen. OSSH-G duhet të ketë liçensën e lëshuar nga ERE-ja, parakusht për të cilën është ndarja sipas kerkesës së direktivës. Pas liçensimit, OSSH-G do t'i paraqesë ERE-s planin e investimeve vjetore dhe afatgjata, për të siguruar funksionimin e duhur dhe efikas të sistemit të shpërndarjes së gazit. Planet e investimeve duhet të japin nje pasqyrë te përgjithshme dhe specifike të projekteve te pritshme në fushen e ndërtimit apo zgjerimit të infrastrukturës shpërndarjes së gazit. Përcaktimi i ndonjë kompanie të gazit nga qeveria shqiptare si OSSH-G do të duhet t'i nënshtrohet procedurave të mëtejshme rregullatore. Funksionimi i njëkohshëm si OSSH-G dhe furnizues i gazit është i mundur nëse ka më pak se 100.000 konsumatorë.

Themelimi

OSSH-G do të themelohet në përputhje me kërkesat e ndarjes, siç konfirmohet nga ERE. Me fjalë të tjera, ERE do të lëshojë liçencën duke konfirmuar përputhshmërinë e OSSH-G-së me kërkesat e ndarjes. Funksionet kryesore

OSSH-G janë: 1) planifikimi, ndërtimi, mirëmbajtja dhe financimi i rrjetit të shpërndarjes së gazit; dhe 2) funksionimi i sistemit të shpërndarjes së gazit. Kjo supozon se OSSH-G do të jetë përgjegjëse për dhënien dhe menaxhimin e aksesit të palëve të treta në baza jo-diskriminuese për përdoruesit e sistemit të shpërndarjes të gazit, për të mbledhur tarifat e aksesit, dhe mirëmbajtjen dhe zhvillimin e rrjetit të shpërndarjes së gazit. Përsa i përket investimeve, pronari i sistemit të shpërndarjes së gazit do të jetë përgjegjës për sigurimin e aftësisë afatgjatë të sistemit për të plotësuar kërkesën e arsyeshme nëpërmjet planifikimit të investimeve.

Theksi

OSSH-G duhet të plotësojë të paktën kriteret e mëposhtme në lidhje me ndarjen: 1) Ti-marketimi / ri-emertimit i OSSH-G-së në ndryshim me aktorët e tjerë të energjisë (kriteri i emertimit); 2) Disponueshmëria e burimeve financiare të nevojshme njerëzore, teknike dhe për të përmbushur kërkesat e ndarjes në mënyrë që të mund të përmbushë rolin e saj në mënyrë efektive (kriteri i burimeve); 3) Vëzhgimi i pavarur dhe monitorimi i OSSH-G për të siguruar se nuk ka asnjë natyre diskriminuese (kriteri i zyrtarit te përputhshmërisë); dhe 4) Klasifikimi i sistemeve të cilat shpërndajnë energjinë në një mjedis të mbyllur industrial ose komercial dhe jo për konsumatorët shtëpiak (kriteri i sistemit te mbyllur të shpërndarjes). Të gjitha kriteret e listuara duhet të adresohen në aplikimin për liçencë që OSSH-G do të paraqesë në ERE. Rruga dhe mënyra e procedimit me kriteret e renditura është shpjeguar në detaje në kapitujt e meposhtem te këtij raporti.

8.2.4 Çertifikimi Rregullator i OST-G-së

Statusi aktual

Ligji për sektorin e gazit natyror i vitit 2008 adoptoi detyrimet që dalin nga Paketa e Dyte e Energjise (Direktiva 2003/55 / EC dhe Rregullorja Nr 1775/2005 / EC). Por ligji nuk i referohet çertifikimit rregullator të OST-G, i cili është një detyrim që u fut më vonë me Paketën e Tretë (Direktiva 2009/73 / EC dhe Rregulloren Nr 715/2009 / EC) dhe si pasojë duhej një ligj i ri për sektorin e gazit.

Rekomandim

Me këtë rast rekomandohet së pari të studiohet dhe të analizohet çertifikimi rregullator i OST-G sipas dispozitave të ligjit të ri dhe së dyti për të detyruar Albpetrol-in si OST-G dhe ERE-n, si ent kombetar i rregullimit për ta kryer atë sipas afateve të dhëna nga institucionet e KE-së. Me qëllim zbatimin e shpejtë dhe pa probleme, rekomandohet që ERE të udhëheqë procedurën e certifikimit në përputhje me Rregulloren e çertifikimit të OST-G. OST-G-ja do të duhet të ndjekë rregulloren gjatë procesit të ndarjes dhe aplikimit për çertifikim.

Rruga më tej

Sfondi

Shqipëria është e angazhuar në mënyrë të qartë drejt integrimit në BE dhe ka marre një rol aktiv në bashkëpunimin ndërkombëtar në fushën e gazit natyror në

kuadër të Ttraktatit të KE-së. Për t'u bërë një OST-G plotësisht aktive, Albpetroli duhet të ndahet në mënyrën e duhur. Mënyra e duhur e ndarjes do të çertifikohet nga ERE në përputhje me kriteret e përcaktuara.

Qellimi

Qëllimi i çertifikimit është për të verifikuar përputhjen vetëm me kërkesat e modelit NP, qe do te thote, ndarjen e OST-G nga furnizuesit, tregtuesit dhe prodhuesit e energjise (si atyre te gazit edhe atyre te energjisë elektrike). ERE do të vërtetojë se OST-G vepron krejtësisht e veçuar nga furnizuesit, tregtuesit dhe prodhuesit. Me fjalë të tjera, ERE do të kryejë procesin e çertifikimit të OST gazit në përputhje me kërkesat e Paketës së Tretë.

Kerkesat

Paketa e Tretë (Direktiva 2009/73 / EC dhe Rregullorja Nr 715/2009 / EC) përmban dispozita në lidhje me çertifikimin. Më konkretisht, kjo do të thotë se neni 10 i Direktivës 2009/73 / EC dhe Neni 3 i Rregullores Nr 715/2009 / EC, do të zbatohet plotësisht, kur është fjala për çertifikimin e OST-G-së. Me çertifikatën (që lëshohet nga ERE mbas vendimit përfundimtar të çertifikimit), ERE do të konfirmojë se ndërmarrja është themeluar në mënyrë të tillë që është në përputhje me kërkesat e modelit NP, që do të thotë se ndërmarrja që është pronare e sistemit të transmetimit të gazit operon gjithashtu si OST-G dhe plotëson kriteret e kontrollit midis të tjerash. Për të mundësuar ndërmarrjen që të formalizojë kërkesën e saj për çertifikim, ERE ka adoptuar Rregulloren për çertifikimin e OST-G për drejtimin dhe fokusimin e procesit.

Theksi

ERE do të theksojë të paktën elementet e meposhtem që lidhen me çertifikimin: 1) Zgjedhja e modelit NP të OST-G; 2) Pronësia e rrjetit të transmetimit të gazit; 3) Detyrat e OST-G-se; 4) Ushtrimi i kontrollit mbi OST dhe të drejtat e OST-G; 5) Emërimi i anëtarëve të Bordit, përbërja e Bordit dhe pavarësia e anëtarëve të Bordit; 6) Ndarja brenda shtetit; 7) Refuzimi i çertifikimit për shkak të mungesës së burimeve financiare; 8) Kërkesa për të çertifikuar një tjetër OST-G si parakusht; dhe 9) Kërkesa në lidhje me pjesëmarrjen e kompanive nga vendet e treta. Të gjitha këto elemente e listuara duhet të adresohen në aplikimin për çertifikim që ndërmarrja do t'i paraqesë ERE-s. Rruga dhe mënyra e procedimit me elementet e renditura më sipër është shpjeguar në detaje gjate ketij raporti.

8.2.5 Emërtimi i OST-G-së

Stausi aktual

Ligji për sektorin e gazit natyror i vitit 2008 adoptoi detyrimet që dalin nga PDE (Direktiva 2003/55 / EC dhe Rregullorja Nr 1775/2005 / EC). Ajo nuk ka deklaruar ndonjë parakush për miratimin dhe emertimin e OST-G në lidhje me çertfikimin, i cili është një detyrim që u fut më vonë me Paketen e Trete (Direktivës 2009/73 / EC dhe Rregullores Nr 715/2009 / EC), dhe si pasojë në ligjin e ri Albpetrol mund të miratohet dhe të emertohet nga Qeveria Shqiptare ose MEI si OST-G vetëm pas çertifikimit të tij, dmth në bazë të çertifikatës së ndarjes te lëshuar nga ERE.

Rekomandim

Me këtë rast rekomandohet që çertifikimi rregullator i OST-G-së të jetë parakusht per miratimin dhe emertimin e OST-G nga Qeveria Shqiptare apo MEI. Ligji i ri i gazit ka adoptuar dispozitat e Paketës së Tretë, duke e detyruar qeverinë shqiptare dhe MEI-n për të ndjekur këtë procedurë dhe këtë sekuence ngjarjesh.

Rruga me tej

Sfondi

Vetëm mbasi ERE verifikon përputhshmërinë me kërkesat e modelit NP në procedurën e çertifikimit, Qeveria Shqiptare ose MIE mund të miratojë dhe të emërtojë ndërmarrjen si OST-G. Kjo është një nga kërkesat e Paketës së Tretë.

Kërkesat

Paketa e Trete e energjise (Direktiva 2009/73 / EC dhe Rregullorja Nr 715/2009 / EC) përmban dispozita në lidhje me miratimin dhe emertimin e OST-G-së. Më konkretisht, kjo do të thotë se Neni 10 paragrafi 1 i Direktivës 2009/73 / EC do të zbatohet plotësisht kur është fjala për miratimin, çertifikimin,aprovimin sekuencial, dhe emertimin e ndërmarrjes si OST-G. ERE se pari duhet të konfirmojë se ndërmarrja është themeluar në mënyrë të tillë që ajo përputhet me kërkesat e modelit NP, dhe pastaj Qeveria Shqiptare ose MEI mund të aprovoje dhe ta caktojë atë si OST-G.

Theksi

Qeveria e Shqipërisë ose MIE duhet të theksojë të paktën elementet e mëposhtme madhore në lidhje me emërimin e OST-G-së: 1) Mbyllja procedurës se çertifikimit me emërimin e OST-G nëpërmjet një njoftimi formal në Gazetën Zyrtare, së bashku me opinionin e sektretariatit të KE-së, dhe nëpermjet njoftimit në faqen e internetit të KE-se; dhe 2) Njoftimi i SKE-se nga ERE në përputhje me rrethanat për përcaktimin. Rruga dhe mënyra e procedimit me elementet e renditura është shpjeguar në detaje më vonë në këtë raport.

8.2.6 Çertifikimi i OST-G-së në raport me vendet e treta

Statusi aktual

Ligji për sektorin e gazit natyror i vitit 2008 transpozon obligimet që dalin nga PDE (Direktiva 2003/55 / EC dhe Rregullorja Nr 1775/2005 / EC). Ajo nuk ka deklaruar asnjë kusht për çertifikim në raport me vendet e treta, e cila është një detyrim i futur më vonë me PTE (Direktiva 2009/73 / EC dhe Rregullorja Nr 715/2009 / EC) dhe si pasojë adoptuar në ligjin e ri. Kur një çertifikim kërkohet nga pronari i sistemit të transmetimit ose një OST-G cila është e kontrolluar nga një person ose persona nga vende të treta, ERE duhet të kryejë një procedurë të veçantë.

Rekomandimi

Me këtë rast rekomandohet që së pari të studiohet dhe të analizohet çertifikimi rregullator i OST-G-se në raport me vendet e treta nga dispozitat e ligjit të ri, dhe së dyti për të detyrohet OST-G, ERE dhe MEI t'i kryejne ato sipas të afateve të dhëna nga institucionet e KE. Rregullorja për çertifikimin e OST-G, e adoptuar nga ERE, përmban udhëzimet lidhur në vendet e treta.

Rruga me tej

Sfondi

Për të siguruar respektimin e detyrimeve ndërkombëtare të KE-së dhe të solidaritetit dhe sigurisë së energjisë brenda KE-se, SKE ka të drejtë të japë një opinion mbi çertifikimin e një pronari të sistemit të transmisionit apo OST-G-je cila është e kontrolluar nga një person ose persona nga vende të treta. Personat nga vendet e treta për këtë arsye mund të lejohen vetëm për të kontrolluar sistemin e transmetimit ose OST-G, nëse ato janë në përputhje me kërkesat e ndarjes efektive që zbatohen brenda KE-së.

Kerkesat

Paketa e Tretë (Direktiva 2009/73 / EC dhe Rregullorja Nr 715/2009 / EC) përmban dispozita në lidhje me çertifikimin në raport me vendet e treta. Më konkretisht, kjo do të thotë se neni 11 i Direktivës 2009/73 / EC do të zbatohet plotësisht, kur është fjala për çertifikimin e OST gazit në raport me vendet e treta. Është e nevojshme për të vlerësuar nëse kontrolli nga persona nga vende të treta do të vërë në rrezik sigurinë e furnizimit me energji në KE.

Theksi

ERE duhet të theksojë të paktën elementet e meposhtëme që kanë të bëjnë me çertifikimin në raport me vendet e treta si: 1) Përfshirja e një apo më shumë personave nga një ose më shumë shtete që nuk janë anëtare të KE-se; 2) Informimi i SEK nga ERE për procedurën e çertifikimit; 3) Pjesëmarrja e MEI-t dhe vlerësimi i ndikimit në sigurinë e furnizimit me gaz natyror; 4) Pjesëmarrja e SEK dhe opinioni i tij nëse OST-G apo një pronar i sistemit të transmetimit plotëson kërkesat dhe nëse ekziston një kërcënim për sigurinë energjetike të KE-se; dhe 5) Vendimi i ERE-s dhe botimi i tij, duke përfshirë edhe publikimin e shqyrtimit të MEI-t. Të gjitha këto elemente e listuara duhet të adresohen në aplikimin për çertifikim që OST-G do t'i paraqesë ERE-s. Rruga dhe mënyra e procedimit me elementet e renditura është shpjeguar në detaje në këtë raport.

8.2.7 Aspekte të tjera ligjore që plotesojnë zhvillimin e infrastruktures së gazit natyror

Aspekte të tjera ligjore që do të përfshihen në zhvillimin e infrastrukturës së gazit përbëhen nga ligjet dhe rregulloret ne vijim.

Planifikimi dhe Zhvillimi i Territorit

Ligji mbi Planifikimin dhe Zhvillimin e Territorit[25] do të duhet të zbatohet gjatë zhvillimit të infrastrukturës së gazit. Infrastruktura e gazit do të zhvillohet nëpërmjet zbatimit të dispozitave të Ligjit për Planifikimin dhe Zhvillimine Territorit dhe miratimit të dokumenteve përkatëse të planifikimit me pjesëmarrje publike dhe miratimin e lejeve që autorizojnë ndërtimin dhe përdorimin e objekteve të rrjetit të gazit. Zbatimi i këtij ligji siguron analizën dhe planifikimin e masave për të shmangur ose zbutur ndikimet negative në mjedis. Ky Ligj gjithashtu mundëson zgjidhjen e të drejtave të pronësisë mbi tokën e cila do të përdoret për ndërtimin e infrastrukturës së gazit dhe objekteve te lidhura me te.

[25] *Ligji Nr. 107/2014, i datës 31.07.2014 "Për planifikimin dhe zhvillimin e territorit", i modifikuar.*

Kuadri ligjor dhe institucional për mbrojtjen e mjeisit dhe natyrës

Kuadri ligjor për mbrojtjen e mjedisit dhe natyrës vjen nga dispozitat e Ligjit për Mbrojtjen e Mjedisit, Ligjit për Vlerësimin e Ndikimit në Mjedis, Ligjit për Vlerësimin Strategjik të Ndikimit në Mjedis, Ligjit për Zonat e Mbrojtura, Ligjit për Kullotat dhe Ligjit për Pyjet[26]. Mbrojtja e mjedisit në Shqipëri është përcaktuar si një objektiv kushtetues i përshkruar në mënyrë të detajuar në tekstin e dokumenteve strategjike të planifikimit dhe dispozitat e Ligjit për Mbrojtjen e Mjedisit si një ligj themelor dhe nëpërmjet legjislacioneve të tjera të mjedisit. Gjatë planifikimit të një projekti me interes strategjik për shtetin duhet të analizohen ndikimet në mjedis, masat për zvogëlimin e ndikimeve negative dhe masat për kompensimin e pronareve.

Legjislacioni mbi pronësinë

Rregulloret në lidhje me organizimin dhe regjistrimin e të drejtave mbi pronën janë të përfshira në Ligjin për Regjistrimin e Pasurive të Paluajtshme, Ligjin mbi Pronën Shtetërore, Ligjin për Shpronësimin dhe Ligjin për Tokën[27]. E drejta mbi pronën mund të merret me ligj, me trashëgimi, dhe me vendim të një autoriteti shtetëror në mënyrën dhe sipas kushteve të përcaktuara në ligjet dhe rregulloret përkatëse. Përdorimi dhe menaxhimi i pronës shtetërore (mallrat e luajtshme dhe të paluajtshme të pasurive që i përkasin shtetit shqiptar dhe mallrat e luajtshme dhe të paluajtshme të pasurive në pronësi komunale) është i rregulluar me Ligjin Për Pronën Shtetërore. Rregullat e përgjithshme lidhur me të drejtat mbi pronen jane te vlefshme edhe për blerjen dhe marrjen nën pronësi dhe të drejtave të tjera të pronësisë lidhur me pronën shtetërore. Instrumente të tjera ligjore për të blerë pronat private ose publike përfshijnë Servitutin publik (regjim i tillë mund të aplikohet lehtë për projektet e mëdha të infrastrukturës së gazit), rezervimin e tokës publike (e cila është përdorur për të parandaluar dëmet e mundshme apo kostot shtesë për shpronësimin e pronave që nevojiten për projektet e mëdha të infrastrukturës së gazit), e drejta e transferimit (të pronave të paluajtshme publike, në pronësi të pushtetit vendor në favor të Qeverisë Qendrore me qëllim investimin në infrastrukturën publike kombëtare), e drejta e preferencës / e drejta e parablerjes /e drejta e servitutit privat / e drejta e rrugës. Shpronësimi përkufizohet si humbja e pronësisë ose kufizimi i të drejtave të pronësisë nëse kjo kërkohet nga interesi publik. Shpronësimi duhet të paguhet në bazë të vlerës së tregut të pronës. Të gjitha të drejtat e pronësisë dhe informacione të tjera në lidhje me mallrat e paluajtshme janë të regjistruara në Zyrën e Regjistrimit të Pasurive të Paluajtshme.

Të përgjithshme

Korniza aktuale ligjore shqiptare në lidhje me pronat e paluajtshme do të zbatohet për planifikimin, zhvillimin dhe ndërtimin e infrastrukturës së gazit. Për të realizuar rrjetin e gazit, korniza aktuale ligjore nuk ka nevojë të ndryshohet - ka institucione

[26] *Ligji Nr 10431, datë 9.6.2011 "Për mbrojtjen e mjedisit", i ndryshuar; Ligji Nr 9700, datë 2007/03/26 "Për mbrojtjen e mjedisit nga ndikimi ndërkufitar"; Ligji Nr 10440, datë 07.07.2011 "Për vlerësimin e ndikimit në mjedis"; Ligji Nr 91/2013, datë 28.02.2013 "Për vlerësimin strategjik mjedisor"; Ligji Nr 8906, datë 06.06.2002 "Për zonat e mbrojtura", të ndryshuar; Ligji Nr 9385, datë 04.05.2005 "Për pyjet dhe shërbimin pyjor", i ndryshuar; Ligji Nr 9693, datë 19.03.2007 "Për kullotat", i ndryshuar*.

[27] *Ligji Nr 33/2012, datë 21.03.2012 "Për Regjistrimin e Pasurive të Paluajtshme"; Ligji Nr 7501, datë 19. 07. 1991 "Për tokën", i ndryshuar; Ligji Nr 8743, datë 22.02.2001 "Për pronat e paluajtshme të shtetit", i ndryshuar; Ligji Nr 8561, datë 22.12.1999 "shpronësimet dhe marrjen përsipër të përdorimit të përkohshëm të pasurisë pronë private për interes publik"*;

të mjaftueshme ligjore në legjislacionin e Shqipërisë, që mund të zbatohen për ndërtimin e infrastrukturës së gazit. Të gjitha procedurat janë të përcaktuara në ligjet aktuale. Pengesa në këto procedura ligjore njihen dhe nuk janë domosdoshmërisht të lidhura me zhvillimin e infrastrukturës së gazit.

8.3 Konkluzione

Pika kryesore

Ky kapitull nxjerr në pah atë që tashmë është arritur nga ana ligjore, duke shqyrtuar kuadrin ligjor dhe rregullator të vjetër dhe të ri që rregullon sektorin e gazit natyror, dhe duke identifikuar mangësite kryesore të politikave ligjore që kërkojnë vëmendje urgjente. Ai gjithashtu trajton alternativat për shqyrtim nga Qeveria Shqiptare në përcaktimin e veprimeve dhe politikave ligjore që duhen ndërrmarrë për krijimin e kornizës themelore institucionale në sektorin e gazit natyror për të mundësuar furnizimin në tregun e gazit në Shqipëri. Meqë infrastruktura e gazit tani për tani është shumë e kufizuar, veprimet janë priorizuar për zhvillimin nga niveli gati zero. Prioritetet ka të ngjarë të ndryshojnë në nivele të tjera te zhvillimit.

Theksi

Theksi është vënë së pari në procedimin në lidhje me dispozitat kalimtare të ligjit të ri, dhe adoptimin e dispozitave të Paketës së Tretë (Faza A:– Ligjet - afatshkurtër). Së dyti, kapacitetet administrative të institucioneve përkatëse - MEI dhe ERE - duhet të forcohen, dhe të mbështeten në kuadrin ligjor dhe rregullator të sektorit te gazit natyror (Faza B: - Institucionet - afatshkurtër). Së treti, operatorët e sistemit që do të zhvillojne infrastrukturën e gazit – OST-G dhe OSSH-G - nevoja për t'u përcaktuar ndare / liçencuar, (Faza C: - Operatorët - afatmesme). Së katërti, infrastruktura e gazit (rrjetet e transmetimit dhe shpërndarjes) duhet të ndërtohet, dhe konsumatorët fundore të lidhen dhe të fillojë operimi i sistemit (Faza D: - Infrastruktura - afatgjatë). Rradha e ketyre aktiviteteve mund të mbivendoset ne varësi të prioriteteve të zhvillimit të infrastrukturës së transmisionit mbi atë të shpërndarjes (duke supozuar se infrastruktura transmetimit do të zhvillohet e para për shkak të ndërtimit të tubacioneve të mëdha të gazit në rajon, megjithëse hipotetikisht infrastruktura e shpërndarjes mund të zhvillohet paralelisht me ndërtimin e infrastrukturës se shpërndarjes të gazit natyror te si një prekursor i sistemeve standarde të shperndarjes të lidhur me transmetimin).

Pengesat kryesore

Pengesat kryesore që ndikojnë në zhvillimit e shpejtë të tregut të gazit në Shqipëri janë identifikuar dhe rekomandimet përkase jepen më poshtë:

Ligji i ri për gazin

1) Së pari të studiohen dhe të analizohen dispozitat e ligjit të ri të gazit të cilat adoptojnë Paketën e Tretë të Energjisë dhe së dyti për të filluar adoptimin e akteve nënligjore të nevojshme në sektorin e gazit natyror, siç është përcaktuar ne këtë ligj, brenda afateve të përcaktuara nga institucionet e KE-së. Kuadri ligjor dhe rregullator duhet të përfshijë rregullat e kërkuara në radhë të parë për funksionimin e transmetimit dhe sistemit të shpërndarjes dhe së dyti për funksionimin e tregut të gazit. Përkufizimet e termave që lidhen me ndarjen e OST-G-së (veçanërisht të kontrollit dhe integrimit vertikal) duhet të kuptohen saktësisht siç jepen në Direktivën 2009/73 / EC për të mundësuar zbatimin e duhur të çertifikimit rregullator.

Ndarja e OST-G

2) Së pari duhet të ndahet, çertifikohet dhe liçencohet Albpetrol nga ERE, dhe së dyti të duhet të emërohet si OST-G nga shteti (QSH ose MEI). Kompania do të ndjekë hapat rregullatore që rezultojnë në emërimin e saj si OST-G (përcaktimi është një term ligjor sipas Direktivës 2009/73 / EC në bazë të së cilës OST-G do të caktohet mbas çertifikimit). Kjo mundëson që kompania të bëhet aktive në planifikimin dhe zhvillimin e lidhjeve me gazsjellësit rajonale dhe për të mbështetur shtetin në gazifikimin e mëtejshëm të vendit. Qeveria shqiptare duhet të vendosë mbi alternativën e preferuar për ristrukturimin e kompanisë në bazë të propozimit MEI-së.

Ndarja e OSSH-G

3) Së pari duhet të përcaktohen, të ndahen dhe të liçensohen shoqërite përkatëse të gazit që do të veprojnë si OSSH-G. Përcaktimi i OSSH-G mund të jetë subjekt i identifikimit paraprak të atyre kompanive që shprehin interes për t'u bërë OSSH-G. Megjithatë, kjo nuk shihet si një prioritet i menjëhershme tani për tani sepse duhet që fillimisht të përmbushen kushte të tjera. Përcaktimi fillestar i OSSH-G nga QSH do të pasohet me liçencimin nga ERE për të mundësuar OSSH-G-në për t'u bërë aktive në planifikimin dhe zhvillimin e gazifikimit të vendit. Krijimi i OSSH-G do të kryhet nën mbikëqyrjen, kontrollin dhe monitorimin e ERE-s, por pa kryer procedurën e çertifikimit si në rastin e OST-G.

Çertifikimi i OST-G

4) Së pari të studiohet dhe analizohet ligji i ri i gazit i cili adopton dispozitat e Paketës së Tretë, dhe së dyti për të detyruar OST-G dhe ERE-n për të zbatuar dispozitat e ligjit sipas afateve të dhëna nga institucionet e KE-së. Në mënyrë që të arrijë zbatimin e shpejtë dhe pa probleme, ERE adoptoi rregulloren për çertifikimin, e cila do të duhet të ndiqet nga OST-G gjatë procesit të ndarjes dhe aplikimit për çertifikim.

Emërimi shtetëror i OST-G

5) Të parakushtëzohet aprovimi dhe emërtimi i OST-G nga QSH apo MEI me çertifikimin e saj rregullator. Ligji i ri i gazit ka adoptuar dispozitat e Paketës së Tretë, dhe e detyron qeverinë shqiptare dhe MEI-n për të ndjekur këtë procedurë dhe për të vepruar në mënyrë sekuenciale.

Çertifikimi OST-G në raport me vende të treta

6) Së pari të studiohet dhe analizohet çertifikimi rregullator të një OST-në raport me vendet e treta nga dispozitat e ligjit të ri për gazin, dhe së dyti të detyrohet OST-G, ERE dhe MEI për t'i zbatuar këto dispozita brenda afateve të dhëna nga institucionet e KE-së. Rregullorja për çertifikimin e OST-G-së duhet zhvilluar dhe miratuar nga ERE, ku do të përmblidhen edhe udhëzimet lidhur me çertifikimin nga vendet e treta.

Aspekte të tjera

7) Kuadri ligjor aktual për pasuritë e paluajtshme do të respektohet për planifikimin, zhvillimin dhe ndërtimin e çdo rrjeti të gazit. Për të realizuar një rrjet të gazit, kuadri ligjor nuk ka nevojë të ndryshohet - ka institucione të mjaftueshme ligjore në legjislacionin e Shqipërisë, që mund të marrin përsipër rolin ligjor për ndërtimin e infrastrukturës së gazit. Të gjitha procedurat janë të përcaktuara në ligjet aktuale. Të gjitha pengesat e procedurave ligjore janë të njohura dhe jo domosdoshmërisht të lidhura me zhvillimin e infrastrukturës së gazit.

Bazuar në prioritetet e përcaktuara, si dhe pengesat kryesore dhe rekomandimeve përkatese, propozohet qasja në faza në zbatimin e aktiviteteve. Në Tabelën e meposhtme listohen prioritetet dhe veprimet konkrete që duhet të ndërmerren në periudha të duhura kohore nga institucionet përkatëse (MEI dhe ERE) ose nga operatorët (OST-G dhe OSSH-G).

Qasja me faza

Tabela 1 Qasja sipas fazave në implementimin e aktiviteteve

Faza	Tipi	Periudha	No.	Pershkrimi i Aktivitetit	Alokimi i Pergjegjesive
A	LIGJET	< 6 muaj (afat shkurtër)	A.1	Pergatitja e Ligjit të ri të sektorit të gazit	MEI (ERE jep mendime, kjo është realizuar tashmë)
			A.2	Aprovimii Ligjit të ri mbi sektorin e gazit	Kuvendi (Paraqitet nga QSH, kjo është realizuar tashmë)
			A.3	Hyrja në fuqi e Ligjit të ri mbi sektorin e gazit	Publikimi në Gazetën Zyrtare (kjo është realizuar tashmë)
			A.4	Procedimi pergjatë dispozitave të përkohshme	QSH, MEI, ERE, Albpetrol (në proces)
			Guri Kilometrik 1: Ligji i ri i gazit hyn në fuqi dhe fillon zbatimi i tij.		
B	INSTITUCIONET	6 – 18 muaj (afat mesëm)	B.1	Themelimi i departmenteve për sektorin e gazit të MEI dhe ERE	MEI dhe ERE
			B.2	Plotësimi me kuadro i departmenteve për sektorin e gazit të MEI dhe ERE	MEI (kjo është realizuar tashmë) dhe ERE (nok është realizuar akoma)
			B.3	Hartimi dhe miratimi i akteve nënligjore (Pjesa Ligjore) sipas Ligjit të ri të sektorit të gazit	MEI (kjo është realizuar tashmë) dhe ERE (nok është realizuar akoma)
			B.4	Hartimi dhe miratimi i akteve nënligjore (Pjesa Rregullatore) sipas Ligjit të ri të sektorit të gazit	ERE (Përfshin Konsultimet Publike)
			Guri Kilometrik 2: Departamentet për gazin në MIE dhe ERE janë krijuar dhe plotesohen me personel. *Guri Kilometrik 3*: Legjislacioni sekondar dhe rregulloret hyjnë në fuqi.		
C	OPERAT	18 – 36	C.1	Përcaktimi i OST gazit (në pajtim me opsionin e zgjedhur e ri-strukturimin e Albpetrolit	QSH

Faza	Tipi	Periudha	No.	Pershkrimi i Aktivitetit	Alokimi i Pergjegjesive
		muaj (afat mesëm) C.1-C.6 (OST-G)		për shkak të kërkesave të ndarjes)	(MEI propozon opcionin e preferuar) (opsioni i preferuar - ose Albpetroli apo ndonjë kompani e re qe të ndërmarrë aktivitetin e OST-G)
			C.2	Themelimi i OST-G	OST-G
			C.3	Ndarja e OST-G	OST-G sipas instruksioneve të ERE
			C.4	Çertifikimi i OST-G	ERE mbas aplikimit për çertifikim nga OST-G (OST-G do të paraqesë një aplikim të arsyetuar në mënyrë të rregullt dhe të dokumentuar) Orari i detajuar është treguar në tabelën e meposhtme
			C.5	Liçensimi i OST-G	ERE mbasi është marrë vendimi final për çertifikimin
			C.6	Emërtimi i OST-G	QSH duke e publikuar në Gazetën Zyrtare të Shqipërisë dhe duke informuar SKE
			Guri Kilometrik 4: OST-G legalizohet dhe bëhet operacionale.		
		> 36 muaj (afat gjatë) C.7-C.10 (OSSH-G)	C.7	Përcaktohet OSSH-G	QSH (me propozim të MEI-t)
			C.8	Themelimi i OSSH-G	OSSH-G
			C.9	Ndarja e OSSH-G	OSSH-G sipas instruksioneve të ERE-s
			C.10	Liçensimi i OSSH-G	EREmbas marrjes se aplikimit nga OSSH-G
			Guri Kilometrik 5: OSSH-G legalizohet dhe bëhet operacionale.		

Faza	Tipi	Periudha	No.	Pershkrimi i Aktivitetit	Alokimi i Pergjegjesive
D	INFRASTRUKTUREAT	6 – 18 muaj (afat shkurtër) (TSO)	D.1	Planifikimi i rrjetit te transmisionit	OST-G bazuar ne aprovimin e planit te zhvillimit te rrjetit nga ERE
			Guri Kilometrik 6: Plani i OST-G për rrjetin miratohet.		
		(afat mesëm – afat gjatë) (OST-G)	D.2	Ndërtimi i rrjetit te transmetimit	OST-G sipas planit të zhvillimit te rrjetit
			Guri Kilometrik 7: Ndërtimi i rrjetit të transmetimit.		
		(mid-to-long-term) (TSO)	D.3	Operimi dhe mirembajtja e rrjetit te transmetimit	OST-G bazuar në aprovimin nga ERE të kodit të rrjetit të transmetimit dhe të sistemit të tarifave
			Guri Kilometrik 8: Sistemi i Transmetimit bëhet operacional.		
		(long-term) (DSO)	D.4	Planifikimi i rrjetit të shpërndarjes	OSSH-G bazuar mbi aprovimin e planit te zhvillimit të rrjetit të shpërndarjes nga ERE.
			Guri Kilometrik 9: Miratimi i planit për ndërtimin e rrjetit të shpërndarjes.		
			D.5	Ndërtimi i rrjetit të shpërndarjes	OSSH-G sipas planit të zhvillimit të shpërndarjes
			Guri Kilometrik 10: Ndërtohet rrjeti i shpërndarjes së gazit.		
			D.6	Operimi dhe mirëmbajtja e rrjetit të shpërndarjes.	OSSH-G bazuar në kodin e rrjetit dhe sistemin e tarifave për shpërndarjen e gazit të miratuara nga ERE
			Guri Kilometrik 11: Sistemi i shpërndarjes bëhet operacional.		

Pasqyra e procedurës së çertifikimit të OST-G jepet në tabelën më poshtë.

Tabela 2 Sekuenca kohore e procedurës zyrtare të çertifikimit të OST-G.

1Qershor 2016	Afati kohor përfundimtar për ERE për të marrë kërkesën nga aplikanti për OST-G.
4 muaj	Afati për ERE-n për të dhënë vendimin per hartimin e çertifikimit (duke filluar me aplikimin e plotë).
Pa vonese	Dërgimi i vendimit të çertifikimit nga ERE te SKE dhe te aplikuesi për OST-G
4 muaj	Afati për SKE për t'i dërguar një përgjigje (mendimin e tij) ERE-s. Kur të përgatisë opinin e tij SKE do t'i kërkojë Bordit Rishikues të KE dhënien e mendimit për vendimin e EREs
2 muaj	Afati për ERE-n për të dhënë vendimin final për çertifikimin (duke filluar nga marrja e opinionit të SKE-së) ose aprovimi i heshtur, duke marrë konsideratën më të lartë të këtij vendimi.
X	Publikimi i vendimit në Fletoren Zyrtare / faqen e internetit të KE-së → emërtimi i OST-G në të njëjtën kohë.

9 MODELET BAZË TË TREGUT TË GAZIT

9.1 Hyrje

Ky kapitull paraqet modelet bazike të tregut të gazit në mënyrë që të sigurojë udhëzime dhe të bëjë rekomandime mbi dispozitat e pergjithshme për rregullat e tregut të nevojshme në sektorin e gazit në Shqipëri. Pikat kryesore te mëposhtme reflektojne rregullat e kërkuara të tregut qe duhet të rregullojnë sektorin e gazit natyror shqiptar:

1) Organizimi i tregut të gazit natyror;
2) Operatori i tregut te gazit (OT);
    a. Kodi i tregut te gazit;
3) Operatori i sistemit të transmetimit të gazit (OST-G);
    a. Gas transmission grid code;
    b. Pagesat për aksesin në rrjet;
    c. Akses tek shërbimet e palëve të treta;
    d. Alokimi i kapaciteteve dhe menaxhimi i kapacitetit të kufizuar (kongjestionit);
    e. Kërkesat për transparence;
    f. Rregullat e balancimit;
    g. Tregtimi i të drejtave të kapacitetit;
4) Operatori i sistemit të shpërndarjes (OSSH-G);
    a. Kodi i rrjetit të shpërndarjes së gazit;
    b. Sisemi tarifor i shpërndarjes së gazit
5) Furnizuesit e gazit natyror;
6) Tregtuesit e gazit natyror;
7) Klientet e gazit natyror;
    a. Furnizimi i gazit për konsumatorët shtëpiake dhe ndërmarrjet e vogla; dhe

b. Rregullimi i çmimeve të gazit për konsumatorët shtëpiake dhe për ndërmarrjet e vogla.

Më poshtë janë përmendur detyrat e palëve si dhe përmbajtja e kodeve të përmendura dhe dokumente të tjera. Rekomandimet përkatëse jepen për secilën nga këto objekte të rëndësishme, në mënyrë që tregu i gazit të themelohet në bazë të detyrimeve që dalin nga Traktati kur gazi të hyjë në Shqipëri,.

9.2 Organizimi i tregut të gazit natyror

Operatori i tregut të gazit

Tregu i gazit natyror duhet të organizohet, operohet dhe zhvillohet në të gjithë territorin e Shqipërisë nga operatori i tregut të gazit. Në përgjithësi, detyrat dhe obligimet e operatorit të tregut të gazit mund të ndërrmerren ose nga OST-G ose nga një entitet i veçantë juridik (në pronësi të OST-G apo në pronesi të shtetit). Në mënyrë të veçantë, ligji i ri për gazin parashikon që operatori i tregut të gazit do të jetë një person juridik në pronësi të OST-G. Detyra e OST-G është që të sigurojë pavarësinë e saj funksionale nga operatori i tregut te gazit dhe të përfshijë masat përkatëse parandaluese ndaj diskriminimit në programin e saj të përputhshmërisë.

Operatoret e sistemit Transmetimit te shpërndarjes dhe operatorët e kombinuar

Një person juridik që mban liçencën për transmetimin e gazit (OST-G) nuk mund të mbajë njëkohësisht liçensen për prodhimin, furnizimin, dhe tregtimin e gazit (duke përfshirë furnizimin e klienteve fundorë). Një person juridik që kryen veprimtarine e shpërndarjes së gazit (OSSH-G) nuk mund të mbajë njëkohësisht liçencën për prodhimin e gazit, transmetimin, organizimin e tregut të gazit, dhe tregtimin e gazit. OST-G dhe OSSH-G do të jenë të detyruara të miratojnë dhe të dorëzojnë për miratim në ERE programet e tyre të përputhshmërisë, të cilat do të perpilojnë masat që synojnë parandalimin e sjelljeve diskriminuese dhe do të përcaktojnë përgjegjësitë përkatëse për punonjësit, në pajtim me dispozitat e ligjit të ri të gazit. Një person juridik mund të veprojë si operator i kombinuar i sistemeve të transmetimit të gazit dhe shpërndarjes (ose i magazinimit të gazit dhe i impianteve të GNL). Çdo operatori të tillë të kombinuar mund t'i lëshohet liçensa e transmetimit dhe e shpërndarjes (ose liçensa magazinimin dhe impiantet e GNL). Operatori i kombinuar mban të njëjtat të drejta dhe detyrime si ato që mbahen veçmas nga OST-G dhe OSSH-G, siç përcaktohet në ligjin e ri për gazin. Operatorit të kombinuar nuk mund t'i lëshohet një liçencë për prodhimin e gazit dhe për tregtinë apo furnizimin e gazit.

Operatorët e magazinimit dhe të impianteve të GNL

Operatorët e magazinimit dhe të impianteve të GNL-së do të ketë të drejtë të lidhin objektet e tyre të magazinimit të gazit ose impianteve të GNL me sistemin e transmetimit ose të shpërndarjes, në përputhje me ligjin e ri të gazit dhe metodologjitë përkatëse. Për më tepër, ata ka të drejtë të blejnë gaz për nevojat e funksionimit optimal të sistemeve të tyre, për konsum vetjak, për kompensimin e humbjeve operacionale në sistemin e tyre për shkak të punimeve në keto sisteme dhe për mirëmbajtjen e vëllimit bazë të gazit në sistemet e tyre. Për më tepër, ata kanë të drejtë të refuzojë aksesin në sistemin e magazinimit të gazit apo impiantet e GNL, në kushte të veçanta, si dhe të kufizojnë ose të ndalojnë përkohësisht magazinimin e gazit të kontraktuar. Operatori i magazinimit të gazit do të ruajë gazin në bazë të kontratave të lidhura.

Prodhuesi i gazit	Prodhuesi i gazit do të ketë të drejtë të lidhë rrjetin e tij të tubacioneve të gazit në rrjedhën e sipërme të sistemit të transmetimit ose të shpërndarjes, në përputhje me ligjin e ri të gazit dhe metodologjitë përkatëse. Për më tepër, ai do të ketë të drejtë të kontraktojë shitjen e gazit me furnizuesit me shumicë të gazit, furnizuesit me pakicë të gazi, furnizuesit e mundësisë së fundit, dhe tregtaret e gazit. Për më tepër, ai do të ketë të drejtën për të hyrë në sistemin e magazinimit të gazit në përputhje me ligjin e ri të gazit. Gjithashtu, prodhuesit e gazit do të kenë të drejtën për të kufizuar apo të ndaluar shpërndarjen e gazit, si dhe për të refuzojë aksesin në rrjetin e tubacioneve të gazit në rrjedhën e sipërme sipas kushteve të paracaktuara. Qeveria shqiptare mund të detyrojnë prodhuesin e gazit për të siguruar që sasia totale e gazit të prodhuar të ofrohet kryesisht për furnizuesit me shumicë të gazit dhe furnizuesit e mundësisë së fundit.
Furnizuesi me shumicë	Furnizuesi me shumicë i gazit do të caktohet nga QSH si ndërmarrja e gazit i cila është e detyruar për të siguruar furnizimin e rregullt dhe të sigurt të gazit për konsumatorët shtëpiake dhe për ndërmarrjet e vogla, duke përfshirë edhe importin e saj. Furnizuesit me shumicë i gazit do të kenë të drejtën të blejnë gaz nga prodhuesit e gazit, sipas kushteve të rregulluara, dhe për ta shitur atë për furnizuesit e gazit të mundësisë së fundit për nevojat e konsumatorëve shtëpiake dhe ndërmarrjeve të vogla, sipas kushteve të rregulluara. Furnizuesit me shumicë të gazit do të caktohen për një periudhë maksimale prej tre vjetësh. Furnizuesit e mundësisë së fundit do të jenë të detyruar për të blerë gaz për nevojat e klientëve shtëpiake dhe ndërmarrjeve të vogla nga furnizuesi me shumicë i gazit, i cili do ta blejë atë nga prodhuesi gazit ose nga importi.
Furnizuesit e mundësisë së fundit	Furnizuesit e mundësisë së fundit do të furnizojnë konsumatorët fundore që nuk kanë kontrata të nënshkruara me furnizues të tjerë të gazit apo ata konsumatorë furnizuesi i mëparshëm i të cileve ka ndërprerë zbatimin e detyrimeve që dilnin nga kontrata e furnizimit me gaz. ERE do të miratojë rregullat e blerjes gazit për furnizuesit e mundësisë së fundit, të cilat do të përcaktojnë me hollësi termat dhe kushtet, mënyrën dhe procedurën për blerjen e gazit, bazuar në parimet e transparencës dhe mosdiskriminimit. Për përmbushjen e kërkesës së konsumatorëve të tij, furnizuesi i mundësisë së fundit do të sigurojë kapacitetet e nevojshme nga OST-G ose OSSH-G, sipas çmimeve dhe tarifave të miratuara më parë dhe të publikuara nga ERE. Furnizuesi i mundësisë së fundit do të faturojë gazin dhe shërbimet në përputhje me sistemin e tarifave për shitjen e gazit për konsumatorët e mundësisë së fundit, bazuar në matjet e kryera nga operatorët përkatës të sistemit, në përputhje me Rregulloren për furnizimin me gaz të mundësisë së fundit dhe Kodit të rrjetit. Furnizuesi i mundësisë së fundit do të jenë i detyruar për të përpiluar balancat e kërkesës për klientët e tij fundorë dhe t'ia paraqesë ato OST-G dhe OSSH-G, në pajtim me Kodin përkatës te Rrjetit.
Furnizuesi i gazit	Furnizuesit e gazit do të kenë të drejtë për të shitur gaz për konsumatorët fundorë, tregtarët e gazit, furnizues të tjerë të gazit, duke përfshirë furnizuesit e mundësisë së fundit, të energjisë elektrike dhe / ose prodhuesit e energjisë për ngrohje, OST-G-së dhe OSSH-G-ve si dhe për klientët jashtë vendit. Për përballimin e kërkesave e gazit të për të cilat ai ka nënshkruar kontrata të furnizimit me gaz, furnizuesi i gazit do të ofrojë gazin e prodhuar brenda shtetit dhe / ose të blere jashtë shtetit. Për sasitë e gazit që ai ka marrë përsipër për klientët fundorë, furnizuesi i gazit do të sigurojë kapacitetin përkatës të transmetimit ose të shpërndarjes dhe shërbimet

e rregulluara në pajtim me tarifat e aplikueshme, Kodin e Rrjetit të Transmetimit dhe Kodin Rrjetit të Shpërndarjes. Furnizuesi me gaz, bazuar në matjet e kryera nga operatori i sistemit përkatës, do të faturojë konsumatorët fundorë me të cilët ai ka nënshkruar kontrata të furnizimit me gaz për gazin e furnizuar, me çmimin e pranuar dhe duke përfshirë transmetimin dhe / ose tarifat e përdorimit të sistemit të shpërndarjes.

Tregtari i gazit natyror

Tregtari i gazit do të blejë gaz brënda ose jashtë vendit, me qëllim për t'ja shitur atë tregtarëve të tjerë të gazit, furnizuesve të gazit, prodhuesve të energjisë elektrike dhe / ose prodhuesve të energjisë për ngrohje, OST-G-së dhe OSSH-G-së, si dhe për klientët jashtë vendit. Si përjashtim, tregtari i gazit në cilësinë e furnizuesit me gaz mund të shesë gaz për konsumatorët e fundit që i plotësojnë kërkesat për pjesëmarrje të pavarur në tregun e gazit, nëse është përcaktuar kështu në Kodin e Tregut. Të drejtat dhe detyrimet e ndërsjella ndërmjet tregtarit gazit dhe konsumatorit fundor, si dhe detyrimet ndaj OST-G dhe / ose OSSH-G do të përcaktohen me anë të një kontrate. Tregtari i gazit do të jetë i detyruar t'i paraqesë menjëherë informacionin OST-G-së për sasitë e gazit dhe oraret kohore përkatëse që kanë të bëjnë me të gjitha kontratat e shitje-blerjes se gazit në të cilat ai është angazhuar për t'i ofruar gaz klientëve të tij, si edhe në lidhje me kontratat transit nëpërmjet sistemit të transmetimit. Gjatë kryerjes së eksportit të gazit ose tranzitit, tregtari i gazit do të jetë i detyruar për të siguruar transmetimin e mjaftueshëm, duke përfshirë edhe transmetimin ndërkufitar, kapacitetet e shpërndarjes dhe shërbimeve të tjera të lidhura me to, në përputhje me tarifat e aplikueshme dhe Kodit të Rrjetit të Transmetimit.

Konsumatorët fundorë të gazit natyror

Konsumatorët fundorë të gazit do të kenë të drejtë të blejnë gaz nga furnizuesit e gazit, sipas termave dhe kushteve të përcaktuara në Rregulloren Furnizimit. Si një përjashtim, konsumatorët fundorë të gazit që plotësojnë kushtet për pjesëmarrje të pavarur në tregun e gazit (nëse është përcaktuar kështu në bazë të Kodit të Tregut, si dhe të energjisë elektrike dhe / ose prodhimit te energjisë për ngrohje) mund të blejnë gaz nga tregtarët e gazit ose edhe nga jashtë shtetit. Konsumatorët fundorë të gazit mund të blejnë gaz nga një furnizues i cili është i regjistruar në një shtet tjetër, që është aderues i çdo traktati të njohur ndërkombëtar që është ratifikuar nga Shqipëria, me kusht që një furnizues i tillë i gazit ndjek rregullat e duhura të tregtimit dhe të balancimit. Në këtë drejtim, Qeveria Shqiptare do të marrë të gjitha masat e nevojshme për të siguruar që procedurat përkatëse administrative, të cilat janë në fuqi, nuk do të diskriminojnë një furnizues të tillë.

9.3 Operatori i tregut të gazit

Operatori i tregut të gazit do të organizojë, operojë dhe zhvillojë tregun e gazit natyror, në përputhje me rregullat që përcaktojnë organizimin e tregut të gazit natyror, dmth Kodin e Tregut. Operatori i tregut të gazit do të adoptojë Kodin e Tregut mbas miratimit të ERE-s. Kodi do të bazohet në parimet e publicitetit, transparencës, mosdiskriminimit dhe konkurrencës.

Operatori i tregut të gazit do të jetë i detyruar të ofrojë shërbime që bien nën kompetencat e tij, në bazë të ligjit të ri, Kodit të Tregut dhe termat dhe kushtet e përcaktuara në liçencën e tij. Kompetenca kryesore e tij do të jetë organizimi i ditës

në vazhdim dhe tregjeve të gazit brenda ditës për tregti fizike të gazit natyror në tërë territorin e Shqipërisë, si dhe për lidhjen me tregjet e tjera të gazit natyror. Operatori i tregut të gazit do të përgatisë dhe t'i dorëzojë menjëherë OST-G-së informatat e kërkuara për zhvillimin e grafikut të dërgesave në pajtim me Kodin e Tregut.

Operatori i tregut të gazit do të llogarisë gazin natyror të konsumuar, të transmetuar ose të shkëmbyer ndërmjet pjesëmarrësve të tregut të gazit, si dhe zhbalancimet që kanë ndodhur në lidhje me transaksionet e parashikuara dhe ato të realizuara dhe do t'ja paraqesë këto llogaritje OST-G-së.

Operatori i tregut të gazit do të llogarisë tarifën e tregut të gazit, bazuar në transaksionet e paralajmëruara dhe duke aplikuar tarifën e publikuar, e cila eshte miratuar më parë nga ERE. Tarifa e tregut të gazit do të paguhet nga furnizuesit ose tregtarët, në emër të konsumatorëve fundorë në Shqipëri, me të cilët ata kanë nënshkruar kontratat furnizimi apo blerjeje të gazit natyror.

9.3.1 Kodi i tregut të gazit

Kodi i Tregut të gazit shërben për organizimin e shërbimeve që lidhen me tregun e gazit. Operatori i tregut të gazit do të jetë i detyruar të publikojë Kodin e Tregut në Gazetën Zyrtare të Shqipërisë dhe në faqen e saj te internetit, pas aprovimit paraprak nga ERE-s, dhe më pas ta adoptojë atë. Kodi i Tregut do të përcaktojë në mënyrë të veçantë:

- Organizimin e tregut te gazit;
- Termat dhe kushtet që duhet të plotësohen nga pjesëmarrësit e tregut të gazit;
- Mënyrat dhe afatet dhe kushtet për grupimin e konsumatorëve dhe shitesve të gazit në grupe balancuese për qëllim të reduktimin e kostove balancimin;
- Krijimin, dhe organizimin e shërbimeve ndihmëse tregtare mbi gazin, duke përfshirë tregtimin ndërkufitar;
- Metodologjinë për përcaktimin e tarifës së balancimit dhe mënyrën e grumbullimit te pagesës, si dhe garancitë financiare për detyrimet e pjesëmarrësve të tregut të gazit që kanë të bëjnë me zgjidhjen e balancimit të shërbimeve;
- Procedurën për llogaritjen e devijimeve ndërmjet transaksioneve të miratuara dhe të realizuara, bazuar në të dhënat nga matjet e OST-G dhe OSSH-G;
- Termat dhe kushtet, mënyrat dhe procedurat e blerjeve te gazit dhe shërbimeve ndihmëse nga ndërmarrjet që kryejnë veprimtari të gazit, me qëllim kryerjen e blerjeve në mënyrë transparente dhe jo-diskriminuese,

dhe sigurimin e aksesit të njëjtë për të gjithë ofertuesit e interesuar vendas dhe të huaj; dhe

- Procedurat dhe mënyrat e mbledhjes së të dhënave dhe e dorëzimit të tyre te ERE në lidhje me statusin dhe ngjarjet në tregun e gazit.

9.4 Operatori i Sistemit të Transmetimit të gazit

OST-G do të jetë një ndërmarrje publike ose një kompani e organizuar në përputhje me rregullat e Paketës së Tretë, që do të operojë, mirëmbajë, përmirësoje dhe zgjeroje rrjetin e saj të transmetimit të gazit, dhe do ta lidhe atë me rrjetet e transmetimit të shteteve të tjera. OST-G duhet të jenë në pronësi të shtetit ose të paktën pjesërisht në pronësi të shtetit. OST-G do të ketë obligimet e pëposhtëme:

- Të sigurojë transmetimin gazit në mënyrë të sigurt, me cilesi shërbimi dhe me kosto efektive transmetimit përmes sistemit të tij të transmetimit, në një mënyrë jo-diskriminuese dhe transparente dhe sipas cilësisë së paracaktuar;

- Të sigurojë funksionimin cilësor dhe të sigurt të sistemit të transmetimit të gazit, për të nxitur rregullimet operative, dhe për të siguruar menaxhimin optimal të rrjetit në pajtim me rregullat në fuqi dhe kodet teknike, dhe në përputhje me angazhimet e ratifikuara nga Shqipëria nën traktatet ndërkombëtare;

- T'i sigurojë akses konsumatorëve fundorë dhe OSSH-G të bazuar në parimet e objektivitetit, transparencës dhe mosdiskriminimit dhe sipas dispozitave të ligjit të ri të gazit dhe të Kodit të Rrjetit të Transmetimit;

- T'u sigurojë përdoruesve të sistemit të gazit informacionet që iu nevojiten atyre për akses efikas në rrjet, duke përfshirë përdorimin e sistemit të transmetimit të gazit në përputhje me dispozitat e ligjit të ri të gazit dhe të Kodit të Rrjetit të Transmetimit;

- Të publikojë në faqen e tij të internetit listën e të gjitha tarifave për secilën kategori të konsumatorëve, të cilat janë miratuar më parë nga ERE;

- Të sigurojë mjetet e duhura për të përmbushur detyrat e tij si operator publik;

- Të planifikojnë zhvillimin e sistemit të transmetimit të gazit në një mënyrë efektive me qëllim të operimit efikas dhe me cilësi shërbimi të sistemit të transmisionit, dhe u kujdesur per zbatimin e te gjitha rregullave mjedisore dhe në perputhje me rregullat teknike, për të përmbushur kërkesat e arsyeshme të transmetimit të gazit ne terma afatgjate;

- Të planifikojnë ndërtimin e kapaciteteve të reja të interkonjeksionit me sistemet e tjera të transmetimit jashtë vendit, duke treguar kujdesin e duhur për përdorimin efikas të kapaciteteve ekzistuese të

interkonjeksionit dhe balancimin e kostove të investimeve, si dhe rritjen e përfitimeve për konsumatorët fundorë;

- Të hartoje planin e tij të zhvillimit Sistemit të Transmisionit sipas Kodit te Rrjetit të Transmetimit dhe ta dërgojë atë për miratim te ERE, si dhe ta publikojë atë në faqen e tij të internetit;

- Të sigurojë transmetimin e gazit ndërkufitar përmes rrjetit të tij të transmetimit brenda kapacitetit të transmetimit në dispozicion;

- Të zhvillojë, të përmirësoje dhe të mirëmbajë sistemin e tij të transmetimit të gazit për qëllim operimin e sigurt dhe efikas të sistemit në përputhje me rregulloret teknike;

- Të miratojë planin e mirëmbajtjes sistemin e transmetimit të gazit në pajtim me Kodin e Rrjetit të Transmisionit dhe ta dërgojë atë në ERE për miratim, si dhe të publikojë planin e mirëmbajtjes në faqen e tij të internetit;
- Të aprovojë aplikimet e përdoruesve të sistemit të transmetimit të gazit për lidhjen e tyre me sistemin e tij të transmetimit;

- Të lejojë aksesin e palëve të treta në sistemin e transmetimit të gazit, në pajtim me ligjin e ri për gazin dhe Kodin e Rrjetit të Transmetimit, dhe duke u bazuar në parimet e objektivitetit, transparencës dhe mosdiskriminimit;

- Të mos lejojë diskriminimin mes perdoruesve të sistemit të transmetimit të gazit apo klasave të përdoruesve të sistemit;

- Të vërë në dispozicion kapacitetet e lira të transmetimit dhe të menaxhojë ngarkesat gjate pikut në pajtim me Kodin e Rrjetit të Transmetimit dhe Kodin e Tregut;

- Të harmonizojë operacionet në sistemin e saj transmetimit të gazit me ato të sistemeve me të cilët është i lidhur në mënyrë direkte, si dhe të bashkëpunojë dhe të shkëmbejë të dhëna me operatorët e sistemeve të tjera të transmetimit të gazit, në përputhje me angazhimet e marra nga Shqipëria në bazë të traktateve ndërkombëtare apo angazhimet e tij që rrjedhin nga anëtarësia në shoqatat ndërkombëtare;
- Të promovoje zhvillimin e shkëmbimeve të gazit, alokimin e koordinuar të kapaciteteve ndërkufitare nëpërmjet zgjidhjeve jo-diskriminuese të bazuara në treg, duke i kushtuar vëmendjen e duhur alokimeve afatshkurtra, dhe integrimin e mekanizmave balancues dhe kapaciteteve rezervë;

- Të publikojë të dhënat dhe t'u japë informacion të menjëhershëm OST-ve të tjera për kapacitetet transmetuese në dispozicion në interkonjektorët me sistemet fqinje ose në gazsjellësit internacionalë, me qëllim dhënien e

aksesit efikas, jo-diskriminues, objektiv dhe transparent ne sistemin përkatës të transmetimit dhe ne sistemin e interkoneksionit të gazit;

- Të blejë gaz natyror për të mbuluar humbjet në sistemin e tij të transmetimit dhe sistemet ndihmëse të shërbimeve, sipas termave dhe kushteve të tregut dhe në mënyrë transparente dhe jodiskriminuese, sipas rregullave të miratuara paraprakisht nga ERE;

- Të sigurojë komunikimin e përditshëm të importeve dhe eksporteve të planifikuara dhe të flukseve që kalojnë tranzitit nëpër sistemin e tij të transmetimit të gazit, bazuar në kerkesat e pjesëmarrësve të tregut të gazit, dhe për të përditësuar këtë informacion në intervale të rregullta kohore, në pajtim me Kodin e Rrjetit të Transmetimit;

- Të balancojë deviacionet midis konsumit të planifikuar dhe atij aktual të gazit në kohë reale, në pajtim me Kodin e Tregut;

- Të sigurojë zbatimin transparent dhe jodiskriminues të procedurave të balancimit për transaksionet planifikuara dhe të realizuara gazit, dhe faturimin e shërbimeve dhe mbledhjen e tarifave;

- Të ruajë të dhënat dhe oraret e transaksioneve per të llogaritur devijimet midis transaksioneve të paralajmëruara dhe atyre të realizuara dhe të faturoje përdoruesit për devijacionet midis transaksioneve;

- Të bëjë ndryshimet e kërkuara në dergesat e gazit në rastet kur rrezikohet siguria e furnizimit me gaz, për shkak të ndërprerjeve dhe devijimeve të mëdha në konsumin e gazit;

- Të sigurojë konfidencialitetin e të dhënave komerciale të perdoruesve të sistemit te transmetimit;

- T'u japë informacion OST-G-ve dhe OSSH-G-ve me të cilat është i lidhur, për të siguruar funksionimin cilësor dhe efikas të sistemeve dhe interkonjektorëve;

- Të përgatisë raporte mbi volumet financiare të shërbimeve të planifikuara dhe atyre aktuale dhe t'ja paraqesë ato ERE-s, sipas termave dhe kushteve të përcaktuara në liçencë dhe brenda afateve të duhura;
- Të mbajë rekorde për sistemin e transmetimit në përgjithësi, dhe t'i mbajë këto rekorde për të paktën dhjetë vjet; dhe

- Të ruajë rekordet për funksionimin e sistemit të transmetimit dhe t'i raportojë ERE-s apo çdo autoriteti tjetër shtetëror kompetent, sipas kërkesave te tyre.

9.4.1 Kodi i rrjetit të transmetimit

OST-G do të jetë i detyruar të hartoje Kodin e Rrjetit të Transmetimit dhe pas miratimit paraprak nga ERE-s, ta publikoje atë në Gazetën Zyrtare dhe në faqen e

tij të internetit. Kodin e Rrjetit të Transmetimit do të përcaktojë në mënyrë të veçantë:

- Kushtet teknike dhe teknologjike për objektet, pajisjet dhe impiantet që lidhen me rrjetin e transmetimit të gazit;
- Kushtet, afatet dhe mënyrat dhe metodologjitë e përcaktimit të faturës së lidhjes me rrjetin e transmetimit, bazuar në parimet e transparencës dhe mosdiskriminimit;
- Proceduren për aprovimin e aplikimeve për lidhjen e përdoruesve me rrjetin e transmetimit, si dhe detyrimet e OST-G;
- Mënyra e përdorimit të sistemit të gazit në objektet e gjenerimit të energjisë elektrike dhe të energjisë, që kanë një liçencë operimi të përkohshme;
- Afatet dhe kushtet për aksesin e palëve të treta në sistemin e transmetimit të gazit, bazuar në parimet e transparencës dhe jo-diskriminimit dhe në përputhje me mekanizmat e tregut dhe me sistemet e aksesit në rrjetin e rajonal;
- Kushtet teknike dhe kushtet dhe e tjera për funksionimin e sigurt dhe cilesor të sistemit të transmetimit të gazit;
- Mirëmbajtja, zhvillimi, dhe planifikimi i sistemit të transmetimit të gazit;
- Përmbajtja e planeve të zhvillimit dhe mirëmbajtjes të sistemit të transmetimit të gazit, si dhe mënyra dhe procedura sipas së cilës perdoruesit e sistemit të gazit duhet të dorëzojnë të dhënat e kërkuara për përgatitjen e këtyre planeve;
- Mënyra dhe procedura e parashikimit të kërkesës gazit, si dhe detyrimet e përdoruesve të sistemit të transmetimit të gazit (furnizuesit e gazit dhe konsumatorët fundorë që janë të lidhur direkt me sistemin e transmetimit të gazit) në lidhje me dorëzimin e të dhënave të nevojshme për përgatitjen e parashikimeve të kërkesës për gaz;
- Masat, aktivitetet dhe procedurat në rastet e ndërprerjeve të furnizimit dhe emergjencave;
- Kërkesat funksionale dhe klasa e saktësisë së pajisjeve matëse, si dhe metoda e matjes gazit;
- Kriteret për ofrimin e shërbimeve ndihmëse;
- Mënyra dhe procedura e shpalljes dhe alokimit të kapacitetit të transmetimit në dispozicion dhe të adresimit të ngarkesave të pikut në sistemin e transmetimit të gazit;

- Mënyra dhe procedura e aksesit në instalimet dhe në stacionet matëse-rregulluese të cilat janë pjesë përbërëse e sistemit të transmetimit dhe që janë në pronësi të konsumatorëve apo përdoruesve fundorë;
- Cilësinë e shërbimeve të ofruara nga OST-G për përdoruesit e gazit;
- Funksionimin e sistemeve operative (SCADA dhe sistemet e ngjashme);
- Mënyrën e publikimit të informacionit në të cilën është e detyruar të perdorë në bazë të ligjit të ri për gazin.
- Mënyra dhe procedura për sigurimin e informacionit nga përdoruesit e sistemit të gazit natyror; dhe
- Mënyra e bashkëpunimit ndërmjet OST-G-ve.

9.4.2 Pagesat për aksesin në rrjet

Pagesat e aplikuara nga OST-G për aksesin në rrjetin e transmetimit do të jenë:

- transparente;
- jo-diskriminuese;
- të tilla që të marrin parasysh nevojën për integritetin e sistemit përkatës të transmetimit të gazit dhe përmirësimin e tij; dhe
- reflektuese te kostove aktuale të bëra[28], për aq kohe sa këto shpenzime korrespondojnë me ato të një OST-je tjeter efikase të krahasueshme dhe të jenë transparente, ndërkohë që kanë faktorizuar brenda tyre një norme të arsyeshme fitimi.

Faturat e aplikuara nga OST-G për akses në rrjetin e transmisionit të gazit do të marrin parasysh tarifat krahasuese të sugjeruara nga ERE.

ERE mund të vendosë që pagesat për akses në rrjetin e transmetimit të gazit mund të përcaktohet edhe përmes marrëveshjeve të bazuara në treg, të tilla si ankandet, me kusht që marrëveshje të tilla dhe të ardhurat që rrjedhin nga to janë miratuar nga ERE-ja.

OST-G do të aplikojë pagesat për akses në rrjetin e transmisionit të gazit, te cilat do të:

- mundësojnë tregtinë efiçente dhe konkurrencën;

[28] Shpenzimet e mbuluara nga subvencionet ose grantet e ofruara nga Qeveria Shqiptare ose agjencitë donatore nuk do të reflektohen në kostot e operimit të biznesit (të mos paguhen nga konsumatorët fundorë të gazit)

- shmangin ndër-subvencionimet midis klasave të ndryshme të përdoruesve të sistemit të gazit;

- sigurojë stimuj për investime dhe për mbajtjen ose krijimin e ndërveprueshmërisë për rrjetin e transmetimit të gazit

Faturat e aplikuara nga OST-G për përdoruesit e sistemit të gazit do të jetë jo-diskriminuese dhe të përcaktuara veç e veç për çdo pikë hyrëse ose pikë dalje jashtë sistemit të transmetimit të gazit. Mekanizmat e duhura të alokimit të kostos dhe metodologjia e përcaktimit të pagesave në lidhje me pikat e hyrjes dhe me pikat e daljes do të miratohen nga ERE. Tarifat e rrjetit nuk do të llogariten në bazë të gjatësisë së rrugës së përshkuar.

OST-G do të aplikojë fatura për akses në rrjetin e transmisionit të gazit, të cilat as nuk do të kufizojnë likuiditetin e tregut as nuk do te shtrembërojnë tregtinë ndërkufitare midis sistemeve të ndryshme të transmetimit. Atje ku ndryshimet në strukturat tarifore apo mekanizmat balancuese do ta pengonin tregtinë nderkufitare OST-G, në bashkëpunim të ngushtë me ERE-n, ndjekin në mënyrë aktive konvergimin e strukturave tarifore dhe të parimeve të faturimit, duke përfshirë edhe ato të lidhura me balancimin.

Faturat për akses në rrjetin e transmetimit të gazit do të paguhen nga të gjithë konsumatorët fundore, të cilët janë furnizuar me gaz nëpërmjet rrjetit të transmisionit përkatës. OST-G do të faturojë pagesat për përdorimin e rrjetit në perputhje me tarifat e miratuara më parë dhe të publikuara nga ERE, për perdoruesit e mëposhtëm:

- Konsumatorët fundorë që veprojnë në mënyrë të pavarur në tregun e gazit dhe janë të lidhur direkt me sistemin e transmisionit, dhe

- Furnizuesit për konsumatorët fundore të cilat nuk i plotësojnë kushtet për pjesëmarrje të pavarur në tregun e gazit dhe të cilët janë të lidhura me sistemin përkatës të transmetimit ose të shpërndarjes.

Fatura për akses në rrjetin e transmetimit të gazit do të përbëhet nga dy pjesë; pjesa për gazin dhe pjesa për operimin e sistemit të transmetimit, ku:

- Pjesa e lidhur me transmetimin e gazit do të llogaritet në bazë të të ardhurave maksimale të lejuara të OST gazit;

- Pjesa e lidhur me operimin e sistemit të transmetimit të gazit do të llogaritet në bazë të të ardhurave të rregulluara të OST-G, por duke përfshirë edhe shpenzimet për mirëmbajtjen e aseteve të cilat nuk janë në pronësi të kompanisë.

ERE, me anë të rregulloreve përkatëse dhe metodologjive të përcaktuara në ligjin e ri të gazit, do të përcaktojë metodën përmes së cilës OST-G do të shpërndajë të ardhurat e gjeneruara në bazë të faturave për akses të cilat janë grumbulluar në rrjetin e transmisionit të gazit. ERE mund të ngarkojë OST-G dhe furnizuesit e gazit

të paraqesin faturat e tyre të ndara në fatura për gazin e konsumuar dhe fatura për shërbime operacionale.

OST-G do të faturojë pjesëmarrësit e tregut të gazit për devijimet kanë ndodhur nga transaksionet e paralajmëruara, sipas çmimeve të llogaritura në bazë të metodologjisë së çmimeve të përcaktuara për shërbimet balancuese, e cila është e përfshirë në Kodin e Tregut.

9.4.3 Aksesi nga palët e treta

OST-G-ja do tetë obligimet e mëposhtëme në lidhje me palët e treta:

- Të sigurojë akses në rrjet për të gjithë përdoruesit e sistemit të gazit mbi baza jo-diskriminuese;
- Të sigurojë shërbime të vazhdueshme dhe të pandërprera për palët e treta dhe të sigurojë se çmimi pasqyron probabilitetin e ndërprerjes;
- Të ofroje shërbime afatgjata dhe afat-shkurtra për përdoruesit e sistemit të gazit.

Kur OST-G ofron të njëjtin shërbim për konsumatorë të ndryshëm, termat dhe kushtet kontraktore duhet të jenë ekuivalente duke përdorur ose kontrata të harmonizuara ose një kod të përbashkët të rrjetit të miratuar nga ERE.

Çdo kontratë e transportit të gazit me data jo-standarde të fillimit ose me një kohëzgjatje më të shkurtër se një kontrate vjetore standarde e transportit të gazit nuk do të rezultojë në tarifa arbitrare më të larta apo më të ulta që nuk pasqyrojnë vlerën e tregut të shërbimit të ofruar.

Aty ku është e përshtatshme, OST-G mund t'i ofrojë shërbime aksesi palëve të treta në varësi të garancive të duhura në lidhje me aftësinë kreditore të përdoruesve të sistemit të gazit. Garanci të tilla nuk duhet të përbëjnë pengesa të panevojshme të hyrjes në treg dhe do të jenë jo-diskriminuese, transparente dhe proporcionale.

9.4.4 Alokimi i kapacitetve dhe menaxhimi i kapaciteteve të kufizuara (kongjestionit)

OST-G-ja, pasi të ketë marrë parasysh integritetin e sistemit të transmetimit të gazit ajo vepron dhe funksionimin efikas të rrjetit, do të vërë në dispozicion të pjesëmarrësve të tregut të gazit kapacitetin maksimal të ndërlidhjeve të gazit dhe / ose rrjetit te transmetimit të gazit. Operatori do të zbatojë dhe do të publikojë mekanizma jo-diskriminuese dhe transparente për alokimit e kapaciteteve. Këto mekanizma duhet të sigurojnë masat e mëposhtëme:

- Të japin sinjalet e duhura ekonomike për përdorimin efikas dhe maksimal të kapacitetit teknik, për të lehtësuar investimet në infrastrukturën e re të gazit dhe për të lehtësuar shkëmbimet ndërkufitare;

- Të jenë në përputhje me mekanizmat e tregut të gazit, duke përfshirë tregjet vendore dhe superqendrat tregtare, ndërkohë që janë fleksibile dhe të afta për t'ju përshtatur rrethanave të tregut;

- Të jetë në përputhje me sistemin e aksesit në rrjetin e gazit te Shqipërisë.

OST-G do të zbatojë dhe do të publikojë procedurat jo-diskriminuese dhe transparente të menaxhimit të kapaciteteve të kufizuara, të cilat do të lehtësojnë shkëmbimet ndërkufitare të gazit mbi baza jodiskriminuese dhe të cilat do të bazohen në parimet e mëposhtme:

- Në rast të kufizimit kontraktual në sistemin e transmetimit të gazit, OST-G do të ofrojë kapacitetet e papërdorura në tregun primar të paktën një ditë përpara dhe mbi bazën e ndërprerjes; dhe

- Përdoruesit e sistemit të transmetimit të gazit, të cilët dëshirojnë të ri-shesin ose të lëshojnë me qera kapacitetet e tyre të papërdorura në tregun sekondar, do të kenë të drejtë ta bëjë këtë, me kusht që ta njoftojnë paraprakisht OST-në.

Në rast se ekzistojnë kapacitete të kufizuara në sistemin e transmetimit të gazit, OST-G do të aplikojë mekanizma jo-diskriminuese dhe transparente të alokimit të kapaciteteve.

OST-G do të vlerësojë rregullisht kërkesat e tregut për investimet e reja. Kur planifikon investime të reja, OST-G duhet të vlerësojë kërkesat e tregut dhe të marrë parasysh sigurinë e furnizimit me gaz natyror.

9.4.5 Kërkesat për transparencë

OST-G do të jetë i detyruar që të publikojë vazhdimisht dhe në mënyrë të përditësuar në faqen e internetit të kompanisë, informacion të detajuar në lidhje me shërbimet që ofron dhe kushtet përkatëse, së bashku me informacionin teknik të nevojshëm për përdoruesit e sistemit të gazit për të fituar akses efektiv në rrjet. Për të siguruar tarifa objektive, transparente, dhe jo-diskriminuese dhe per te lehtësuar shfrytëzimin efikas të rrjetit të transmetimit të gazit, OST-G do të publikojë informacione të detajuara mbi metodologjinë dhe strukturën e llogaritjes se tarifave.

Për shërbimet që ofron, OST-G do të jetë e detyruar të publikoje vazhdimisht dhe në mënyrë të përditësuar në faqen e internetit të kompanisë informacion mbi kapacitetet teknike, të kontraktuara dhe të disponueshme në një bazë numerike për të gjitha pikat e rrjetit, duke përfshirë ato hyrëse dhe ato dalëse në mënyrë të standardizuar dhe të kuptueshme. ERE, pas konsultimit me përdoruesit e sistemit të gazit, do të miratojë pikat relevante mbi të cilat një informacion i tillë duhet të bëhet publik nga OST-G. OST-G do të paraqese informacionin e kërkuar nga ligji i ri i gazit në një mënyrë kuptimplotë, të matshme, të qartë dhe lehtësisht të aksesueshme dhe mbi baza jo-diskriminuese.

OST-G do të bëjë publike përpara dhe pas eventit (ex-ante dhe ex-post facto) informacionet mbi kërkesat dhe ofertat, parashikimet dhe flukset e realizuara brenda dhe jashtë sistemit të transmetimit të gazit. ERE do të sigurojë që informata të tilla bëhen publike në kohën më të shpejtë të mundur. Niveli i detajeve të informacionit duhet të reflektojë informacionin që OST-G ka në dispozicion. OST-G duhet të bëjë publike masat e marra, si dhe shpenzimet e bëra për të balancuar sistemin e transmetimit të gazit.

Operatori i tregut të gazit, OST-G dhe OSSH-G do të ruajnë të dhënat e transaksioneve fizike të gazit, bazuar në informacionin mbi transaksionet e blerjes / shitjes dhe tranzitit të gazit të dorëzuara nga përdoruesit e sistemit të gazit, duke përfshirë kohëzgjatjen, rregullat e ofrimit dhe të shlyerjes, sasitë, datat dhe kohët e ekzekutimit dhe çmimet e transaksionit dhe mënyrat e identifikimit të klientit në fjalë, si dhe detajet e specifikuara të të gjitha kontratave të pazgjidhura të furnizimit me gaz dhe derivateve të gazit. ERE mund të vendosë të vërë në dispozicion të pjesëmarrësve të tregut të gazit elemente të këtyre informatave, me kusht që informacioet sensitive të biznesit për aktore individualë të tregut ose transaksionet individuale nuk bëhen publike. Operatori i tregut të gazit do të jetë i detyruar të siguroje fshehtësinë e të dhënave të biznesit dhe të biznesit që i janë dorëzuar nga pjesëmarrësit e tregut të gazit si pjesë e detyrimit të tyre për t'i ofruar këto të dhëna.
Furnizuesi me gaz, tregtuesi i gazit, dhe furnizuesi me gaz i mundësisë së fundit duhet të ruajnë dhe t'i vërë në dispozicion ERE-s të gjitha të dhënat që lidhen me transaksionet e tyre kontraktuale për blerjen dhe shitjen e gazit dhe derivateve të gazit me konsumatorët me shumicë, si dhe me OST-G, OSSH-G ose operatorin e tregut, për të paktën pesë vjet. ERE është institucioni përgjegjës për mbrojtjen e konkurrencës së bashku me institucionet e tjera kompetente në zbatim të angazhimeve të marra nga Shqipëria në traktatet ndërkombëtare të ratifikuara. Këto të dhëna do të përfshijnë detaje mbi karakteristikat e transaksioneve të tilla si kohëzgjatja, rregullavat e ofrimit dhe zgjidhjes, sasia, datat dhe kohët e ekzekutimit dhe çmimeve të transaksionit dhe mjetet e identifikimit të klientit në fjalë, si dhe detajet e specifikuara për të gjitha kontratat e pazgjidhura të furnizimit me gaz dhe derivateve te gazit.

9.4.6 Rregullat e balancimit

OST-G do të zbatojë rregullat e balancimit, e cila do të jenë:

- të dizenjuara në mënyrë të drejtë, jo-diskriminuese dhe transparente;
- të bazuara në kritere objektive;
- pasqyruese të nevojave reale të sistemit të gazit, pas marrjes parasysh të burimeve që OST-G ka në dispozicion; dhe
- të bazuara në rregullat e tregut.

Për t'i mundësuar përdoruesve të sistemit të gazit të ndërmarrin veprime korrigjuese në kohë, OST-G do të sigurojë informacion të mjaftueshëm, në kohën e

duhur dhe të besueshëm, për statusin e balancimit të përdoruesve të sistemit të gazit. Informacioni i dhëne duhet të ofrohet falas dhe të pasqyrojë nivelin e informacionit në dispozicion të OST-G në periudhën e shlyerjes për të cilën janë llogaritur tarifat e balancimit. OST-G do të aplikojë tarifat e balancimit te cilat duhet:

- Të reflektojne sa më shume kostot, ndërsa incentivojnë përdoruesit e sistemit të gazit për të balancuar injektimin e gazit në rrjet dhe tërheqjen e gazit nga rrjeti;
- Të shmangin ndërsubvencionimet midis grupeve të përdoruesve; dhe
- Të lejojnë hyrjen e aktoreve të rinj të tregut të gazit.

OST-G do të bëjë publike metodologjinë e llogaritjes për tarifat e balancimit, si dhe tarifat përfundimtare.

OST-G do të përpiqet të harmonizojnë regjimin e balancimit të Shqipërisë me regjimet përkatëse të shteteve fqinje dhe për të përmirësuar strukturat përkatëse të balancimit dhe nivelet e pagesave balancuese me qëllim që të lehtësoje tregtinë e gazit.

9.4.7 Shkëmbimi i të drejtave të kapaciteteve

OST-G do të ndërmarrë hapa të arsyeshme për të lejuar që kapacitetet e gazit të jenë lirisht të tregtueshme për të lehtësuar shkëmbimin e kapaciteteve në mënyrë transparente dhe jo-diskriminuese.

OST-G do të zhvillojë kontrata të harmonizuara të transportit të gazit dhe procedura në tregun primar për të lehtësuar tregtimin dytësor të kapaciteteve të gazit dhe do të njohë transferimin e të drejtave primare të kapaciteteve kur njoftohet për këtë fakt nga përdoruesit e sistemit të gazit.

OST-G do të njoftojë ERE-n për kontratat e harmonizuara të transportit të gazit dhe procedurat në tregun primar te gazit.

9.5 Operatori i sistemit të shpërndarjes

OSSH-G do te jete pergjegjese për operimin, mirëmbajtjen dhe, zgjerimin e sistemit të shpërndarjes (nese konsiderohet kosto efektive) ne zonën e saj te shërbimit në territorin e Shqipërisë, ku ajo kryen veprimtarinë përkatëse. OSSH-G do të jetë përgjegjëse për të siguruar lidhjen e saj me sistemin e transmetimit të gazit.

OSSH-G është e detyruar për sa më poshtë:

- Të sigurojë funksionimin e sigurt, cilësor, dhe me kosto efektive të sistemit të shpërndarjes, në pajtim me dispozitat në fuqi që përcaktohen në rregullat teknike;

- Të kryejë operimin e rrjetit në mënyrë transparente dhe jo-diskriminuese;
- Të bëjë lidhjen e konsumatorëve fundorë me rrjetin e shpërndarjes, si dhe të lejojë aksesin e palëve të treta për shfrytëzimin e sistemit të shpërndarjes në fjalë, sipas ligjit të ri të gazit dhe Kodit të Rrjetit e Shpërndarjes, dhe bazuar në parimet e objektivitetit, transparencës dhe jo-diskriminimit.
- Të ofrojë informacion të mjaftueshëm për cilëndo OSSH-G tjetër ose OST-G për të lehtesuar që transporti i gazit në sistemin e shpërndarjes të zhvillohet në një mënyrë të pajtueshme, të sigurt, dhe efikase me sistemet e tjera të ndërlidhura me të;
- T'i sigurojë përdoruesve të sistemit të gazit, informacionet që iu nevojiten për nje akses efikas, duke përfshirë përdorimin e sistemit të shpërndarjes në përputhje me dispozitat e ligjit të ri dhe të Kodit te Rrjetit të Shpërndarjes;
- Të publikojë në faqen internetit të gjitha tarifat për secilën kategori të konsumatorëve, të cilat janë miratuar më parë nga ERE;
- Të zhvillojë, të përmirësojë dhe të mirëmbajë ne terma afatgjatë sistemin e shpërndarjes, në perputhje me rregullat teknike me qellim që të përballojë kërkesat për gaz në rrjetin e shpërndarjes së gazit;
- Te hartojë dhe të paraqesë në faqen e internetit planin e mirëmbajtjes së rrjetit të shpërndarjes i cili duhet të jetë në pajtim me Kodin e Rrjetit të Shpërndarjes, dhe t'ja paraqese këtë plan për miratim në ERE-s;
- Të kryejë blerjen e sasive të nevojshme të gazit, sipas procedurave transparente, jo-diskriminuese dhe të orientuara nga tregu, dhe në përputhje me rregullat e miratuara paraprakisht nga ERE;
- Të masë sasitë dhe cilësinë e gazit që i dorëzohet konsumatorëve fundorë dhe t'u paraqesë të dhënat e matura furnizuesve të gazit;
- Të lejojë përdoruesit e rrjetit të kenë akses në pajisjet matëse në pronësi të saj, në zbatim të ligjit të ri të gazit dhe te Kodit te Rrjetit të Shpërndarjes;
- Të përgatisë raporte financiare dhe raporte mbi volumet aktuale të shërbimeve të planifikuara dhe atyre të realizuara dhe t'ia paraqesë ato ERE-s, sipas kushteve dhe afateve të përcaktuara në liçencën e marrë nga ERE;
- Të mbajë rekorde për të dhënat mbi sistemet e komunikimit, cilësisë, mbikëqyrjes, operimit, matjes, dhe të dhëna të tjera të tilla për të paktën dhjetë vjet;
- Të sigurojë konfidencialitetin e të dhënave komerciale dhe atyre të biznesit për përdoruesit e sistemit të shpërndarjes dhe të parandalojë

nxjerrjen e informacionit në lidhje me aktivitetet e veta, të cilat mund t'u japin disa përdoruesve përparësi komerciale diskriminuese, nga zbulimi i tyre; dhe

› Të mos abuzojë - në rastin e shitjeve apo blerjeve të gazit – me informacionet tregtare të marra nga palët e treta në kontekstin e ofrimit apo negocimit të aksesit ndaj sistemit të shpërndarjes së gazit.

Kur sistemi i shpërndarjes, nuk është e lidhur me sistemin e transmetimit të gazit por është furnizuar me gaz natyror të lengshëm që transportohet me forma të tjera të transportit, OSSH-G do të jetë e detyruar të parashikojë blerjen e shërbimeve ndihmëse dhe balancimin e devijimeve në kohë reale midis konsumit të planifikuar dhe atij aktual të gazit si pjesë e Kodit të rrjetit të Shpërndarjes.

OSSH-G do të jetë e detyruar të matë sasitë e gazit që ajo jep për klientët e saj me anë të pajisjeve matëse, në përputhje me ligjin e ri të gazit dhe Kodin e Rrjetit të Shpërndarjes ose Kodin e Matjes. Pajisjet matëse do të jetë në pronësi të OSSH-G. Vendndodhja e pajisjeve matëse do të përcaktohet nga OSSH-G, në varësi të mundësive teknike në vend dhe ato mund të jenë të vendosura brenda apo jashtë pronës së konsumatorit fundor. Kur pajisja matëse është e vendosur në pronën e përdoruesit, përdoruesi është i detyruar të lejojë personin e autorizuar nga OSSH-G të ketë akses në vendin ku ndodhet pajisja matëse me qëllim që:

› Të lexohet pajisja matëse;

› Të kontrollojë, instalojë, supervizojë, apo të ndryshojë ose zëvendësojë pajisjet matëse;

› Të shkëpusë nga lidhja me gazin konsumatorët që kanë vepruar në kundërshtim me termat dhe kushtet e Kodit të Rrjetit të Shpërndarjes;

› Të shkëpusë klientin fundor, nëse kjo i kërkohet nga furnizuesi i gazit në përputhje me Rregullat e Furnizimit.

9.5.1 Kodi i rrjetit të shpërndarjes

OSSH-G është e detyruar, të hartoje Kodin e Rrjetit të Shpërndarjes dhe ta dërgojë atë brenda afatit të përcaktuar në liçencë për miratimin paraprak të ERE-s, dhe në rast se miratohet, ta publikojë atë në Gazetën Zyrtare dhe në faqen e internetit të kompanisë. Kodi duhet të shqyrtojë disa nga dispozitat kryesore si:

› Termat teknike dhe kushtet për lidhjen me rrjetin të konsumatorëve fundore, duke u bazuar në parimet e transparencës dhe mosdiskriminimit;

› Metodologjia për përcaktimin e pagesës për lidhjen me rrjetin e shpërndarjes, të bazuar në parimet e transparencës dhe mosdiskriminimit;

- Termat, kushtet, dhe mënyra e aksesit të palëve të treta në sistemin e shpërndarjes, bazuar në parimet e transparencës dhe mosdiskriminimit;
- Termat teknike dhe kushtet e tjera për operimin e sistemit të shpërndarjes në mënyrë të sigurt dhe cilësore;
- Masat, aktivitetet dhe procedurat që duhet të ndiqen në rastet e ndërprerjeve dhe emergjencave;
- Mënyrat dhe procedurat për mbikëqyrjen dhe testimin e sistemit të shpërndarjes;
- Mënyrat dhe procedurat për rregullimin e rrjedhës së gazit dhe presionit në sistemin e shpërndarjes;
- Mënyrat dhe procedurat për harmonizimin e aktiviteteve në sistemin e shpërndarjes me operacionet në sistemin e transmetimit të gazit;
- Kërkesat funksionale dhe klasat e saktësisë së pajisjeve matëse, si dhe metodat e matjes së gazit;
- Mirëmbajtja dhe planifikimi i zhvillimit të sistemit të shpërndarjes;
- Përmbajtjen e planeve të zhvillimit të sistemit të shpërndarjes, si dhe mënyrat dhe procedurat sipas së cilës shfrytëzuesit e sistemit të gazit do të dorëzojnë informacionin e kërkuar për përgatitjen e planeve për zhvillim;
- Cilësia e ofrimit të gazit, sipas Rregullores së Furnizimit;
- Parashikimin e kërkesës për gaz, bazuar në të dhënat e marra nga furnizuesit e gazit dhe planeve te zhvillimit të klientëve fundore;
- Mënyrat dhe procedurat për sigurimin e informacionit për përdoruesit e sistemit të gazit natyror; dhe
- Mënyrat e bashkëpunimit me operatorët e tjerë të sistemit të gazit.

Në rast se ka më shumë se një OSSH-G, ERE duhet të sigurojë harmonizimin e kodeve respektive të rrjeteve të shpërndarjes.

9.5.2 Sistemi tarifor i rrjetit të shpërndarjes

Për sistemin e shpërndarjes së gazit OSSH-G do të jetë e detyruar që brenda afatit të përcaktuar në licencë dhe pas miratimit paraprak nga ERE-s, të miratojë dhe të publikojë në Gazetën Zyrtare të Shqipërisë dhe në saj faqen të internetit Tarifat e Sistemit të Shpërndarjes ku të paraqitet në mënyrë të veçantë:

- Modeli rregullator për aktivitetin e shpërndarjes së gazit;

- Formula dhe elementet për llogaritjen e të ardhurave të lejuara të OSSH-G;
- Procedura për rishikimin e të ardhurave të lejuara të OSSH-G;
- Zërat e tarifave dhe modelet tarifore;
- Mënyra, elementet dhe kriteret për llogaritjen e shumave të zërave tariforë, si dhe të ardhurat e pritshme totale të OSSH-G;
- Karakteristikat dhe kushtet e para për krijimin e llogarisë rregullatore, si dhe mënyrën, elementet dhe kriteret për llogaritjen dhe për rishikimin e shumave të zërave tarifore në modelin e llogarisë rregullatore;
- Procedura e paraqitjes së kërkesës për përcaktimin ose ndryshimin e shumave të zërave tarifore; dhe
- Të dhënat, dhe dokumentacioni që është përdorur për llogaritjen dhe rishikimin e të ardhurave të lejuara dhe për llogaritjen e shumave të artikujve e tarifave.

Nëse ka më shumë se një OSSH-G, ERE duhet të sigurojë harmonizimin e sitemeve të veçantë të shpërndarjes.

9.6 Furnizuesit e gazit natyror

Furnizuesit me gaz do të jenë të detyruar të:

- Veprojnë në përputhje me Rregullat e Furnizimit në lidhje me konfidencialitetin e të dhënave dhe cilësinë e furnizimit të sasive të gazit të ofruara për përdoruesit;
- Përmbushë kërkesat e garancisë financiare të përcaktuara nga OST-G dhe në lidhje me balancimin ndërmjet transaksioneve të parapara dhe të realizuara;
- Japin informacion, në një mënyrë të pakomplikuar dhe falas, mbi të gjithë klientët e tyre në lidhje me potencialin për ushtrimin e së drejtës së klienteve për të ndryshuar furnizuesit e gazit, aksesit në shërbimet e furnizuesve të mundësisë së fundit, dhe zgjidhjen e ankesave jashtë gjyqit në përputhje me dispozitat e ligjit të ri të gazit;
- Hartojnë dhe implementojnë procedura të veçanta për dhënien e informacionit klientëve të tyre dhe për trajtimin dhe menaxhimin e ankesave të klientëve;
- Marrin masat e duhura për të siguruar mbrojtjen e konsumatorëve në nevojë, dhe trajtimin e barabartë të të gjithë konsumatorëve që jetojnë në zonat e largëta;

- Publikojnë në faqen e tyre te internetit të gjitha afatet dhe kushtet e marrëveshjeve të furnizimit me gaz për secilën kategori të konsumatorëve;

- Veprojnë me objektivitet, transparencë, dhe pa diskriminim, dhe të publikojnë të dhëna të përgjithshme statistikore në lidhje me klientët e tyre, si dhe të veprimtarive të tyre;

- Paraqesin ERE-s, sipas kërkesës dhe brenda një afati të caktuar, informacion të besueshëm për transaksionet dhe bizneset që kanë pikënisje, kalojnë tranzit, apo përfundojne në territorin e Shqipërisë;

- Faturojnë klientët e tyre për gazin e përdorur, si edhe për kapacitetet e transmetimit ose shpërndarjes që u janë siguruar atyre;

- Përcaktojnë sasitë e gazit të blerë, si dhe kapacitetet e rezervuara nga OST-G dhe / ose OSSH-G; dhe

- Veprojnë në përputhje me ligjin e ri të gazit, dhe rregulloret e tjera të miratuara nga ERE dhe kodet e rrjetit transmetimit dhe shpërndarjes.

Furnizuesit me gaz, duke përfshirë edhe furnizuesit e mundësisë së fundit, duhet të përcaktojnë nje pikë kontakti të vetme për t'i ofruar konsumatorëve fundorë të gjitha informatat e nevojshme në lidhje me të drejtat e tyre, rregulloret aktuale dhe mjetet që ata kanë në dispozicion për zgjidhjen e mosmarrëveshjeve. ERE do të përcaktojë kriteret në lidhje me pikën e vetme të kontaktit. ERE mund të specifikojë kërkesa shtesë, në lidhje me pikën e vetme e kontaktit, për furnizuesit e mundësisë së fundit.

Furnizuesi me gaz, duke përfshirë edhe furnizuesit e mundësisë së fundit, do të ndërmarrin të gjitha hapat e nevojshme për të mbrojtur interesat e konsumatorëve fundorë, si dhe për të trajtuar ankesat e konsumatorëve fundorë në një mënyrë efikase, duke përfshirë edhe zgjidhjen e mosmarrëveshjeve jashtë gjykatës. ERE do të monitorojë mënyrën në të cilën këto ankesa trajtohen në përputhje me dispozitat e ligjit të ri të gazit dhe rregullave të tjera të miratuara nga ERE.

Rregullat e Furnizimit mund të specifikojnë më tej detyrimet e furnizuesve të gazit në varësi të kategorive të ndryshme të klientëve dhe specifikave së çdo kategorie klientesh në lidhje me konsumin dhe fuqinë e tyre financiare dhe negociuese.

9.7 Tregtarët e gazit

Tregtarët e gazit do të jenë i detyruar që:

- Të përmbushin kërkesat e garancisë financiare të përcaktuara nga OST-G që lidhen me detyrimet për balancimin e transaksioneve të parashikuara dhe atyre të realizuara;

- T’i paraqesin ERE-s, në bazë të kërkesës dhe brenda një afati të caktuar, informata dhe raporte për transaksionet dhe aktivitetet e tyre të biznesit që lidhen me Shqipërinë**;**

- Të faturojnë klientët e tyre mbi sasinë e gazit të dorëzuar, si dhe kapaciteteve të transmetimit dhe të shpërndarjes që i kanë siguruar klienteve te tyre, me kusht që të jenë të autorizuar nga klientet për të siguruar kapacitetet në fjalë;

- Të veprojnë në përputhje me ligjin e ri të gazit dhe rregulloret e tjera të miratuara nga ERE dhe Kodin e Rrjetit; dhe

- Të veprojnë në përputhje me Rregullat e Furnizimit në lidhje me konfidencialitetin e të dhënave dhe të sasive të gazit të ofruar për konsumatorët.

9.8 Konsumatorët e gazit

Nga 1 janari 2015, të gjithë konsumatorët e gazit konsiderohen konsumatorë të kualifikuar të gazit.

Për të shmangur çekuilibrat në hapjen e tregjeve të gazit, kontrata për furnizimin e gazit me një konsumator të kualifikuar në sistemin e një shteti tjetër, që ka aderuar në një traktat ndërkombëtar në fushën e gazit natyror që Shqipëria e ka ratifikuar gjithashtu, nuk ndalohet nëse konsumatori konsiderohet si i kualifikuar në të dyja sistemet.

Me qëllim të përmbushjes së kërkesës së tyre, konsumatorët e gazit do të sigurojë kapacitetin përkatës të transmetimit dhe shpërndarjes, ose do t’ja transferojnë këtë detyrim furnizuesve të tyre të gazit.

Të gjithë konsumatorët e kualifikuar të gazit do të kenë të drejtë për të ndryshuar furnizuesin e tyre të gazit, me kusht që konsumatori në fjalë të ketë respektuar kushtet kontraktuale të marrëveshjes me furnizuesin aktual.

Procedura për ndryshimin e furnizuesit e gazit do të kryhet në jo më shumë se tre (3) javë nga data në të cilën konsumatori ka njoftuar për këtë qëllim furnizuesin aktual të gazit.

Konsumatorët e gazit do të kenë të drejtë të marrin të gjitha të dhënat relevante të konsumit nga furnizuesit e tyre të gazit. Përmbajtja specifike e të dhënave do të përcaktohet në Rregullat e Furnizimit. Të drejtat e konsumatorëve të gazit do të bëhen efektive në mënyrë jo-diskriminuese përsa i përket kostos, përpjekjeve ose kohës.

Dy nën-kapitujt në vijim i referohen furnizimit me gaz për konsumatorët shtëpiakë dhe klientëve të vegjël, si edhe rregullimit përkatës të çmimeve. Këta nën-kapituj duhet të lexohen në kontekstin e nevojës për një tranzicioni të qetë në futjen e tregut të gazit në Shqipëri, si dhe nevojën për t’i siguruar disa kategorive të

konsumatorëve të gazit një hyrje me faza në tregun e gazit. Sigurisht, kjo duhet të bëhet pa shtrembërime të konkurrencës dhe ndryshime destruktive të tregut. Rrjedhimisht, rregullimi i çmimit nuk duhet të çojë në tarifa që nuk nuk mbulojnë shpenzimet komerciale dhe praktikat përkatëse, por duhet të çojnë në një treg të qëndrueshëm të gazit dhe qëndrueshmëri të investimeve në infrastrukturën e gazit.

9.8.1 Furnizimi me gaz për konsumatoret familjarë dhe ndërmarrjet e vogla

Për një periudhë të kufizuar kohore, jo më të gjatë se tre vjet dhe sipas mendimit paraprak të ERE-s, Qeveria Shqiptare mund të vendosë që:

- Të caktojë furnizuesin me shumicë të gazit, që do t'u shesë gaz furnizuesve të mundësisë së fundit për nevojat e konsumatorëve shtëpiake dhe ndërmarrjeve të vogla nën kushte të rregulluara dhe për të siguruar furnizim të qëndrueshëm dhe të sigurt të gazit për këta konsumatorë, duke përfshirë gazin e importit;
- Të detyrojë prodhuesit e gazit në territorin e shtetit për t'i shitur gaz furnizuesve me shumicë të gazit, në kushte të rregulluara, të cilët më tej do të furnizojnë furnizuesit e mundësisë së fundit për nevojat e konsumatorëve shtëpiake dhe ndërmarrjeve të vogla;
- T'i japë përparësi furnizuesve të caktuar me shumicë të gazit në procedurën e rezervimit dhe alokimit të kapacitetit të sistemit të magazinimit të gazit**;**
- Të përcaktojë çmimin e gazit në të cilën prodhuesit e gazit brenda vendit do t'ja shesin gazin e tyre furnizuesve me shumicë të gazit të cilet mund t'ja shesin atë furnizuesive të mundësisë së fundit për nevojat e konsumatorëve shtëpiake dhe ndërmarrjeve të vogla; dhe
- Të përcaktojë çmimin e gazit në të cilin furnizuesi me shumicë i gazit do t'u shesë gaz furnizuesve të mundësisë së fundit për nevojat e konsumatorëve shtëpiake dhe ndërmarrjeve të vogla.

Në rastin e marrjes së vendimeve të tilla, furnizuesi i mundësisë së fundit do të paraqese brenda 15 ditëve nga dita e marrjes së vendimit të dhënat mbi vëllimet e gazit të shitur për konsumatorët shtëpiake dhe ndërmarrjet e vogla për çdo muaj, si dhe të dhënat për kapacitetet e rezervuara dhe ato të përdorura të sistemit të transmetimit për çdo lidhje të veçantë në tre vitet e kaluara kalendarike.

Duke marrë nje vendim të tillë, Qeveria Shqiptare do të detyrojë prodhuesit e gazit në territorin shqiptar për të shitur një vëllim të caktuar të gazit për furnizuesit me shumicë të gazit në baza vjetore (në MËh për secilin nga tri vitet), dhe një detyrim i tillë përfshin edhe vëllimin në baza ditore (në MËh për çdo ditë të vitit). Furnizuesit me shumicë të gazit mund të lejohen që të devijojnë ± 10% nga vëllimi në baza vjetore dhe ± 15% në baza ditore. Furnizuesi me shumicë i gazit do të jetë i detyruar për të shitur atë vëllim të gazit vetëm për furnizuesit e mundësisë së fundit për nevojat e konsumatorëve shtëpiake dhe ndërmarrjeve të vogla. Ky detyrim

mund të përfshijë furnizimin me gaz në atyre ndërmarrjeve të energjisë (personave juridikë dhe fizikë), të cilët furnizojnë konsumatorët shtëpiake dhe ndërmarrjet e vogla me energji termike të gjeneruar nga djegia e gazit në përputhje me ligjin e ri të gazit.

Vendi i dorëzimit të volumit të caktuar të gazit që prodhuesi i gazit është i detyruar t'ja shesë furnizuesit me shumicë të gazit do të jetë në një pikë tregtare virtuale e cila është përcaktuar në Kodin e Tregut dhe në Kodin e Rrjetit të Transmetimit. Prodhuesi i gazit do të jetë i detyruar për t'i shitur furnizuesit me shumicë të gazit një vëllim të caktuar, në përputhje me devijimet e lejuara, në një periudhë maksimale prej tre vjetësh. Prodhuesi i gazit do të bëjë një kontratë për shitjen dhe blerjen e gazit me furnizuesit me shumicë të gazit që nga ana i tij furnizon furnizuesit e mundësisë së fundit për nevojat e konsumatorëve shtëpiake dhe ndërmarrjeve të vogla në përputhje me vendimet e qeverise shqiptare, duke përfshirë edhe ato që lidhen me çmimin e gazit.
Qeveria shqiptare mund të vendosë t'i japë përparësi furnizuesit me shumicë të gazit në procedurën e rezervimit dhe alokimit të kapacitetit të sistemit magazinimit të gazit, dmth të numrit të paketave standarde të kapacitetit të magazinimit në dispozicion siç përcaktohen nga OSSH-G. Gjatë kryerjes së procedurës, OSSH-G do të alokoje 70% të totalit të paketave standarde në dispozicion të kapaciteteve të magazinimit, të furnizuesit të përcaktuar të gazit me shumicë për nje kohëzgjatje prej tre vitesh.

Qeveria mund të përcaktojë çmimin e gazit (€ / kËh) në të cilën prodhuesi i gazit do t'ja shesë gazin e prodhuar brenda territorit shqiptar furnizuesit me shumicë të gazit. Ai çmim do të përfshijë të gjitha shpenzimet e arsyeshme të prodhuesit të gazit, duke përfshirë të gjitha taksat për shfrytëzimin e sistemit të transmetimit deri në pikën virtuale tregtare, dhe të gjitha tarifat dhe shpenzimet që janë paguar në përputhje me ligjet dhe aktet nënligjore që rregullojnë tregun e gazit dhe rregulloreve të tjera të veçanta, por me përjashtim të vlerës së shtuar (TVSH-së). Çmimi do të përcaktohet për një periudhë një vjeçare.

Për më tepër, Qeveria mund të përcaktojë çmimin e gazit (€ / kËh) me të cilin prodhuesi me shumicë i gazit do t'i shesë gaz furnizuesve të mundësisë së fundit për nevojat e konsumatorëve shtëpiake dhe ndërmarrjeve të vogla. Ai çmim do të përfshijë kostot për përdorimin e sistemit të transmetimit dhe kostot për përdorimin ekstensiv te kapacitetit të kontraktuar në përputhje me Kodin e Rrjetit të Transmetimit, kostot për përdorimin e sistemit të magazinimit të gazit dhe shërbimeve të tjera në përputhje me dispozitat e Kodit të Sistemit te Magazinimit te gazit, kostot për organizimin dhe funksionimin e tregut të gazit, dhe të gjitha kostot e tjera në përputhje me dispozitat e Kodit të Tregut. Çmimi nuk përfshin tarifat për terheqjet ektreme të gazit (mbi parashikimet apo nën parashikimet) në krahasim me vëllimin e kontraktuar me furnizuesit e mundësisë së fundit, dhe as tatimin mbi vlerën e shtuar (TVSH-në). Çmimi do të përcaktohet për një periudhë një vjeçare.

Furnizuesit e mundësisë së fundit do të konkludojnë kontratën me furnizuesit me shumicë të gazit për shitjen dhe blerjen e gazit për nevojat e konsumatorëve shtëpiakë dhe ndërmarrjeve të vogla brenda 15 ditëve nga dita e hyrjes në fuqi të vendimit të Qeverisë Shqiptare (Kontratë Adezioni). Në të njëjtën kohë, furnizuesit

e mundësisë së fundit, duke konkluduar kontratën për transferimin e transmetimit të gazit, në përputhje me dispozitat e Kodit të Rrjetit të Transmetimit, i transferojnë furnizuesit me shumicë të gazit, në pikat e daljes nga sistemi i transmetimit, sasinë e kapacitetit të kontraktuar e cila ishte kontraktuar më parë me OST-G për nevojat e konsumatorëve familjare.

9.8.2 Rregullimi i çmimeve të gazit për konsumatorët shtëpiakë dhe ndërmarrjet e vogla

Liberalizimi i tregut të gazit varet nga zbatimi efektiv i ligjit të BE-së (PTE-së, që përfshin konkurrencën dhe rregullat e ndihmës shtetërore), dhe heqjen e barrierave për eksportin dhe importin e gazit. Hapja e tregut të gazit është e nevojshme për të përmirësuar klimën e investimeve dhe për të krijuar stimuj për përfshirjen e aktorëve të rinj. Konkurrenca në tregun e gazit nuk duhet të jetë e kufizuar, as në tregun me shumicë dhe as në tregun me pakicë. Të dy çmimet me shumicë dhe pakicë të gazit duhet të jenë të liberalizuara. Si ndarja e OST-G dhe ndaja e OSSH-G duhet të përfundojnë.

Çmimet e rregulluara të gazit në nivelin e shitjes me pakicë duhet të hiqen për konsumatorët shtëpiake dhe për ndërmarrjet e vogla gjithashtu. Megjithatë, nëse çmimet e rregulluara të gazit janë më të larta se ato të tregut, atëherë konsumatoret fundorë mund të konsiderojnë ndryshimin e furnizuesve të gazit me iniciativen e tyre. Sipad ligjit të BE-së (Paketës së Tretë të Energjisë), rregullimi i çmimit të gazit lejohet për operatorët e shërbimit publik, por nën kushte të rrepta. Nëse vendosen rregulla të mira për zgjedhjen e lirë të furnizuesve, atëherë kalimi i thjeshtë dhe pa pengesa nga një furnizues në tjetrin do të kontribojë në rritjen e konkurrencës në tregun me pakicë.
Pavarësisht kësaj, duhet të ndërmerren disa hapa të nevojshme në drejtim të tregut me pakicë plotësisht konkurrues, apo të një tregu hibrid i cili i plotëson disa kritere të përcaktuara. Me qëllim promovimin e mëtejshëm të konkurrencës në tregun me pakicë, kriteret e mëposhtme mund të prezantohen: 1) lejimi i zgjedhjes midis çmimeve të rregulluara dhe atyre të liberalizuara të gazit; 2) vendosja e çmimit të rregulluar të paktën në një nivel ose më lartë se kostoja; dhe 3) përditësimit të çmimit të rregulluar të gazit për të reflektuar kostot burimore sa më shpesh që të jetë e mundur. Në këtë mënyrë, mund të lehtësohet zhvillimi i konkurrencës me pakicë, e cila nga ana e saj do të krijojë kushtet për heqjen e çmimeve të rregulluara të gazit**.**

Në këtë kontekst, sistemi i kuotave të lidhura me përdoruesit familjare apo ndërmarrjet e vogla për prodhuesin e gazit në segmentin e rregulluar të tregut të gazit duhet të hiqet (koncepti i "furnizuesit te furnizuesve"). Nën konceptin e "furnizuesit të furnizuesve", dy obligime të shërbimit publik imponohen aktualisht: 1) Detyrimi që prodhuesit e gazit t'i ofrojne së pari gazin natyror furnizuesve të mundesisë së fundit për nevojat e konsumatorëve shtëpiake dhe ndërmarrjeve të vogla (të vendosura në territorin e shtetit), dhe 2) Detyrimi që furnizuesit e mundësisë së fundit të blejnë gaz në radhë të parë nga prodhuesit e gazit. Për më tepër, koncepti i "furnizuesit të furnizuesve" nuk mund t'i imponohet një ndërmarrje të vetme të gazit (furnizues me shumicë i gazit), për ta blerë gazin e nevojshëm

nga prodhuesi i gazit me një çmim të rregulluar dhe për t'ja shitur atë pastaj furnizuesit të mundësisë së fundit me një çmim të rregulluar.

Nën konceptin e "furnizuesit të furnizuesve", prokurimi i gazit realizohet me çmime të rregulluara, ndërsa në të njëjtën kohë çmimi i konsumatorëve shtëpiake dhe ndërmarrjeve të vogla mbahet i rregulluar. Këto çmime të rregulluara parandalojnë furnizuesit alternativë të gazit të hyjne në tregjet me pakicë dhe me shumicë dhe paraqesin pengesa për flukset ndërkufitare te gazit. Këto kundërshtojnë qartë angazhimet e ligjit të BE-së (PTE). Kështuqë, nëse praktikohet koncepti i "furnizuesit te furnizuesve" ai duhet bërë vetëm përkohësisht, pra gjatë periudhës kalimtare trevjeçare para liberalizimit të plotë të tregut të gazit.

9.9 Rruga më tej

Ligji i ri i gazit është përafruar plotësisht me dispozitat e Paketës së Tretë (Direktiva 2009/73 / EC dhe Rregullorja Nr 714/2009 EC). Progresi i mëtejshëm në implementimin e tij lidhet me adoptimin e rregullave të detajuara të nevojshme për gazifikimin. Disa hapa madhorë duhen hedhur për të krijuar një treg funksional të gazit. Mundësimi i tregtisë vendore edhe asaj ndërkufitare të gazit do të jetë tërheqëse për investimet dhe konkurrenca do te funksionojë për të mirën e ekonomisë së vendit. Shqipëria ende duhet të miratojë aktet e nevojshme nënligjore lidhur me funksionimin e sektorit të gazit natyror (Shtojca 1). Në aspektin e kuadrit ligjor dhe rregullator, është e nevojshme të hartohen dhe të miratohen rregulla të veçanta të parashikuara në legjislacionin primar, si Kodi i Tregut, Kodit të Rrjetit të Transmetimit, Kodi i Rrjetit të Shpërndarjes, Rregullat e Alokimit të Kapaciteteve, Rregullat e Menaxhimit të Kapacitetit të Kufizuar, dhe Rregullat e Cilësisë së Shërbimit etj . Përgatitja e këtyre rregullave ka nevojë për ekspertizë të specializuar. Forcimi i kapaciteteve administrative të institucioneve dhe aktorëve të tregut është një parakusht.

9.10 Përfundime

Ky kapitull jep rekomandime në lidhje me çështjet kyçe në tregun e gazit që kërkojnë vëmendje urgjente. Një sërë rekomandimesh janë dhënë, por duke pasur parasysh se infrastruktura e gazit është shumë e kufizuar në Shqipëri, rekomandimet japin prioritetet për veprim duke u nisur nga një nivel gati zero. Këto prioritete mund të ndryshojnë me zhvillimin e tregut të gazit.

Statusi aktual i përputhshmërisë

Ligji për sektorin e gazit natyror i 2008 specifikon aktivitetet dhe rregullon kushtet për kryerjen e tyre. Ai siguron cilësinë dhe furnizimin e sigurt të gazit për konsumatorët fundorë, shërbimet publike dhe aktivitete të tjera të interesit publik në sektorin e gazit. Ligji i ri i gazit ka prezantuar kërkesa të reja që dalin nga Paketa e Tretë e Energjisë mbi liberalizimin e tregut të gazit. Ky ligj ka përcaktuar parimet e përgjithshme, të tilla si; e drejta për të zgjedhur furnizuesin e gazit, mbrojtja e konsumatorëve në nevojë, cilësinë e furnizimit me gaz etj. Pranueshmëria është dhënë për të gjithë klientët. Duke pasur parasysh mungesën e tregut të gazit në Shqipëri, dispozitat që lidhen me pranueshmërinë dhe ndryshimin e furnizuesve nuk kanë rëndësi praktike për momentin dhe as në të ardhmen e afërt. Megjithatë,

aksesi jo-diskriminues dhe i pakufizuar në treg do të lejohet në përputhje me Direktivën 2009/73 / EC dhe Traktatin e KE-së pasi të zhvillohet infrastruktura e gazit. ERE është autoriteti i vetëm i pavarur nga autoritetet shtetërore dhe ndërmarrjet e energjisë, që bën rregullimin e sektorit të energjisë në Shqipëri. Kompetencat, detyrat dhe objektivat e ERE-s (lëshimi i liçencave, përcaktimi i tarifave, monitorimi dhe miratimi i rregulloreve të mesme) janë përcaktuar. Përveç kësaj, ligji i ri i ka bërë ato në përputhje të plotë me PTE. ERE do të ketë të drejtën për të kryer hetime, të vendosë masa për të nxitur konkurrencën dhe funksionimin e duhur të tregut, dhe të gjobisë kompanitë e gazit (dhe energjise elektrike) që nuk janë në përputhje me detyrimet e tyre apo t'i propozojë një gjykate kompetente të vendosë dënime të tilla. Ndarja ligjore dhe e kontabilitetit eshte zbatuar sipas Direktivës 2003/55 / EC deri kohët e fundit. Regjimet e reja të ndarjes sipas PTE reflektohen në ligjin e ri dhe janë në përputhje me kërkesat e reja për OST-G dhe OSSH-G.

Rekomandimet për rregullat e tregut të gazit

Aksesi i palëve të treta ndaj rrjeteve të gazsjellësve në zonat e kërkim - prodhimit të gazit natyror duhet të adresohen në mënyrë adekuate. Të gjitha dispozitat mbi hapjen e tregut të gazit duhet të jetë në përputhje me acquis communautaire të TKE. Afatet për hapjen e tregut të gazit duhet të përcaktohen. Statusi i pranueshmërise së klientit nuk mund të përcaktohet bazuar në grupimet dhe as mbi nivelin e konsumit të përcaktuar nga ERE-ja. Statusi pranueshmërisë do të jepet për të gjithë klientët (nga 1 janar 2015). Në furnizimin e gazit, konsumatorët e kualifikuar (përveç konsumatorëve shtëpiake dhe të ndërmarrjeve të vogla) mund të mos gëzojnë statusin e klientëve tariforë. Llogaritë për furnizimin nën detyrimin e sherbimit publik dhe furnizimin sipas afateve dhe kushteve të tregut duhet të jenë të ndara. Mënyra e auditimit duhet gjithashtu të të përcaktohet. Furnizuesit publikë dhe furnizuesit e mundësise së fundit duhet të bëhen të qartë dhe të dallueshëm. Dispozitat mbi aksin e palëve të treta, tarifat, balancimin, alokimin e kapaciteteve, menaxhimin e kapacitetit të kufizuar, dhe transparenca duhet të parashihen në legjislacion që të sigurohet një bazë e nevojshme ligjore mbi të cilën të zhvillohen dhe miratohen rregulloret dytësore në të ardhmen. Një sistem i rregulluar duhet të zbatohet për sistemin e transmetimit (përveç përjashtimit të TAP-it), shpërndarjes, depozitimit, dhe impianteve të GNL-së. Aktiviteti transmetimit të gazit që i takon OST-G, duke përfshirë aspektet tarifore, do të duhet të rregullohet nga ERE në përputhje me të gjitha dispozitat e ligjit të ri të gazit i cili duhet të plotësohet me dekrete si për tarifat edhe për aspektet teknike të aksesit në rrjet dhe tregtimit të gazit . Paketa e Tretë është adoptuar, me disa kërkesa të reja të mëdha. Kushtet për akses në infrastrukturën e gazit duhet të përcaktohen. Një grup i rregullave operacionale dhe tregtare duhet të përcaktojë kuadrin brenda të cilit OST-G nënshkruan kontratat me përdoruesit e rrjetit të transmetimit, impianteve te depozitimit dhe atyre të GNL. Disa dokumente duhet t'i dorëzohen ERE-s për miratim: rregullat e aksesit, programet dhe marrëveshjet e shërbimeve, dhe marrëveshjet e lidhjes. Një gamë konsultimesh publike duhet të mbahen para se të hyjnë në fuqi në këto kushte.

Rruga përpara

Përkundër faktit se ka një infrastrukturë shumë të kufizuar të gazit në Shqiperi për momentin, parimet kryesore të Paketës së Dytë të Energjisë tashmë janë adoptuar. Progresi i mëtejshëm varet nga zbatimi i ligjit të ri të gazit dhe të rregullave dhe rregulloreve të detajuara të nevojshme për gazifikimin. Në këtë pikëpamje, aktiviteteve në tri kuadret më te rëndësishme - ligjore, rregullative dhe

operacionale - duhet ti jepen prioritetet më të larta. Meqë Ligji i ri është përafruar plotësisht me dispozitat e PTE. Aktet e nevojshme rregullatore dhe rregullat e veçanta duhet të miratohen siç është paraparë në legjislacionin primar, dhe kodet e nevojshme operacionale, duhet të percaktohen për të mundësuar funksionimin e duhur e sektorit të gazit. Meqë përgatitja e këtyre rregullave ka nevojë për një ekspertizë të specializuar, forcimi i kapaciteteve administrative të institucioneve dhe aktorëve të tregut shihet si një parakusht.

Theksi

Së pari, theksi duhet të vihet në procedimin përgjatë dispozitave kalimtare të ligjit të ri të gazit i cili u miratua së fundmi nga Kuvendi me propozim të QSH, krijimi i kornizës ligjore në përputhje me PTE (Faza A - e tipit prioritar – ligjet - periudha afatshkurtër). Së dyti, rregulloret e nevojshme duhet të miratohen nga ERE, për të krijuar kuadrin rregullator në sektorin e gazit natyror (Faza B - e tipit prioritar – rregullat - periudha afatshkurtër). Së treti, kodet operative do të miratohen nga operatorët e sistemit (OST-G dhe OSSH-G), për të mundësuar kuadrin operacional të sistemeve të gazit dhe tregut (Faza C - e tipit prioritar – Kodet - periudha afatmesme). Aktivitetet e operatorëve të sistemit mund të mbivendosen në kohë, bazuar në prioritetet e zhvillimit të infrastrukturës së transmetimit në krahasim me atë të shpërndarjes.

Qasja me faza

Bazuar në prioritetet e theksuara, si dhe gjendjen aktuale të përputhshmërisë, çështjeve kryesore dhe rekomandimeve përkatëse, propozohet qasja në faza për zbatimin e aktiviteteve (Tabela më poshtë). Kjo tabelë rradhit përparësitë dhe veprimet konkrete që duhet të ndërmerren në kohë nga institucionet përkatëse (Kuvendi / QSH / MEI dhe ERE), operatorët e rrjetit (OST-G dhe OSSH-G), si edhe nga operatori i tregut të gazit, në mënyrë që sistemet e transmetimit dhe shpërndarjes së gazit, si dhe tregu i gazit të operojë ashtu siç duhet.

Tabela 3 Qasja me faza për aktivitetet konkrete që duhet të ndërmerren

Faza	Tipi	Koha	No.	Pershkrimi i Aktivitetit	Alokimi i Pergjegjesive
A	LIGJET	< 6 muaj (afat shumë i shkurtër)	A.1	Plotësimi i ligjit të ri të gazit	MEI (me sugjerime nga ERE) (Është realizuar)
			A.2	Miratimi i ligjeve të reja të lidhura me gazin	Kuvendi (QSH i paraqet per miratim) (Është realizuar)
			A.3	Hyrja në fuqi e ligjit të ri për gazin	Mbas publikimit në Gazetën Zyrtare (Është realizuar)
			A.4	Procedimi përgjatë dispozitave të përkohëshme	GoA, MEI, ERE, Albpetrol SH.A
			Guri Kilometrik 1: Ligji i ri i gazit hyn në fuqi dhe fillon zbatimi i tij.		

Faza	Tipi	Koha	No.	Pershkrimi i Aktivitetit	Alokimi i Pergjegjesive
B	REGULATIONS	6 – 18 muaj (afat shkurter)	B.1	Adoptimi i sistemit tarifor për transmetimin, shpërndarjen, dhe furnizimin e gazit	ERE
			B.2	Adoptimi i rregullores për sezonin e hapur	ERE
			B.3	Adoptimi i kushteve të përgjithshme për furnizimin me gaz	ERE
			B.4	Adoptimi i rregullores të cilesisë së shërbimit	ERE
			Guri kilometrik 2: Hyn në fuqi tërësia e rregulloreve të lidhura me rregullimin e tregut.		
C	CODES	18 – 36 muaj (mid-term)	C.1	Adoptimi i Kodit të rrjetit të Transmetimit	OST-G (mbas marrjes së miratimit nga ERE)
			C.2	Adoptimi i rregullave të alokimit të kapaciteteve dhe menaxhimit të kapaciteteve të kufizuara (kongjestionit).	OST-G (mbas marrjes së miratimit nga ERE)
			C.3	Adoptimi i Kodit të rrjetit të shpërndarjes	OSSH-G (mbas marrjes së miratimit nga ERE)
			C.4	Adoptimi i Kodit të tregut	OT (mbas marrjes së miratimit nga ERE)
			C.5	Adoptimi i Kodit të balancimit	OST-G (mbas marrjes së miratimit nga ERE)
			C.6	Adoptimi i Kodit të superqendrave të gazit	OT (mbas marrjes së miratimit nga ERE)
			Guri kilometrik 3: Hyn në fuqi teresia e rregulloreve të lidhura me operatorët.		

10 FURNIZIMI ME GAZ DHE MARRËVESHJET KONTRAKTUALE TË TRANSMETIMIT

10.1 Hyrje

Ky kapitull trajton furnizimin me gaz dhe marrëdhëniet e transmetimit, të cilat janë të rregulluara nëpërmjet kontratave apo marrëveshjeve të mëposhtme:

1) Marrëveshja në mes të prodhuesit dhe furnizuesit për shitjen dhe blerjen e gazit, duke përfshirë marrëveshjet midis dy klientëve të shitjes me shumicë.

2) Marrëveshja ndërmjet furnizuesit dhe OST-G mbi transportin e gazit nga tubacionet kryesore - Marrëveshja e transportit të gazit,

3) Marrëveshja ndërmjet furnizuesit dhe OSSH-G për transportin e gazit nga rrjetet e shpërndarjes - Marrëveshja e shpërndarjes së gazit,

4) Marrëveshja ndërmjet furnizuesit dhe konsumatorit final për furnizimin e gazit të klientit përfundimtar - Marrëveshja e shitjes së gazit, dhe

5) Marrëveshjet midis pronarëve, kompanive të transmetimit të gazit, dhe kompanive të shpërndarjes së gazit në lidhje me menaxhimin e ekonomik, për përdorimin dhe funksionimin e elementeve të sistemit të transmetimit të gazit - marrëveshjet për menaxhimin e sistemeve të transportit dhe shpërndarjes në lidhje me pronësinë e furnizuesit të aseteve të sistemit të transmetimit dhe të shpërndarjes dhe ndarjes menaxheriale.

Blerja e gazit është kontrata më komplekse e të gjitha kontratave të blerjes apo furnizimit, ndërsa transportimi i gazit është më kompleksi i serisë së transportit dhe shpërndarjes. Kontratat e tjera kanë strukturë të ngjashme, por janë më pak komplekse. Për këtë arsye çështjet më komplekse të marrëveshjeve të blerjes, furnizimit, dhe transportit të gazit janë përshkruar më poshtë.

10.2 Marrëveshja e përgjithshme në lidhje me shpërndarjen dhe pranimin e gazit natyror – marrëveshja e furnizimit / blerjes së gazit

Praktikat e EFET-it në Marrëveshjet e përgjithshme

Marrëveshja e blerjes / shitjes së gazit mund të ketë forma të ndryshme, dhe lidhja mes palëve mund të rregullohet në pak ose shumë detaje. Forma kryesore e kontratës të përdorur në tregjet e hapura është përshkruar më poshtë. Në vitet e fundit, praktikat e EFET-it ndiqen për blerjet dhe shitjet e gazit. EFET është një grup prej më shumë se 100 kompanish të tregtimit të energjisë nga mbi 27 vende evropiane që janë dedikuar për të nxitur dhe për të promovuar tregtimin e energjisë në të gjithë Evropën. Praktikat e EFET-it janë sanksionuar në "Formularin e

	Marrëveshjes së Përgjithshme që ka të bëjë me Shpërndarjen dhe Pranimin e Gazit Natyror" dhe që përdoret për transaksionet e shit-blerjeve të gazit.
Pikat e Marrëveshjes së përgjithshme	Marrëveshja e Përgjithshme përfshin temat në vijim: subjekti i marrëveshjes, përkufizimet dhe ndërtimi, kontratat individuale përmbyllëse dhe konfirmuese, obligimet parësore për livrimin dhe pranimin e pagesës për gazin natyror, obligimet parësore për opsionet, livrimi, matja, transporti dhe rreziku, mosperformanca për shkak të forcave madhore, zgjidhjet ligjore për moslivrimin apo mospranimin e sasisë së kontratës, gazi jashte specifikave (jo-cilësor), pezullimi i livrimit ose pranimit, kushtet, afatet dhe të drejtat për zgjidhjen e kontrates, llogaritja e sasisë së pageses së fundit, kufizimi i përgjegjësisë, faturimet dhe pagesat, TVSH-ja dhe taksat, çmimet e lëvizshme (variabël) dhe procedura që ndiqet në rast të deformimit të tregut (humbjes se tregut), garancitë dhe mbështetja e kreditit, sigurimi i performancës, dhënia e pasqyrave financiare, vlera neto e aktiviteteve fikse, transferimi dhe kalimi i kontrates, konfidencialiteti, përfaqësimi dhe garancia, ligji rregullues, arbitrazhi, dhe të ndryshme.
Terma dhe Përkufizime	Marrëveshja e Përgjithshme përcakton të gjitha aspektet afatgjatë të marrëdhënieve kontraktuale. Aspektet teknike të marrëveshjes (afatet e përcaktuara) dhe aspektet të cilat janë objekt i ndryshimeve të rregullta (të tilla si elemente të çmimeve ose volumet e detajuara të shitjeve dhe blerjeve) sugjerohet që të përcaktohen si anekse të Marrëveshjes së Përgjithshme ose të sanksionohen në kontratat individuale.
Transaksionet	Marrëveshja e Përgjithshme drejton të gjitha transaksionet kur Palët hyjnë në marrëveshjet e blerjes, shitjes, shpërndarjes dhe pranimit të gazit natyror, duke përfshirë opsionet për secilën nga këto aktivitete (çdo transaksion i tillë është një 'kontratë individuale'). Palët hyjnë në Marrëveshjen e Përgjithshme dhe në kontratat individuale në mirëkuptim që të gjitha kontratat individuale së bashku me Marrëveshjen e Përgjithshme do të formojnë një paketë të vetme midis Palëve.
Përdorimi i njësive të energjisë	Për përdorimin e njësive të energjisë, Marrëveshja e Përgjithshme përcakton se nëse termat e kontratave individuale nuk specifikojnë njësitë e energjisë, Palët do të marrin të mirëqënë që njësia është në MËh përveçse rasteve kur palët bien dakord ndryshe. Në Marrëveshjen e Përgjithshme deklarohet gjithashtu se kontratat mund të lidhen në çdo formë të komunikimit dhe do të jenë ligjërisht detyruese dhe hyjnë në fuqi në momentin kur kushtet e kontratës së tillë individuale janë pranuar.
Grafiku i shpërndarjes së gazit	Gazi natyror është i kontraktuar dhe shpërndahet në bazë të një grafiku. Pjesë të grafikut të shpërndarjes janë të gjitha ato veprime të nevojshme për transaksionin, të cilat mund të përfshijnë; nominimin, planifikimin, përputhjen, kërkesën dhe konfirmimin me palët e tjera dhe me Operatorin e Rrjetit të Sasisë së Kontratës, për çdo njësi kohore, për secilën kontratën individuale, Marrëveshjet e Nominimit dhe Alokimit dhe të gjitha rregullat dhe procedurat e aplikueshme të operatorit të rrjetit.
Shitësi dhe Blerësi	Shitësi do të planifikojë dhe do të shpërndajë në pikën e dorëzimit sasinë e kontratuar gjatë çdo njësie kohore të periudhës së përgjithshme të furnizimit dhe

Blerësi do të planifikojë dhe do të pranojë në pikën e dorëzimit sasinë e kontraktuar gjatë çdo njësie kohore të periudhës së përgjithshme të furnizimit.

Matja

Matja e dërgesave të gazit natyror dhe faturat janë të përcaktuara në përputhje me Marrëveshjet e Nominimit dhe Alokimit në Pikën e Shpërndarjes dhe deklaratat e alokimit të operatorit përkatës të rrjetit. Cilësia e gazit duhet të jetë brenda kufirit të dakortësuar dhe specifikimeve të cilësisë së gazit. Vëmendje e veçantë i jepet masave që lidhen me shpërndarjen e gazit që nuk përputhet me specifikimet. Shitësi do të bartë të gjitha rreziqet që lidhen me transportimin dhe shpërndarjen e sasisë së kontratuar deri në pikën e dorëzimit dhe do të jetë përgjegjës për çdo kosto ose detyrim të lidhur me transportimin dhe shpërndarjen e gazit si dhe do të bartë të gjitha rreziqet dhe kostot ose detyrimet e lidhura me grafikun, pranimin, dhe transportimin e sasisë së kontraktuar në pikën e shpërndarjes.

Pamundësia për të dorëzuar apo për të pranuar sasinë e kontratës

Marrëveshja e Përgjithshëm gjithashtu përcakton zgjidhjen juridike për pamundësinë për të dorëzuar apo për të pranuar sasinë e kontratës. Është rënë dakord që në rast të tejkalimit të sasisë kontratës, një palë do të paguajë palën tjetër si kompensim për humbjet e saj që rezultojnë në një shumë të barabartë me produktin e sasisë, ose sasinë e parapërcaktuar.

Forcat madhore

Për më tepër, vëmendje e veçantë i është dhënë mospërmbushjes së kontratës për shkak të forcave madhore. Forcat madhore duhet të parapërcaktohen në marrëveshje dhe mund të jenë: fatkeqësitë natyrore (tërmetet, përmbytjet, rrufetë, stuhitë, thatësirat, akulli dhe të tjera), epidemitë, shpërthimet (që nuk vijnë pasojë e trajtimit të padrejtë dhe të pakujdesshme dhe që nuk mund të parashikohen, dhe që nuk janë pasojë e amortizimit normal të materialeve dhe pajisjeve), luftërat, rebelimet apo sabotimet, sulmet kibernetike, veprime administrative të entit rregullator, mos-performancës së operatorëve të rrjetit dhe shkaqe të ngjashme me këto. Pala pretenduese, mbasi vihet në dijeni për Forcën Madhore, duhet të njoftojë sa më shpejt të jetë e mundur Palën tjetër dhe t'i paraqesë një vlerësim në mirëbesim dhe jo-detyruese të shkallës së dëmit dhe kohëzgjatjes së pritshme të paaftësisë për t'i qëndruar korrekt kontratës. Pala pretenduese do të përdorë të gjitha përpjekjet e arsyeshme komercialisht për të zbutur dhe për të kapërcyer efektet e Forcës Madhore. Në rast se detyrimet e shitësit anullohen nga një forcë madhore, detyrimet e blerësit anullohen gjithashtu. Po ashtu nëse detyrimet e pranimit të gazit nga një blerës anullohen nga një forcë madhore, detyrimet përkatëse të ofrimit nga Shitësi gjithashtu anullohen. Forca madhore do të konsiderohet afatgjatë nëse tejkalon pesëdhjetë (50) për qind të sasisë së kontraktuar gjatë periudhës kontraktuese. Në këtë rast pala jo-pretenduese do të ketë të drejtë të anulojë një kontratë të tillë menjëherë me anë të një njoftimi me shkrim drejtuar palës pretenduese. Një ndërprerje e tillë do të bëhet pa cenuar të drejtat e akumuluara dhe detyrimet e Palëve deri në datën e përfundimit. Asnjëra Palë nuk do të ketë përgjegjësi ndaj palës tjetër në lidhje me pjesën e paskaduar të Periudhës Totale të Furnizimit nën një kontratë të tillë pas datës së përfundimit.

Detyrimet e lidhura me biznesin

Zgjidhjet juridike në lidhje me pamundësinë për të dorëzuar apo për të pranuar sasinë e gazit sipas kontratës janë shumë të rëndësishme në detyrimet e lidhura me biznesin e gazit (kjo njihet me termin detyrimi "merr ose paguaj"). Lidhur me këtë, skenarët e mëposhtëm mund të ndodhin: furnizim nën nivelin e përcaktuar (nën-furnizim), pranim nën nivelin e përcaktuar (nën-pranim), oferte mbi nivelin e

përcaktuar (mbi-oferta) dhe pranim mbi nivelin e përcaktuar (mbi-pranim). Në rastin e nën-furnizimit (sasia e dorëzuar është më e ulët se sa përcaktohet në kontratë për arsye të mos-performancës së shitësit) Shitësi duhet t'i paguajë blerësit një shumë të barabartë me vlerën e sasisë me të cilën blerësi do të jetë në gjendje për të blerë sasinë equivalente të munguar nga e një palë e tretë. Në rast nën-pranimi, Blerësi duhet t'i paguajë të njëjtën sasi Shitësit siç përshkruhet më sipër, por vetëm për humbjet e shkaktuara në procesin e shitjes së gazit të papranuar. Mbi-oferta nënkupton se shitësi dorëzon gaz më shumë se sasia kontraktuar. Në këtë rast, kostoja e lidhur me mbi-shitjen e gazit duhet të rimbursohet për blerësit. Nëse këto katër skenarë ndodhin dhe ka më shumë se një kontratë individuale ndërmjet Palëve në lidhje me një njësi kohore dhe pikën e furnizimit, Sasia e kontrates do të jetë Sasia Neto e Kontratës, çmimi i kontratës do të jetë mesatarja e ponderuar e energjisë së kontratave përkatëse individuale për njësinë e kohës dhe pikës dorëzimit në lidhje me të cilën blerës Neto është blerësi, dhe Sasia Bazë do të jetë diferenca midis Sasisë Neto kontratës dhe Sasisë së Dorëzuar.

Gazi natyror jashtë specifikimeve teknike

Marrëveshja e Përgjithshme specifikon gjithashtu se çfarë masash duhet të ndërmerren në rast se gazi natyror nuk është sipas specifikimeve teknike. Sapo shitësi të bëhet i vetëdijshëm se gazi natyror që është duke u dorëzuar në pikën e dorëzimit, ose që është gati për t'u dorëzuar, është jashtë specifikimeve teknike ai duhet të njoftoje blerësin, dhe t'i japë informacion për parametrin teknik që nuk është në përputhje specifikat, shkakun e mospërputhjes, nivelin e mos-përputhjes me specifikimet teknike, dhe kohëzgjatjen e mundshme të mos-konformitetit. Shitesi duhet të ndërmarrë hapat e duhura që ai sheh të arsyeshme për të bërë të mundur që gazi natyror të përputhet me specifikimet sa më shpejt të jetë e mundur. Shitësi duhet të mbajë blerësin të informuar vazhdimisht në lidhje me problemin dhe hapat që po merren për ta korrigjuar atë. Në qoftë se blerësi bëhet i vetëdijshëm se gazi natyror që i është dorëzuar është jashtë specifikimeve teknike, përpara se të marrë njoftim nga shitësi, ai duhet të njoftojë Shitësin dhe t'i pershkruajë natyrën, shtrirjen dhe arsyen e mos-konformitetit. Çdo nën-furnizim për shkak të cilësisë së gazit jashtë specifikimeve do të përbëjë një nën-furnizim për shkak të pamundësisë së shitësit. Çdo humbje që mund t'i ndodhë blerësit nga gazi jashte specifikimeve teknike do të ri-imbursohet nga Shitësi në përputhje me dispozitat e nën-furnizimit.

Pagesa

Dispozitat e Marrëveshjes së Përgjithshme janë shumë strikte lidhur me pagesat. Nëse njëra palë nuk kryen çdo pagesë për të cilën i detyrohet palës tjetër sipas Marrëveshjes, ose kompania e saj kreditore që e mbështet nuk i siguron dot kreditin për pagesat pala tjetër do të ketë të drejtë, që mbas jo më pak se tre (3) ditë pune pas dërgimit të një njoftimi me shkrim të ndërpresë menjëherë shpërndarjen e mëtejshëm apo pranimin e Gazit natyror. Pala jo-fajtore ka të drejtën të refuzojë pagesat që mund t'i ketë palës tjetër deri në kohën kur pala tjetër te marrë masat për pagesën.

Hyrja në fuqi

Marrëveshja e Përgjithshme do të hyjë në fuqi nga data efektive dhe do të përfundojë në datën e skadimit ose 30 ditë mbas njoftimit për ndërprerjen (ndërprerja normale) ose ndërprerjes për shkaqe materiale (ndërprerja e hershme). Në rast të ndërprerjes normale, Marrëveshja e Përgjithshme do të mbetet ligjërisht detyruese për Palët deri kur të gjitha të drejtat dhe detyrimet tashmë të krijuara ose ekzistuese sipas Marrëveshjes para datës së përfundimit të zakonshëm kryhen

plotësisht nga të dyja Palët. Nëse njëra palë ka një arsye materiale që ka ndodhur dhe po vazhdon, pala tjetër mund të ndërpresë Kontratën duke njoftuar palën tjetër.

Sasia e mbylljes së kontratës

Për më tepër, Marrëveshja e Përgjithshme gjithashtu parashikon llogaritjen e shumës së mbylljes së kontratës. Pala që kryen ndërprerjen e kontratës do të llogarisë shumën që duhet të paguhet duke llogaritur shumat që duhen paguar (pozitive ose negative) për të gjitha kontratat individuale dhe duke marrë parasysh të gjitha shumat e tjera të pagueshme ndërmjet Palëve ose në lidhje me Marrëveshjen. Nëse shuma përfundimtare është negative, një shumë e barabartë me vlerën absolute të shumës përfundimtare do të paguhet nga pala ndërprerëse për palën tjetër. Nëse shuma është pozitive, një shumë e barabartë me vlerën absolute të shumës së përfundimtare do t'i paguhet palës ndërprerëse nga pala tjetër.

Kufizimi i përgjegjësisë

Për sa i përket përgjegjësisë, përcaktohet se një palë dhe punonjësit e saj, zyrtarët, kontraktorët dhe agjentët, nuk do të jenë përgjegjëse ndaj palës tjetër për humbjet, kostot, shpenzimet ose dëmet e shkaktuara nën ose në lidhje me Marrëveshjen, përveç rasteve kur dëmet vijnë për shkak të neglizhencës, mungesës së qëllimshme ose mashtrimit nga ana e njërës palë ose punonjësve të saj, oficerëve, kontraktorëve dhe / ose agjentëve të përdorur nga kjo Palë në kryerjen e detyrimeve të saj sipas kësaj Marrëveshjeje.

Faturimi dhe pagesa

Edhe faturimi dhe pagesa janë përshkruar në detaje në Marrëveshje. Çdo Palë e cila është shitëse e gazit natyror në një kontratë individuale do t'i transmetojë Palës tjetër gjatë muajit kalendarik pas dërgimit të gazit natyror në bazë të kontratës individuale për muajin e mëparshëm një faturë ku përcaktohen sasitë totale të gazit që janë shitur prej saj në bazë të çdo kontrate individuale gjatë muajit të mëparshëm kalendarik (në faturë duhet të përfshihen të gjitha shpenzimet e tjera të lidhura me pamundësinë për të dhënë apo pranuar gaz natyror, gaz jashtë specifikimeve teknike, dhe arsye të ngjashme). Në marrëveshje përcaktohet gjithashtu se një Palë mund të paguajë, me transfertë bankare në adresën apo llogarinë bankare të dhënë nga Pala tjetër jo më vonë se dita e 20-të e muajit kalendarik, (ose në qoftë se nuk është një ditë pune, ditën e menjëherëshme që është ditë pune) ose në ditën e 10-të pas marrjes së faturës. Për pagesat me vonesë paguhet kamatë.

Taksat

Në Marrëveshjen e Përgjithshme theksohet se të gjitha shumat e referuara janë pa TVSH dhe pa faktorizuar taksat e tjera të marrëveshjes. TVSH-ja dhe taksat e tjera përcaktohen në përputhje me ligjet e juridiksionit ku ndodh një transaksion i tatueshëm. Nëse TVSH-ja apo taksat e tjera janë të pagueshme në çdo shumë të tillë, Blerësi do t'i paguajë Shitësit shumën e barabartë me TVSH dhe taksave të tjera në normën e aplikueshme nga koha në kohë; me kusht që shuma e tillë do të paguhet sapo Shitësi ti paraqesë blerësit një faturë TVSH-je dhe një faturë për taksat e tjera që aplikohen në juridiksionin ku kryhet furnizimi. Çështjet e TVSH dhe taksat e tjera të lidhura duhet të detajohen në marrëveshjet individuale.

Deformimi i tregut

Marrëveshja e Përgjithshme i referohet gjithashtu çmimeve të ndryshueshme dhe procedurave menaxhuese gjatë çrregullimeve tregut. Në rast se çmimi i kontratës është i bazuar në një çmim tregues, normë shkëmbimi, ose çdo lloj tjetër çmimi të

referencës të ndryshueshëm, çmimi i kontratës do të përcaktohet në datën e marreveshjes me çmimin e dakortësuar siç është specifikuar në kontratën individuale në fuqi. Çmimi i marrëveshjes do të përcaktohet në përputhje me metodën e llogaritjes në datën e llogaritjes siç specifikohet në kontratën individuale. Data e llogaritjes është data e specifikuar si i tillë në kontratën individuale në të cilën është përcaktuar çmimi i marrëveshjes. Kontabilisti i ndërmarrjes duhet të njoftojë sa më shpejtë çmimin e marrëveshjes si shuma që duhet të paguhet në datën e caktuar. Nëse ndodhin ngjarje që shkaktojnë çrregullime të tregut, kontabilisti duhet të përcaktojë një çmim alternativ në bazë të së cilës dakordësohet kontrata përkatëse individuale sipas mekanizmit procedurave menaxhuese gjatë periudhave të çrregullimit të tregut.

Sigurimi i performancës

Sigurimi i performancës është pjesë shumë e rëndësishme e kësaj marrëveshjeje. Ajo duhet të përshkruhet në detaje.

Konfidencialiteti

Për sa i përket detyrimit të konfidencialitetit, Marrëveshja e Përgjithshme përcakton se asnjëra palë nuk do të zbulojë kushtet e një kontrate individuale të një pale të tretë.

Ligjin rregullues dhe arbitrazhi

Në fund të Marrëveshjes së Përgjithshme sanksionohen përfaqësimet dhe garancitë; si opsioni A dhe opsioni B në lidhje me ligjin që rregullon marrëveshjen dhe arbitrazhin (gjykatat e arbitrazhit janë zakonisht gjermane ose angleze). Në rregulloren e perzier të kësaj Marrëveshjeje janë të përcaktuara disa klauzola të tjera të rëndësishme si regjistrimi i bisedave telefonike, njoftimet dhe komunikimet, amendamentet, pavlefshmëria e pjesshme, dhe të drejtat e palëve të treta.

10.3 Marrëveshjet e transportit të gazit

Kompleksiteti

Kompleksiteti i marrëveshjes së transportit të gazit varet shumë nga niveli i zhvillimit të rregulloreve të tregut të gazit, dhe nga pozicioni i tubacionit të transportit brenda tregut të hapur dhe të rregulluar. Aty ku tregjet janë plotësisht të hapura dhe të rregulluara, kontrata do të përcaktojë vetëm detyrimet kontraktuale madhore në lidhje me palët e përfshira, informata themelore të lidhura me pagesat, dhe informacioni i kontaktit dhe rregullat. Të gjitha rregullat e tjera teknike, organizative dhe rregullat e lidhura me çmimet janë të përcaktuara brenda sistemit tarifor, në rregullat e përgjithshme për përdorim të sistemit të transmetimit, dhe në rregullat e tregut dhe Kodin e Rrjetit. Të gjitha këto rregulla dhe rregullore janë përcaktuar si pjesë integrale të marrëveshjes së transportit të gazit. Formulari i marrëveshjes, dhe të gjitha rregullat dhe rregulloret duhet të jetë të disponueshme publikisht, me qëllimin përfundimtar të arritjes së kushteve jo-diskriminuese të aksesit për të gjithë përdoruesit e sistemit të transmetimit të gazit. Shtojca të marrëveshjeve janë zakonisht; Objektet, Pikat e furnizimit, Pikat e matjes, Tabelat e Kapacitetit të Rezervuar, Specifikimet e pikave hyrëse, Specifikimet e pikave dalëse, dhe Parimet e rregullave të sistemit të tubacionit. Kur tregjet e gazit nuk janë plotësisht të hapura dhe të rregulluara, ose kur ka përjashtime nga zbatimi i rregullave të caktuara, marrëveshja e transportit të gazit është më e detajuar.

Pikat e marrëveshjes

Marrëveshja duhet të mbulojë tematikat në vijim: Përkufizimet dhe Interpretimet, kohëzgjatja, data e fillimit dhe kushtet, detyrimet, objektet, rezervimi i kapaciteteve,

gazi i kolaudimit, gazi fillestar dhe zëvendësimi i gazit te linjës, gazi karburant, titulli dhe rreziku, taksat, kontrakto-ose-paguaj, gazi zevendësues, tarifat, faturimi dhe pagesat, nominimet dhe dërgesat, gazi i humbur, cilësia dhe gazi jashtë specifikimeve, matja, mirëmbajtja, forca madhore, pergjegjësitë dhe kufizimet, transfertat dhe kontrolli, zgjidhja e kontrates, konfidencialiteti, arbitrazhi, përcaktimi i ekspertëve, sigurimet, njoftimet, garancitë dhe përfaqësimet, përfaqësuesit, të përgjithshme, rregullat e sistemit të gazsjellësit, ligji i zbatueshëm dhe procesi. Kjo do të shoqërohet me disa shtojca ku detajohen çështjet teknike dhe joteknike në lidhje me objektet, pika e daljes dhe pika e hyrjes, matja, fletët e kapaciteteve të prenotuara, specifikimet e pikës hyrëse dhe specifikimet e pikës dalëse dhe parimet e rregullave të sistemit të tubacionit.

Përkufizimet Pjesa e Përkufizimeve dhe Interpretimeve të kontratës jep një përkufizim të detajuar për terminologjinë e përdorur në kontratë**.**

Kushtet Kushtet kanë të bëjnë me kohëzgjatjen e marrëveshjes, procedurat që do të çojnë në fillimin e shërbimeve të transportit dhe kushtet e lidhura janë të përcaktuara në bazë të kohëzgjatjes, datës së fillimit dhe dispozitat e kushteve të kontratës. Detyrimet specifike të Transportuesit në lidhje me Dërguesin janë përcaktuar në këtë pjesë të dispozitave të marrëveshjes. Të gjitha përkufizimet lidhur me aprovimet e nevojshme për të kryer shërbimet e transportit ose aprovimet për të kryer shërbimet e dërgesës janë përcaktuar këtu gjithashtu.

Strukturat Pjesa e marreveshjes qe lidhet me strukturat merret me pjeset teknike dhe jo-teknike të kontratës. Strukturat teknike janë objektet e transportit dhe detyrimet e transportuesit dhe furnizuesit lidhur me riparimin dhe funksionimin. jo-teknike janë personat e kontaktit dhe detyrimet lidhur me ndarjen e informacionit. Dispozitat që lidhen me aksesin në objektet, pikat e hyrjes dhe çështjet e lidhura me pikat e shperndarjes (si kërkesat dhe detyrimet përkatëse për burime të reja apo pika furnizimi) duhet të përcaktohet këtu gjithashtu.

Kapaciteti i Rezervuar Dispozitat e kapacitetit të rezervuar merren me procesin e rezervimit të kapaciteteve, përdorimin e kapacitetit të rezervuar (kushtet që lidhen me perdorimin e kapacitetit te rezervuar te Kontraktuesit apo transportuesit në qoftë se ato nuk janë shfrytëzuar plotësisht), kushtet e reduktimit të kapaciteteve të rezervuara (procedurat që lidhen me njoftimin për reduktimin e kapaciteteve) dhe kufizimet e lidhura me to. Kjo pjesë e marrëveshjes gjithashtu merret me procedurat dhe kushtet që lidhen me prioritetet e reduktimit të kapaciteteve.

Gazi i kolaudimit Gazi i kolaudimit dhe dispozitat për furnizimin fillestar të gazit brenda tubacioneve përcakton detajet dhe detyrimet e Kontraktuesit për të ofruar gazin e nevojshëm gjatë periudhës së kolaudimit të objekteve të transmetimit. Zakonisht nuk paguhen tarifa për gazin e kolaudimit, dhe pagesat e transportuesit përcaktohen në këtë pjesë të kontratës. Gazi i kolaudimit do t'i transferohet transportuesit, ndërsa gazi për të mbushur tubacionet do të qëndrojë në pronësi transportuesit të mallrave. Kujdestaria dhe rreziku i humbjes së gazit brenda tubacioneve i transferohet transportuesit me të gjitha përgjegjësitë dhe shpenzimet që mund të dalin nga ajo.

Gazi Karburant	Transportuesi i gazit gjatë përdorimit te rrjetit mund të përdorë vetë një sasi të caktuar gazi që, mund të variojë në varësi të numrit të stacioneve, të kompresorëve. Marrëdhëniet në lidhje me pagesën e gazit karburant janë të përcaktuara në dispozitat për gazin e karburantit të marrëveshjes.
Pronësia mbi gazin e rrjetit	Pronësia mbi gazin që është kontraktuar për t'u transportuar do të mbetet me kontraktuesin. Humbjet e gazit përgjatë tubacioneve janë përgjegjësi e transportuesit për sa kohë që gazi është brenda tubacionit.
Taksat	Marrëveshja përcakton se të gjitha taksat në lidhje me përdorimin e tubacionit do të paguhen ose nga kontraktuesi i gazit ose nga transportuesi. Taksat janë detyrim i kontraktuesit të gazit. Ndërkohë transportuesi mund t'ja transferojë taksat kontraktuesit nëse një përgjegjësi e tillë vjen si pasojë e veprimeve të kontraktuesit të gazit. Kontraktuesi ka detyrim të paguajë taksat në lidhje me tarifën e transportit, ndërsa transportuesi paguan taksat në lidhje me gazin karburant, gazin e kolaudimit apo ndonjë transaksioni tjetër të transferueshëm nga transportuesi te kontrakuesi.
Kontrakto-ose-paguaj	Dispozitat e kushtit kontrakto-ose-paguaj të kontratës përcaktojnë se pothuajse i gjithë kapaciteti i rezervuar duhet të paguhet. Vetëm një përqindje e vogël (10-20 përqind) e kapacitetit të kontraktuar (kapacitet i rezervuar i korrigjuar për sasinë e pa dërguar si rrjedhojë e forcave madhore jashtë kontrollit njerëzor,) nuk duhet të paguhet.
Gazi zëvendësues	Dispozitat e gazit zëvendësues duhet të përcaktohen në detaje. Zëvendësimi i drejtë është një opsion që mund të arrihet përmes ofrimit të kushtit që pagesa e bërë gjatë një viti për kapacitete të rezervuara, por që nuk janë përdorur, të çojë në ulje të tarifes apo axhustim të detyrimit "kontrakto ose paguaj" për vitin e ardhshëm .
Llogaritja e Tarifave	Tarifat mund të llogariten në bazë të kapaciteteve, vëllimit të gazit (apo energjisë) ose një kombinim i të dyjave. Të gjithë detajet në lidhje me tarifën do të përshkruhen në dispozitat tarifore të kontratës (në rastin kur gazsjellësi është i përjashtuar nga detyrimet rregullatore) ose i referohet regjimit në fuqi të tarifave. Kontraktuesi mund të kërkoje dispozitën e ekuivalencës së tarifave, sipas së cilës në qoftë se transportuesi aplikon me një kontraktues tjetër një tarifë më të ulët se tarifa e kontratës, atëherë, për çdo ditë në të cilën kjo tarifë më e ulët është në fuqi, transportuesi duhet të sigurojë që kontraktuesi gjithashtu përfiton të njëjtën tarifë.
Pagesa e Tarifave	Tarifat paguhen zakonisht çdo muaj, bazuar në deklaratën mujore të përgatitur nga transportuesi ku duhet të bëhet një llogaritje e detajuar e detyrimeve. Në fund të çdo viti transportuesi është i detyruar të përgatisë një pasqyrë vjetore të tarifave të paguara. Afatet e pagesave, lloji i monedhës me të cilën duhet të paguhen tarifat, llogaritë bankare ku do të bëhen pagesat, dhe detaje të tilla të ngjashme duhet të përcaktohet në dispozitat tarifore të marrëveshjes. Kontraktuesi mund të zbresë nga pagesa çdo pagesë që transportuesi i detyrohet atij, por jo më shumë se një përqindje e caktuar shumës mujore. Nëse kontraktuesi nuk arrin të bëjë pagesën, atëherë interesi mbi atë pjesë të pagesës duhet të llogaritet dhe faturohet. Nëse mospagesa vazhdon deri në pikën e pragut te paracaktuar transportuesi duhet t'i bëjë kontraktuesit të ditur njoftimin për pezullimin ose zgjidhjen e marrëveshjes së

transportit. Kontaktuesi mund të kërkojë dhe transportuesi është i detyruar të paraqesë çdo dëshmi të nevojshme për të verifikuar faturat, deklaratat apo llogaritjet. Për pasaktësitë në faturat e mëparshme, fatura e korrigjuar duhet të përgatitet dhe të kryhen pagesat duke faktorizuar edhe interesin. Sasitë e diskutueshme duhet të analizohen dhe nëse nuk bien dakord zgjidhja mund të bëhet nga një ekspert i palës së tretë.

Nominimet

Dispozita të hollësishme duhet të paraqiten në kontratë për nominimet. Nominimet janë baza e llogaritjes së faturave dhe tarifave. Dispozitat mbi Nominimet përcaktojnë sasinë e nominuar, njoftimet e përditshme, njoftimet e ndryshimeve, nominimet në mirëbesim, vlerësimet ditore, javore dhe mujore, njoftimet dhe formati i njoftimeve, pamundësitë e transportuesit për të ofruar gazin brenda periudhës së nominimit, paaftësia e kontraktuesit për të dhënë ose për të marrë furnizimin e gazit brenda afatit të caktuar dhe dispozita të ngjashme.

Përgjegjesia

Përgjegjësitë e transportuesit për gazin e humbur, përcaktimi i gazit të humbur, çmimi dhe pagesa për të janë të përcaktuara në dispozitat e kontratës për gazin e humbur.

Gazi jashtë specifikave teknike

Dispozita të hollësishme duhet të ketë për cilësinë e gazit dhe çfarë konsiderohet gaz jashtë specifikave teknike. Dispozita të detajuara do të merren me specifikimin e gazit dhe hyrjeve në tubacionet, presioni në pikën e shpërndarjes, përzierja e gazit në tubacion, njoftimet dhe masat e nevojshme lidhur me pikat e hyrjes dhe të daljes së gazit jashtë specifikave, refuzimi për të marrë gaz jashtë specifikave në pikën e hyrjes dhe të daljes, marrja me vetëdije ose pa vetëdije e gazit jashtë specifikimeve në pikat e hyrjes dhe të daljes, shpërndarja e gazit të përzier në tubacione, dhe vendimet e ekspertëve.

Matja e gazit

Matja është një pjesë shumë e rëndësishme e çdo marrëveshjeje të transmetimit. Të gjitha aspektet teknike (pajisjet) dhe jo-teknike (procedurat) që lidhen me matjen e gazit janë zakonisht pjesë e aneksit të marrëveshjes kryesore të transportit, për shkak të kompleksitetit të tyre.

Mirëmbajtja

Për të mundësuar mirëmbajtjen objekteve të transportuesit dhe të kontraktuesit procedura mirëmbajtje janë përcaktuar në marrëveshje. Secila palë zakonisht ka të drejtë për të dhënë njoftim të një reduktimi të kapacitetit të rezervuar në lidhje me ditët e caktuara të mirëmbajtjes. Dispozitat e lidhurura me mirëmbajtjen detajojnë procedurat që kanë të bëjnë me njoftimin për mirëmbajtjen, reduktimin maksimal të kapaciteteve të lidhura me mirëmbajtjen, si dhe pasojat që lidhen me mirëmbajtjen e planifikuar.

Forcat madhore

Forcë madhore është çdo ngjarje ose rrethanë jashtë kontrollit njerëzor që ndalon, pengon ose vonon permbushjen nga transportuesi ose kontraktuesi i ndonjë marrëveshjeje apo detyrimi të cilat normalisht do të ishin detyrimisht të zbatueshme. Ne këtë pjesë të marrëveshjes jepen përcaktimet e detajuara të ngjarjeve që konsiderohen si forca madhore, ngjarjeve që nuk konsiderohen si forca madhore, palëve të treta, lëshimeve që mund të bëhen për një ngjarje të forcës madhore, shqyrtimi dhe vlerësimi i forcës madhore, ekspertëve që do të përcaktojnë forcën madhore dhe përcaktime të ngjashme me këto.

Përgjegjësia	Në qoftë se ndodhin shkelje të marrëveshjes, përgjegjësi duhet të paguaj për këto shkelje. Kufiri i përgjegjësive agregate totale duhet të përcaktohet ndërkohë që pasojat që vijnë nga këto humbje nuk duhet të paguhen. Kufizimet dhe përjashtimet nga përgjegjësia nuk janë të vlefshmepër detyrimet që lidhen me pagesat e tarifave ose pagesave të tjera që lidhen me aktivitetet normale të dërguesit ose transportuesit. Përgjegjësitë duhet të paguhen për humbjen e pronës dhe personelit të kontraktuesit, transportuesit, dhe për humbjet e palëve të treta.
Transferimi i të drejtave	Kontrata deklaron se palët nuk kanë të drejtë të transferojnë, dorëzojnë, të caktojnë ose të zhvishen nga të drejtat, interesat, marrëveshjet, apo detyrimet e tyre (në tërësi apo pjesërisht) dhe përcakton cilat të drejta mund të transferohen tek palë të treta dhe përshkruan procedurat si ta bëjnë këtë. Kontrata përcakton se si të kryhen transfertat e financimit apo si t'u transferohen palëve të treta disa prej detyrimeve të tyre të lidhura me kontratën,.
Zgjidhja e kontratës	Dispozitat e marrëveshjes për zgjidhjen e kontratës përcaktojnë kushtet që lidhen me ndërprerjen e kontratës. Ndërprerjet e kontratës për arsye paaftësie për të paguar, humbjeve të akumuluara të gazit, forca madhore të zgjatura, dhe braktisjet e gazsjellësve janë të përcaktuara në detaje. Pasojat pas zgjidhjes së kontratës dhe veprimet që duhet të ndërmerren duhet të përcaktohen gjithashtu.
Konfidencialiteti	Kontrata duhet të përcaktojë se çfarë informacioni konsiderohet si konfidencial dhe kohëzgjatja e konfidencialitetit, ose mënyra për të bërë ndonjë deklaratë publike apo njoftim në lidhje me marrëveshjen. Kontrata duhet të përcaktojë deklaratat informative të lejuara.
Mosmarrveshjet	Çdo mosmarrëveshje që lind ndërmjet palëve e cila nuk mund të zgjidhet nga një Ekspert do të zgjidhet përfundimisht nga arbitrazhi në pajtim me Rregullat UNCITRAL në kohën kur kanë filluar rocedurat e arbitrazhit. Fillimi i arbitrazhit, procedurat për emërimin e arbitrave, konflikti i interesit në lidhje me arbitrat, skualifikimi për të vepruar si arbitër, dhënia e arbitrazhit, dhe çeshtje të ngjashme janë të përcaktuara në këtë pjesë të marreveshjes. Disa mosmarrëveshje brenda palëve mund t'i referohen një eksperti për të dhënë gjykimin e tij. Procedurat që lidhen me përcaktimin dhe emërimin e një eksperti, me kushtet për të qenë ekspert, emërimi dhe zëvendësimi i një eksperti, konflikti i interesit dhe skualifikimi për të qenë ekspert janë përcaktuar gjithashtu në këtë pjesë të kontratës**.**
Sigurimet (Pagesat për Sigurimet)	Sigurimet që duhet të paguhen nga transportuesi dhe kontraktuesi duhet të përcaktohen në kontratë. Metoda e dhënies së njoftimeve, konfirmimit dhe pranimin e njoftimeve janë përshkruar në detaje në kontratë.
Garancitë	Kontrata përcakton garancitë që transportuesi i ofron kontraktuesit dhe garancitë që kontraktuesi i ofron transportuesit. Data, kohëzgjatja, përfaqësimi, lajmërimi, dhe masat që merren në rast të shkeljes së garancisë përcaktohet në këtë pjesë të kontratës.
Përfaqsimi	Përfaqsuesi (zëdhënësi) i transportuesit ose kontraktuesit që do të merret me komunikimet, njoftimet, deklaratat dhe informatat e kërkuara në përputhje me

marrëveshjen, duhet të përcaktohet në kontratë. Çdo njoftim është i vlefshëm vetëm nëse është dhënë nga përfaqësuesi i caktuar ose tek përfaqësuesi i caktuar.

Rregullat Transportuesi është i detyruar të lëshojë dhe të ekzekutojë rregullat e sistemit të tubacionit. Pas hartimit të rregullave të sistemit të tubacionit dispozitat e marrëveshjeve që lidhen me nominimet dhe furnizimet, matjet, specifikimet e pikave hyrëse dhe dalëse, dhe parimet e rregullave të sistemit të tubacionit nuk do të kenë efekt të mëtejshëm.

Ligjet e aplikueshme dhe jurisdiksioni Ligjet e aplikueshme dhe jurisdiksioni duhet të përcaktohen, së bashku me emërimin e agjentit që do të marret me procesin ligjor.

Të tjera Në këtë pjesë të marrëveshjes detajohen çështjet që lidhen me amendamentet, heqja dorë apo ekzekutimi i të drejtave, pavlefshmëria e kontratës, heqja dorë nga imuniteti i sovranit, , rrumbullakimi i vlerave, deklarimi që kontrata nuk pëben një marrëdhënie agjensie, garancitë e mëtejshme, përjashtimi i kushteve të nënkuptuara, gjuha, dhe kostot duhet të detajohen.

10.4 Konkluzionet

Në këtë kapitull u shqyrtuan marrëveshjet e blerjes dhe e transportit të gazit që janë kontratat më komplekse të blerjes, furnizimit, transportit, dhe shpërndarjes. Gjithashtu në këtë kapitull u paraqitën dhe u shpjeguan proceset më të rëndësishme kontraktuese lidhur në lidhje me furnizimin dhe transportin e gazit Materialet e paraqitura përbëjnë një bazë të mirë për aktivitetet e ardhshme kontraktuale dhe marrëveshjet që do të zhvillohen në Shqipëri.

11 VLERËSIMI I KUADRIT EKZISTUES INSTITUCIONAL DHE LIGJOR

11.1 Hyrje

Ky kapitull merret me kornizën institucionale dhe organizative ekzistuese në sektorin e gazit natyror dhe shpjegon shkallën në të cilën zhvillimi i infrastrukturës së gazit mbështetet në ekspertizën e institucioneve shqiptare. Janë bërë tashmë hapat e parë në lidhje me zhvillimin e projektit të TAP-it në Shqipëri. Duke pasur parasysh rëndësinë e këtij projekti për zhvillimin e mëtejshëm të tregut të gazit në Shqipëri dhe integrimin e saj në tregun e gazit të BE-së, institucionet shqiptare duhet të përqëndrohen në zbatimin aktual të tyre e cila varet nga kapaciteti dhe fuqia e tyre. Në veçanti, rëndësia e ERE-s është theksuar në fillim pasi ajo është përgjegjëse për zhvillimin e akteve nënligjore, trajtimin e procedurave të liçencimit, përcaktimin të tarifave, dhe monitorimin e procesit.

11.2 Kuadri institucional dhe organizativ

Roli Strategjik i Shtetit

Kuadri institucional dhe organizativ në Shqipëri është i bazuar në atë ligjor dhe rregullator, dhe përfaqson angazhimin e shtetit për të luajtur një rol të rëndësishëm strategjik si: 1) bartësi i politikës energjetike, 2) rregullatori i sektorit, dhe 3) pronari i pjesës strategjike të infrastrukturës së energjisë.

Institucionet/ agjencitë

Në këtë kontekst, përgjegjësia për aspekte të ndryshme të sektorit të gazit natyror është e ndarë midis një numri institucionesh të ndryshme publike ose agjencish që kanë një ndikim të drejtpërdrejtë dhe të tërthortë në zhvillimin e këtij sektori:

- *Kuvendi i Republikës se Shqipërisë (KRSH): Kryen procesin ligjvënës që konsiston në miratimin e ligjeve dhe përafrimin e legjislacionit shqiptar me acquis-in e BE-së. Mbikëqyr veprimtarinë e Qeverisë Shqiptare dhe të ministrave në veçanti. Mbikëqyr jo vetëm institucionet e ekzekutivit, por edhe ato kushtetuese ose ato të krijuara prej saj në pajtim me ligjin, për të monitoruar zbatimin e kuadrit ligjor. Miraton anëtarët e Bordit të ERE-s dhe skemën organizative;*

- *Presidenti i Shqipërisë*: Deklaron gjithë legjislacionin parësor, marrëveshjet e investitorëve të miratuar nga *Kuvendi* ose marrëveshjet ndërkombëtare të ratifikuara nga Kuvendi. Ai ka të drejtë të ushtrojë të drejtën e vetos mbi një projekt-ligj, me të cilin nuk është dakord, por mund ta bëjë këtë vetëm një herë për të njëjtin projekt-ligj;

- *Qeveria e Shqipërisë (QSH):* Përcakton drejtimin kryesor të politikës së përgjithshme shtetërore dhe të strategjive të veçanta, të tilla si Strategjinë e Zhvillimit të Energjisë. Ajo përcakton rregullat mbi termat dhe kushtet për dhënien e lejeve për të ndërtuar dhe për të operuar sistemin e tubacioneve të gazit natyror dhe infrastrukturën e gazit natyror. Ajo miraton lejet e veçanta për ndërtimin dhe funksionimin e infrastrukturës së gazit natyror, për transmetimin dhe shpërndarjen e gazit natyror,

objektet e magazinimit të gazit natyror, linjave direkte dhe linjat e interkonjeksionit me sistemet fqinje. Ajo administron sektorin e naftës dhe të kujdeset për marrëveshjet e ndarjes së prodhimit;

- *Ministria e Energjisë dhe Industrisë (MEI)*: Harton politikat që zbatohen për zhvillimin e sektorit të gazit në përputhje me kërkesat e përcaktuara në Traktatin e KE-së dhe objektivave të përcaktuara në Planin Kombëtar të Implementimit të marrëveshjs së Stabilizim Asociimit. Ajo miraton planet për infrastrukturat e reja të gazi natyror. Ajo lëshon autorizim të përkohshëm për lejet e ndërtimit të infrastrukturës së re të gazit. MEI harton rregullat teknike dhe të sigurisë dhe ja propozon ato qeverisë shqiptare për miratim. MEI luan një rol vendimtar në harmonizimin e ligjeve shqiptare me standardet dhe rregulloret e BE-së në sektorin e gazit dhe për ndërveprimet e sistemeve shqiptare të gazit natyror;

- *Ministritë e tjera*: Plotësojnë detyrat dhe japin porosi apo urdhra në lidhje me sektorin e gazit natyror për zbatimin e Strategjive Kombëtare (Strategjia e Zhvillimit të Energjisë, Plani Kombëtar i Stabilizim-Asocijimit etj). Ato japin mendime komente dhe sygjerime apo rekomandime për çështjet e sektorit të gazit natyror. Lejet mjedisore lëshohen nga Ministria e Mjedisit dhe QKL.

- *Enti Rregullator i Energjisë (ERE):* Miraton dhe haton rregullat dhe rregulloret e nevojshme për të përmbushur detyrimet sipas Ligjit të ri për Sektorin e Gazit Natyror të vitit 2015. ERE lëshon liçencat për aktivitetet e gazit natyror. Përcakton tarifat dhe çmimet në përputhje me dispozitat e Ligjit për Sektorin e Gazit Natyror të vitit 2015. ERE monitoron, kontrollon dhe kërkon përputhshmërinë me kushtet e përcaktuara në ligjet dhe liçencat, dhe siguron mbrojtjen e konsumatorit në lidhje me tarifat;

- *Albpetrol*: Ka të drejtat ekskluzive, si kompani shtetërore, për zhvillimin e të gjitha fushave të naftës dhe gazit nën menaxhimin e saj. Nënshkruan kontratat me organizatat dhe personat fizikë sipas ligjeve dhe rregulloreve. Ai është i përfshirë në prodhimin dhe furnizimin e gazit natyror. *Albpetroli z*otëron të gjitha infrastrukturat e gazit në Shqipëri, dmth rreth 500 km tubacione, të cilët janë kryesisht jo-funksionale ose pjesërisht të zhdukur. Albpetroli ka nënshkruar marrëveshje me një sërë kompanish, si Phoenix Petroleum, i cili operon fushat ekzistuese të gazit. Ai është liçencuar nga ERE (që nga data 22 gusht 2012) për të kryer aktivitetet e transmetimit dhe shpërndarjes në zonën ku ai zotëron tubacionet. Ai operon aktualisht vetëm rreth 10 km të rrjetit aktual të transmetimit dhe shpërndarjes, dhe furnizon sipërmarrësit e vegjël dhe ekonomitë familjare në zonën e Kuçovës dhe Patos-Marinzës.

- *Agjencia Kombëtare e Burimeve Natyrore (AKBN):* Harton strategjitë për sektorin e energjisë, monitoron zbatimin e saj, planifikon nevojat për energji në të ardhmen, jep rekomandime, si dhe zbaton politikat e QSH në fushën e mineraleve, naftës dhe hidro-energjisë. Ajo negocion dhe nënshruan marrëveshjet e ndarjes së prodhimit. AKBN konsultohet, propozon dhe bashkëpunon me strukturat përkatëse qeveritare për të hartuar politikat e saj në fushën e hidrokarbureve;

- *Inspektoriati Kombëtar Teknik dhe Industrial (IKTI):* Monitoron aktivitetet natyrore gazit dhe sigurisë teknike në projektimin, ndërtimin, dhe përdorimin e llojeve të ndryshme të infrastrukturës së gazit;

- *Komunat dhe Bashkitë:* Komunat dhe Bashkitë plotësojnë detyrat dhe lëshojnë urdhra të ndryshme në lidhje me investimet për gazin në zonat gjeografike mbi të cilën kanë autoritet;

- *Organizatat dhe institucionet e tjera.* Këtu hyjnë organizatat e shoqërisë civile dhe institucionet kulturore që luajë një rol në sektorin e gazit përmes mbrojtjes, mobilizimit dhe dialogut me komunitetet.

Institucionet kryesore dhe agjencitë

Shumica e detyrave dhe përgjegjësive në sektorin e gazit natyror është e shpërndarë midis QSH, MEI-t, AKBN-së, ERE-s, dhe Albpetrolit si OST-G dhe OSSH-G. Këto janë shqyrtuar shkurtimisht më poshtë.

Qeveria Shqiptare

Qeveria shqiptare është institucioni kryesor përgjegjës për përgatitjen e një politike kombëtare të naftës dhe të gazit, si dhe administrimit të naftës dhe të marrëveshjeve për ndarjen e prodhimit. Më 25 gusht 2010, Qeveria Shqiptare miratoi vendimin nr 713 "Për përcaktimin e rregullave mbi termat dhe kushtet për dhënien e lejeve për të ndërtuar dhe operuar tubacionet e sistemit të gazit natyror dhe të infrastrukturës". Ky vendim përcakton rregullat, procedurat dhe kriteret për aplikimin, vlerësimin dhe dhënien e lejeve për ndërtimin dhe përdorimin e tubacioneve dhe të infrastrukturës përkatëse për transmetimin dhe shpërndarjen e gazit natyror. Ndërtimi dhe operimi i infrastrukturës së gazit natyror për transmetimin dhe shpërndarjen e gazit natyror, objektet e magazinimit të gazit natyror, gazsjellësit direkte dhe tubacionet e interkoneksionit me sistemet fqinje janë subjekt i një leje të posaçme nga ana e qeverisë shqiptare. Leja e veçantë jepet për tridhjetë vjetë dhe është e rinovueshme nëse palët nënshkruese bien dakord.

MEI

MEI ka kompetencat e hartimit të politikave që lidhen me zhvillimin e sektorit të gazit natyror për të siguruar një zhvillim të sigurt dhe të qëndrueshëm të sektorit të gazit sipas kërkesave të përcaktuara në Traktatin e KE-së dhe objektivave të përcaktuara në Planin Kombëtar të Stabilizim-Asocijimit. MEI harton politika dhe planet për të siguruar një zhvillim të qëndrueshëm të sektorit të gazit natyror. Ajo do të zhvillojë politika për implementimin e objektivave të energjisë e gazit natyror, dhe politika për nxitjen e investimeve në sektorin e gazit natyror, dhe veçanërisht ndëroperimin e sistemeve shqiptare të gazit natyror. MEI ka një rol vendimtar në harmonizimin me standardet dhe rregulloret e BE-së në sektorin e gazit natyror dhe për përputhshmërinë e sistemeve shqiptare të gazit natyror. Në përgjigje të ndryshimeve qeveritare të shtatorit 2013, MEI u ri-organizua. Pjesë e këtij ri-organizimi ka qenë krijimi i Drejtorisë së Politikave dhe Zhvillimit që ka një njësi të veçantë për sektorin e gazit natyror. Përgjegjësitë kryesore të kësaj drejtorie të re janë t'i propozojë Qeverisë Shqiptare aktet e ndryshme (duke përfshirë këtu edhe kushtet dhe mënyrën e furnizimit me gaz), të rregullojë kushtet për lëshimin e lejeve të energjisë, licencave të energjisë, lejeve mjedisore, dhe rregullave teknike. Ajo gjithashtu ka një rol qendror në mbrojtjen e mjedisit (edhe pse lejet mjedisore janë lëshuar nga Ministia e Mjedisit dhe QKL).

AKBN

AKBN është themeluar me vendimin e Qeverisë Shqiptare[29]. AKBN është rezultat i bashkimit të ish-Agjencisë Kombëtare të Naftës dhe Institutit për Nxjerrjen dhe Përpunimin e Mineraleve. AKBN është një institucion nën varësinë e drejtpërdrejtë në MEI-t. Ai shërben si një organ i specializuar për hartimin e politikave strategjike, monitoron zbatimin e politikave strategjike, planifikon nevojat e Shtetit për energjinë në të ardhmen, nxjerr rekomandime, si dhe zbaton politikat e QSH-së në fushën e mineraleve, naftës dhe hidro-energjisë. Të gjitha depozitat e gazit natyror që ekzistojnë në gjendjen e tyre natyrale brenda juridiksionit të Shqipërisë, duke përfshirë edhe zonat detare, janë pronë ekskluzive e shtetit shqiptar. Pronësia e gazit natyror është transferuar tek prodhuesit me anë të një marrëveshje për ndarjen e prodhimit me MEI-n, e cila përfaqësohet nga AKBN. Përgjegjësitë kryesore të AKBN-së ndërkohë përfshijnë: konsultimet, propozimet dhe bashkëpunimin me strukturat përkatëse qeveritare për të hartuar politikat e duhura në fushën e hidrokarbureve; negocimin e marrëveshjeve për ndarjen e prodhimit sipas legjislacionit në fuqi; auditimin e shpenzimeve të bëra nga kompanitë në përputhje me Marrëveshjen e Ndarjes së Prodhimit; dhe përgatitjen e dokumentacionit dhe praktikave të nevojshme për lëshimin e lejeve, liçencave dhe autorizimeve.

ERE

ERE është një entitet i pavarur publik juridik që ka fuqi për të përcaktuar politikat rregullatore që drejtojnë aktivitetet në fushën e gazit natyror. Sipas Ligjit të ri për sektorin e gazit natyror të vitit 2015, ERE gjithashtu përcakton detyrimet lidhur me shërbimet publike, përcakton fazat e hapjes së tregut, përcakton kërkesat që duhet të plotësohen për marrjen e statusit të konsumatorit të privilegjuar, dhe përcakton kushtet e përgjithshme të furnizimit, duke përfshirë krijimin e termave të përgjithshme kontraktuale transparente.

Albpetrol

Albpetrol është kompani shtetërore shqiptare. Ajo ka të drejtë të menaxhojë interesat tregtare të QSH-së në sektorin e gazit natyror, p.sh; pjesëmarrjen e shtetit në liçencimin dhe marketingun e asaj pjese të prodhimit të naftës dhe gazit që i takon qeverisë shqiptare sipas marrëveshjes. Edhe pse kjo do të bëhet më e rëndësishme kur të fillojë prodhimi, periudha para fillimit të prodhimit, do të përdoret për ndërtimin e kapaciteteve në mënyrë që të jetë në gjendje për të luajtur rolin e saj të plotë kur do të fillojë prodhimi. Rolet specifike të Albpetrolit përfshijnë: menaxhimin e aspekteve të biznesit të pjesëmarrjes së shtetit, zhvillimin e ekspertizës në industrinë e naftës dhe gazit, optimizimin e vlerës aksionarëve së saj, si dhe hetimin dhe propozimet për sipërmarrje të reja në zonat e prodhimit dhe transmetimit të gazit fillimisht në nivel lokal dhe më vonë ndërkombëtarisht. Albpetrol vepron eksklusivisht në disa zona, dhe menaxhon operacionet e nxjerrjes së hidrokarbureve në këto zona, si prodhimi i naftës bruto dhe gazit. Albpetrol ka nënshkruar 7 marrëveshje nafte me tre kompani (Bankers Petroleum Albania LTD, Stream Oil & Gas Ltd, dhe Visoka Oil Corporation). Ligji i Privatizimit[30] thekson se 100% të aksioneve të kapitalit të Albpetrolit i ofrohen investitorëve strategjikë, të cilat janë kompani të specializuara të naftës dhe gazit. Shitja e aksioneve do të realizohet përmes një procedurë të hapur. Siç parashihet në Ligjin e lartpërmendur

[29] *Vendimi i Këshillit të Ministrave Nr 547 i datës 9 August 2006* "M*bi themelimin e Agjencisë Kombëtare të Burimeve Natyrore".*

[30] *Ligji No.10490 i datës 15 dhjetor 2011 "Privatizimi dhe përcaktimi i formës dhe strukturës së privatizimit të kompanisë Albpetrol SH.A.",*

të Privatizimit, Albpetroli do të ketë ekskluzivitetin e dhënies së lejes për eksplorimin e gazit dhe puseve të reja të naftës në territorin e Shqipërisë edhe pas privatizimit. Albpetroli është i licencuar për të kryer veprimtaritë e transmetimit dhe të shpërndarjes për një periudhë prej 30 vjetësh. Mbasi procesi i privatizimit dështoi, Albpetroli ka mbetur një kompani shtetërore.

OSSH-G

Në këtë moment, përveç Albpetrolit nuk njihen ndërmarrje të tjera të gazit që mund të jenë kandidatët më premtuese për t'u bërë OSSH-G dhe të zhvillojnë rrjetin e shpërndarjes të gazit natyror në Shqipëri. Megjithatë, është e nevojshme për të siguruar të gjitha kushtet paraprake institucionale, ligjore dhe rregullatore në mënyrë që OSSH-G të ndahet në mënyrën e duhur dhe të licensohet nga ERE. OSSH-G do të mundësojë gazifikimin (nëpërmjet gazsjellësve të shpërndarjes tek përdoruesit fundorë) në përputhje me Strategjinë e Zhvillimit të Energjisë, duke ndjekur parimet e zhvillimit të një tregu konkurrues të gazit.

Operatorët e tjerë

Në këtë moment, nuk ka ndërmarrje të veçanta të gazit që njihen si kandidatët më premtuese për Furnizuesin Publik të gazit, Opreatorin e Magazinimit të Gazit dhe Operatorin e GNL-së.

Operatori i Kombinuar

Sipas ligjit të ri të sektorit të gazit, është bërë e mundur që menaxhimi i sistemit të transmetimit, sistemit të shpërndarjes, sistemi i magazinimit, dhe objektet e GNL (dhe LPG) mund të menaxhohet nga një operator i vetëm që quhet Operatori i Kombinuar. Një operator i tillë i kombinuar i nënshtrohet kushteve të caktuara për pavarësinë e tij në lidhje me aktivitetet e prodhimit dhe shitjes/tregtimit.

11.3 Vlerësimi institucional dhe organizativ

Qëllimi

Analiza e mëposhtme thekson nevojën për të krijuar tregun e gazit dhe të bashkëpunimit me vendet fqinje. Ajo synon të bëjë një vlerësim të institucioneve dhe organizatave aktuale në sektorin e gazit natyror në mënyrë që të mbështesin një kuadër ligjor dhe rregullator gjithnjë e më të të harmonizuar, që nxit investimet dhe që ka për qëllim final sigurimin e përfitimeve maksimale për konsumatorët fundorë.

Forcimi i sektorit të gazit natyror

Të gjitha institucionet dhe entitetet të cilat merren me politikat, rregullat dhe operimin e sektorit të gazit natyror duhet të forcohen në mënyrë të konsiderueshme me kapacitete dhe me burime njerëzore pasi është vlerësuar se është aktualisht në një nivel të pamjaftueshëm për të bërë hapa të rëndësishëm përpara si pasojë e mungesës së një infrastrukture operacionale të gazit në vend. Forcimi i kapaciteteve institucionale është një shqetësim i menjëhershëm. Objektivi është që të zhvillohen njohuritë dhe aftësitë brenda MEI-t (që ka krijuar vetëm së fundmi një sektor të gazit), ERE-s (që nuk ka një sektor të gazit, por vetëm një ekspert që është përgjegjës direkt për gazin) dhe OST-G (Albpetroli, i cili pritet të krijojë një sektor të gazit edhe pse ka patur licensa për transmetimin dhe shpërndarjen e gazit që prej vitit 2012 të cilat janë të lidhura me obligime ligjiore për ndarje pronësore që nga viti 2008) në lidhje me kuadrin ligjor, rregullator, institucional, dhe organizativ.

Kompetencat e MEI-t and ERE-s

Në Shqipëri ka një ministri të veçantë që është përgjegjëse për energjinë (MEI) dhe ka një ent rregullator kombëtar të pavarur (ERE). Këto dy institucione i ndërtuan kompetencat e tyre për herë të parë nëpërmjet Ligjit për Sektorin e Gazit Natyror të vitit 2008, që adoptonte Paketën e Dytë të Energjisë dhe së dyti nga Ligji për Sektorin e Gazit Natyror të vitit 2015 që adopton Paketën e Tretë të Energjisë. Meqë Direktiva 2009/73 / EC nga Paketa e Tretë e Energjisë është bërë e detyrueshme që nga 1 janari 2015, Ligji i ri i Sektorit të Gazit i vitit 2015 ka adoptuar dispozitat e reja në lidhje me fushëveprimin e ri të ERE-s**.**

Detyrimet e OST-G dhe OSSH-G

Detyrimet e OST-G dhe OSSH-G ishin përcaktuar fillimisht në Ligjin për sektorin e gazit natyror të vitit 2008 dhe u zgjerua së fundmi në Ligjin e Sektorit të Gazit të vitit 2015 përfshin dispozitat e Paketës së Tretë. Megjithatë, që nga 22 gushti i vitit 2012, kur të dy liçensat janë dhënë nga ERE për Albpetrolin asnjë rregullore tjetër nuk është miratuar në këtë drejtim. OST-G (Albpetroli) është liçencuar me vendim të Qeverisë Shqiptare, por zhvillime të mëtejshme priten sipas kërkesave të Paketës së Tretë të Energjisë. Albpetroli duhet të ndahet, dhe pastaj të çertifikohet dhe liçensohet nga ERE para se QSH / MEI mund ta emërojnë atë si OST gazit. E njëjta gjë është e vlefshme për OSSH-G.

Zhvillimi i mëtejshëm i kompetencave

Kompetencat e MEI-t, ERE dhe OST-G (Albpetrol) do të ndërtohen nga trajnime të mëtejshme për këtë qëllim. Strategjia e Zhvillimit të Energjisë do të duhet të përcaktojë detyra konkrete për t'u realizuar nga institucionet specifike në vend. Zhvillimi i njohurive dhe aftësive brenda këtyre institucioneve, autoritetet dhe operatorët që do të zhvillojnë sistemin e gazit janë një aspekt i madh i asistencës teknike që ofrohet.

11.3.1 Vlerësimi i MEI-t

Rëndësia e MEI-t

Ligji i ri i gazit ka përcaktuar MEI-n si institucioni më i lartë për të bërë politikat e zhvillimit të sektorit të gazit natyror. MEI është përgjegjës për hartimin dhe përditësimin e Strategjisë për Zhvillimin e Energjisë, të miratuar nga Qeveria Shqiptare. MEI është gjithashtu përgjegjës për mbledhjen dhe analizimin e të dhënave dhe informacionit në bilancin e energjisë në nivel kombëtar, duke përfshirë sektorin e gazit natyror. Për më tepër, MEI është përcaktuar edhe si institucioni më i rëndësishëm kur bëhet fjalë për planet dhe politikat e zhvillimit në sektorin e gazit natyror gjithashtu. MEI është përcaktuar si organi kompetent për propozimin për miratim nga QSH e Planit të Emergjencave (sigurimit të furnizimit me gaz natyror) dhe për investimet potenciale në vend. Pasja e një numri adekuat të personelit brenda MEI-t është një parakusht për zhvillimin dhe miratimin e rregullave, raporteve dhe planeve. Kjo do të ndihmojë në procesin e zbatimit dhe harmonizimin e prioriteteve dhe angazhimeve të ndryshme.

Kompetencat e MEI-t

Në bazë të Rregullores për organizimin dhe funksionimin e MEI-t, detyrat kryesore të saj në sektorin e gazit natyror janë si më poshtë:

- Të bashkëpunojë me agjencitë përkatëse shtetërore për një monitorim efikas të prodhimit të naftës dhe gazit me qëllim rritjen e të ardhurave shtetërore;

- Të bashkëpunojë me Inspektoriatin Shtetëror për zhvillimin të tregut të naftës dhe të gazit të lëngët të siguruar standardet e cilësisë të ngjashme me ato të vendeve evropiane;

- Për të përgatitur masat nxitëse që promovojnë përdorimin efikas të gazit për industrinë, shërbimet dhe qëllimet shtëpiake;

- Për të siguruar mbështetje për ndërtimin e gazsjellësit TAP dhe ndërtimin e mundshëm të rrjetit të shpërndarjes së gazit;

- Të organizojë dhe të koordinojë punën për përgatitjen dhe zbatimin e politikave të privatizimit të kompanive shtetërore që veprojnë në sektorët strategjikë dmth të energjisë, naftës dhe gazit, minierave dhe industrisë së lehtë jo-ushqimore;

- Për të krijuar komisionin ad hoc për të shqyrtuar dhe vlerësuar kërkesat për ndërtimin e objekteve të reja gjeneruese, etj.

Autonomia organizative e MEI-t

Qëllimi dhe misioni i MEI-t, si dhe agjencitë qeveritare të cilat janë në vartësi të MEI-t, përcaktohen me vendim të Këshillit të Ministrave N. 833, datë 18.9.2013, të titulluar si "Përcaktimi i kompetencave dhe përgjegjësive të MEI-t e ndryshuar me VKM Nr. 840, të datës 27.9.2013, "Për një ndryshim në vendimin e Këshillit të Ministrave Nr. 833, të datës 18.09.2013 "Përcaktimi kompetencave dhe përgjegjësive shtetërore të MEI-t". Procedurat e brendshme, si dhe ndarja e përgjegjësive dhe detyrave, përcaktohen në Rregulloren e Brendshme të Ministrisë së Integrimit i cili miratohet nga ministri. Të drejtat dhe detyrimet e nëpunësve civilë rregullohen me Ligjin Nr. 152/2013 të titulluar "Për nëpunësin civil". Rekrutimi është një prerogativë e Ministrit në bazë të nevojave që mund të ketë MEI. Niveli i pagave në Shqipëri është themeluar me ligj. Këshilli i Ministrave ka të drejtë të miratojë strukturën dhe nivelin e pagave për të gjitha agjencitë vartëse të qeverisë (Ligji N. 10 405, datë 2011/03/24, të titulluar si "Për kompetencat për caktimin e pagave dhe kompensimeve").

Struktura organizative e MEI-t

Struktura organizative e MIE (figura më poshtë) tregon se ka një njësi nën Drejtorinë e Politikave dhe Zhvillimit të Hidrokarbureve që është e dedikuar për sektorin e gazit natyror, ku çështjet e gazit trajtohen nga Shefi i Sektorit (i cili është një inxhinier për naftën dhe gazin) dhe dy specialistë të tjerë (njëri avokat dhe tjetri ekonomist). MIE ka zhvilluar tashmë një rregullore të hollësishme për organizimin dhe sistematizimin e vendeve të punës. Sfera e veprimtarisë (përshkrimit i punës) për secilin nga punonjësit në mënyrë individuale dhe në nivel departamenti është gjithashtu i përshkruar në Rregullore.

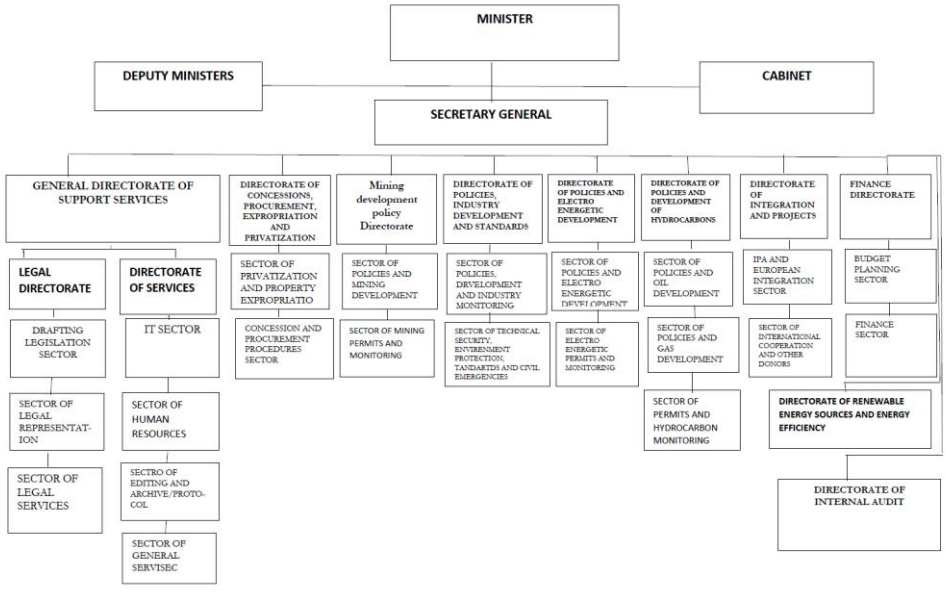


Figura 1 Skema organizative e MEI-t

Njësitë speciale të MEI-t për Gazin Natyror

Njësia brenda MEI-t për sektorin e gazit natyror duhet të mbështesë arritjen e objektivave dhe prioriteteve të Strategjisë të Zhvillimit të Energjisë në sektorin e gazit natyror së bashku me planin e zhvillimit. Në përgjithësi, njësia duhet të jetë përgjegjës për minimizimin e ekspozimit të Shtetit ndaj rreziqeve, negocimin e kujdesshëm me sektorin privat, analizën e kërkesës gazit dhe nevojave të furnizimit, dhe miratimin e mekanizmit të duhur për nxitjen dhe promovimin e investimeve.

Pasja e një numri adekuat të personelit për këtë njësi është parakusht për zhvillimin dhe miratimin e politikave, planeve, bilanceve, rregullave, raporteve, etj Kjo do të ndihmojë në procesin e zbatimit dhe harmonizimin e prioriteteve dhe angazhimeve të ndryshme. Numri i personelit të njësisë do të duhet të rritet në proporcion me detyrat e ndërmarra përsipër nga sektori i gazit natyror.

Përveç kësaj, ekziston edhe një strukturë e posaçme i cili merret me projektin TAP. Kjo strukturë është krijuar me Vendim të Këshillit të Ministrave Nr.1081 i datës 18.12.2013, i ndryshuar i quajtur "Komisioni Ndër-institucional për koordinimin e punimeve për zbatimin e Gazsjellësit Trans Adriatik". Ky komision kryesohet nga Ministri i Energjisë dhe Industrisë. Struktura ndihmohet nga Sekretariati Teknik siç përcaktohet me urdhër të ministrit Nr. 158, i datës 03.04.2014. Gjithashtu, MEi ka krijuar një strukturë të posaçme jashtë vetes, që i asiston drejtorive të hidrokarbureve dhe të shpronësimeve me lejet dhe aplikimet e shpronësimit të TAP. Ka 6 të punësuar me këtë strukturë, të cilat nuk janë nëpunës civilë, por që kanë një kontratë të përkohshme.

Detyrat

Njësia apo departamenti i posaçëm i MEI-t duhet të kryejë detyrat e mëposhtme:

- Të përcaktojë misionin e MEI-t për sektorin e gazit natyror (planin e zhvillimit) dhe të paraqese përgjegjësitë e saj operative, strukturat dhe institucionet e varura prej saj; dhe

› Të identifikojë, dhe prioritizojë angazhimet e MEI-t dhe institucioneve të varura prej saj në përputhje me Strategjinë e Zhvillimit të Energjisë dhe politikat e tjera të ngjashme të qeverisë për sektorin e gazit.

Analiza e mjedisit të jashtëm

Duke marrë parasysh detyrat MEI-t, këto duhet të ndahen si më poshtë:

Vlerësimi i Kapaciteteve

› Vlerësimi i menaxhimit dhe burimeve njerëzore, vendimmarrjes, procesit dhe komunikimit, dhe planifikimit buxhetor;

› Analiza e institucioneve në nivel kombëtar dhe lokal, të cilat kanë një ndikim të drejtpërdrejtë apo të tërthortë në zbatimin e Strategjisë së Zhvillimit të Energjisë në sektorin e gazit natyror;

Objektivat Strategjike, prioritetet afamesme dhe masat prioritare

› Për të përmbushur detyrat më të rëndësishme afatmesme dhe afatgjata MEI do të zbatojë projekte dhe iniciativa konkrete, në mënyrë që të vazhdojë me zbatimin e prioriteteve dhe objektivave në sektorin e gazit natyror;

Drejtimi i aktiviteteve

› Të përcaktojë objektivat e përgjithshme dhe specifike për çdo fushë të politikës së gazit që udhëhiqet nga MEI; dhe

Monitorimi dhe vlerësimi

› Të vlerësojë dhe të raportojë mbi zbatimin e detyrave që lidhen me sektorin e gazit natyror që janë përcaktuar në Strategjinë e Zhvillimit të Energjisë, duke përfshirë ndonjë nga planet e saj të zbatimit. Për të njohur arritjet dhe dështimet në vlerësimin e zbatimit.

Detyrat e Grupit të Planifkimit dhe Njësisë së Zbatimit të Projektit

Hapi më i rëndësishëm lidhet me ngritjen e Grupit të Planifikimit dhe Njësisë së Zbatimit të Projektit që do të jetë përgjegjëse për hartimin e Planit të Zhvillimit dhe ka këto detyra:

› Analizimin dhe përshkrimin e çështjeve të përgjithshme dhe të veçanta që do të mbulohen nga Plani Zhvillimor**;**

› Identifikimin e prioriteteve dhe angazhimeve që do të zbatohen nga MEI dhe institucionet e tjera;

› Marrjen e masave të nevojshme për adresimin e mangësive të identifikuara; dhe

› Hartimin, konsultimin dhe finalizimin e planit të zhvillimit.

Përbërja e Grupit të Planifikimit

Duke pasur parasysh rëndësinë e detyrave që do të kryhen nga Grupi i Planifikimit, personat e mëposhtëm do të marrin pjesë në të:

› Ministri i / Zëvendësministri / Drejtori i Përgjithshëm, përgjegjës për sektorin e energjisë;

› Drejtuesit e divizioneve të përgjithshme / Shefat e divizioneve dhe / ose seksioneve;

- Nëpunësit civilë të ngarkuar me hartimin e buxhetit të MEI-t;
- Drejtuesit e ndërmarrjeve, institucioneve dhe organizatave të përfshira në sektorin e energjisë.

Burimet administrative të Grupit të Planifikimit

Për organizimin e mbledhjeve të Grupit Planifikimit dhe hartimin e rendit të ditës, është e nevojshme që një prej seksioneve të MEI-t të merret me sigurimin e burimeve administrative të Grupit të Planifikimit.

Rëndësia e koordinimit

Finalizimi i planit të zhvillimit do të kërkojë një përpjekje të koordinuar të të gjitha palëve të përfshira sipas detyrave të tyre të veçanta. Plani zhvillimor duhet të përpunohet duke pasur parasysh hapjen e tregut të gazit siç përcaktohet nga Traktati i KE dhe Direktivat dhe Rregulloret e BE-së në sektorin e gazit natyror.

11.3.2 Vlerësimi i ERE-s

Rëndësia e ERE-s

ERE rregullon aktivitetet e kryera në sektorin e gazit natyror (me përjashtim të veprimtarisë së eksplorimit dhe të prodhimit të gazit natyror), në përputhje me parimet e transparencës, efikasitetit, mosdiskriminimit dhe standardet përkatëse ndërkombëtare që dalin nga Traktati i KE-së. Ajo ka ndikim më të drejtpërdrejtë në zhvillimin e sektorit të gazit natyror në Shqipëri. Në bazë të Ligjit për Sektorin e Gazit Natyror të vitit 2015, aktivitetet në sektorin e gazit natyror kryhet nën monitorimin dhe kontrollin e tij. Lojtarët kryesorë të gazit do të kryejë aktivitetet e tyre në përputhje me legjislacionin primar, termat dhe kushtet e liçencave të tyre, si dhe rregullat dhe kriteret e përcaktuara nga ERE-ja.

Autoriteti i ERE-s

ERE ka tashmë autoritetin për lëshimin e liçencave, vendosjen e tarifave, zgjidhjen e mosmarrëveshjeve, dhe miratimin e rregullave. Pavarësia e saj është e garantuar nga Ligji i sektorit të gazit natyror i vitit 2015 i cili e përcakton atë si një agjenci, anëtarët e bordit të saj emërohen nga Kuvendi. Buxheti i ERE-s është i pavarur nga shteti, dhe vendimet e saj rregullatore ankimohen vetëm në gjykatën kompetente. Liçencat janë të nevojshme për fillimin e punëve në sektorin e gazit natyror. Tarifat do të vendosen sipas parime të transparencës dhe jo-diskriminimit.

Autorizimi i ERE-s

ERE është e autorizuar për:

- Lëshimin e liçensave për kryerjen e aktiviteteve në sektorin e gazit natyror, dhe lidhjen e objekteve, rrjeteve dhe pajisjeve për prodhimin, transmetimin, shpërndarjen, furnizimin dhe shitjen e gazit;
- Vendosjen e tarifave dhe çmimeve në pajtim me kushtet e legjislacionit primar dhe rregulloreve dytësore;
- Monitorimi, dhe kontrolli i përputhshmërisë me liçencat e lëshuara sipas legjislacionit primar dhe rregulloreve sekondare;
- Përcaktimi i strukturës së tregut të gazit të; dhe
- Zgjidhja e mosmarrëveshjeve dhe e ankesave të konsumatorëve fundorë dhe ndërmarrjeve të gazit.

Dispozitat dytësore	ERE jo vetëm që lëshon liçenca, vendos tarifat dhe monitoron të liçencuarit, por gjithashtu miraton rregullore dytësore për tregun e gazit dhe aksesin e palëve të treta. Për më tepër, ERE do të përcaktojë strukturën e tregut të gazit sepse e ka autoritetin për të vendosur, miratuar dhe për të ndryshuar rregullat sekondare për funksionimin e tregut të gazit dhe për ndarjen e operatorëve të sistemit të gazit (OST-G dhe OSSH-G).
Metodlogjia e përcaktimit të çmimeve dhe detyra të tjera	ERE përcakton metodologjitë për vendosjen e çmimit dhe termave dhe kushteve për përdorimin e rrjetit të transmetimit të gazit dhe sistemeve të shpërndarjes, si dhe sigurimin e shërbimeve ndihmëse dhe atyre të sistemit dhe shërbimeve të balancimit të sistemit të transmetimit të gazit. Ai përcakton gjithashtu standardet minimale në lidhje me cilësinë e furnizimit me gaz, duke përfshirë cilësinë e shërbimit, dhe në mënyrë specifike në lidhje me kohën që i duhet OST-G dhe OSSH-G për të bërë lidhjet dhe riparimet. Planet vjetore të investimeve dhe planet 10-vjeçare të zhvillimit të rrjetit duhet të aprovohen gjithashtu nga të ERE.
Organizimi i ERE-s	Misioni dhe përgjegjësitë e ERE-s janë përcaktuar së pari në Ligjin për sektorin e gazit natyror të vitit 2008, dhe së dyti me Ligjin e ri te vitit 2015 që transpozon Direktivën 2009/73 / EC dhe Paketën e Tretë të Energjisë. Struktura e organizimit të ERE-s është aprovuar nga Bordi i saj (Figura më poshtë).

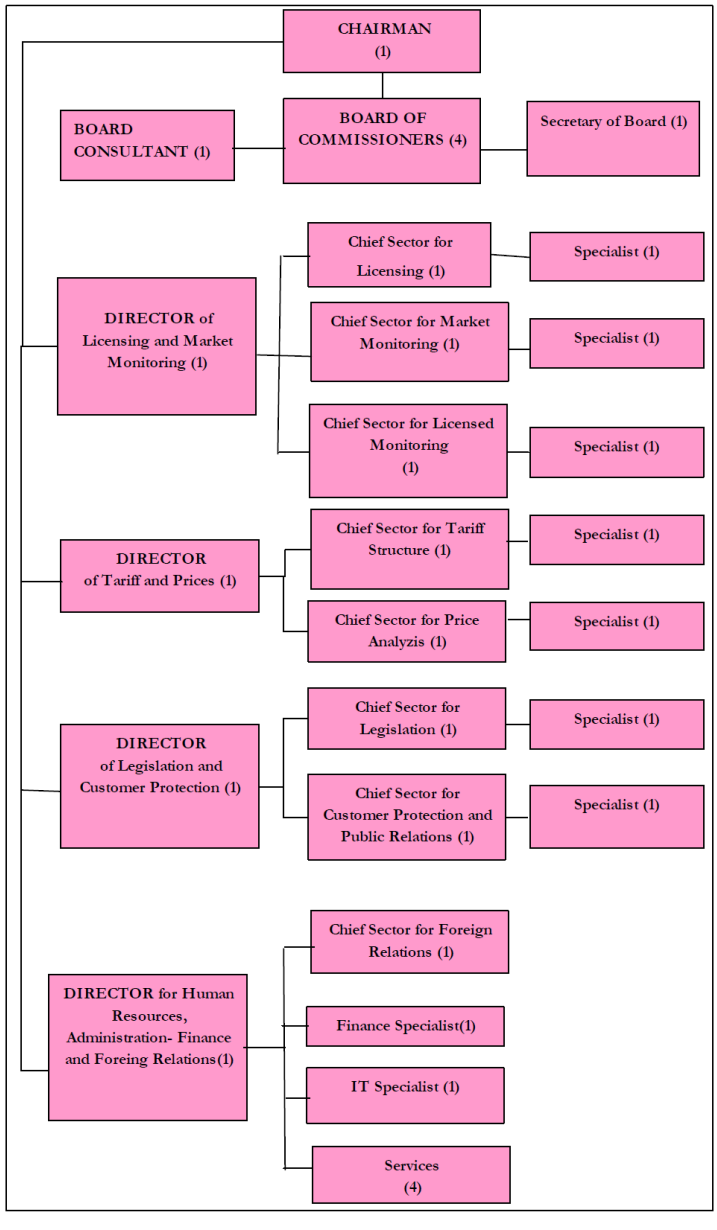


Figura 2 Skema organizative e ERE-s

Baza organizative

Struktura organizative e ERE-s bazohet në instancat e mëposhtëme:

- Bordi i Komisionerëve: Bordi përbëhet nga 5 anëtarë (një Kryetar dhe 4 Komisionerë) të emëruar në këtë pozitë nga Kuvendi në bazë të Ligjit nr.9072, i datës 22.05.2003 “Për sektorin e energjisë elektrike” i ndryshuar dhe Ligjit Nr. 9946 i datës 30.06.2008 Mbi gazin natyror si dhe Ligji i ri për sektorin e gazit i vitit 2015;
- Kryetari;
- Departamenti për Liçencimin dhe Monitorimin e Tregut;
- Departamenti i Tarifave dhe Çmimeve;
- Departamenti për Legjislacionin dhe Mbrojtjen e Konsumatorit; and

- Departamenti për Burimet Njerëzore, Administrimin, Financën dhe Marrëdhëniet me Jashtë.

Refleksion mbi të ardhmen

Struktura organizative e ERE-s duhet të reflektojë gjithashu:

- Detyrimet për punën rregullatore në kuadrin e zbatimit të Direktivës 2009/73 / EC;
- Sistemin e ri të gazit dhe zhvillimin e tregut të gazit, e cila do të kërkojë ekspertizë shtesë nga ERE në:
  - Nivel kombëtar, duke përfshirë si rrjedhojë rezultatet e eksplorimit dhe prodhimit të gazit në Shqipëri; dhe
  - Nivel ndërkombëtar, në lidhje me projektet e TAP dhe IAP;
- Aktivitetet bashkëpunuese ndërkombëtare (ERRA, MEDREG, ECRB etj.).

Pavarësisht nga kompetencat që i janë dhënë ERE-s nga Ligji për sektorin e gazit natyror i vitit 2008, këto nuk janë reflektuar akoma drejtpërdrejt në strukturën e saj organizative. Qeveria Shqiptare ka ndërmarrë hapa konkretë për realizimin e TAP-it IAP-it, (edhe pse këto dy projekte janë në stade të ndryshme zhvillimi) si dhe për projektet e gazifikimit. ERE i ka siguruar TAP-it një përjashtim duke përcaktuar një kuadër të detajuar rregullator për këtë gazsjellës së bashku me Entet Rregullatore të Greqisë dhe Italisë. Në këtë kuadër ERE punon vazhdimisht në rregullimin e TAP-it, si certifikimet, kodi i rrjetit, etj. Miratimi i këtyre rregullave do të kërkonte një ekspertizë të nivelit të lartë të stafit të profileve teknike, ligjore dhe ekonomike të ERE-s.

Nevoja për Staf ekspertësh tek ERE

Me qëllim që ERE të ushtrojë praktikisht përgjegjësitë e përcaktuara në ligjin e ri të gazit, si liçencimi, përcaktimi i tarifave, kushtet e aksesit, statusi i së drejtës, monitorimi i tregut etj, është e rëndësishme që ERE ose për të punësojë një staf të specializuar dhe ta shpërndaje atë në departamentet ekzistuese ose të krijojë drejtori të specializuara për çështjet e gazit, si pjesë të strukturës së tij organizative. Përvoja nga tregjet e tjera të gazit dhe entet e tjera rregullatore tregon se kur çështjet e tregut të gazit janë futur të kuadrin rregullator, atëherë është më mirë për të krijuar një Departament të veçantë gazit brenda entit rregullator. Çështjet e tregut të gazit, të cilat ERE do të duhet të përballet, sidomos në periudhën fillestare të zhvillimit të tregut të gazit, do të jenë të ndryshme nga çështjet shumë më të pjekura të tregut të energjisë elektrike. Sigurisht, do të ketë më shumë sinergjira, si, për shembull, në vendosjen dhe rregullimin e tarifave. Në organikën aktuale të ERE-s nuk ka ndonjë strukturë të specializuar për trajtimin e çështjeve të gazit. Struktura të tilla të specializuara duhet të jenë përgjegjëse për dhënien e ekspertizës së duhur mbi çështjet e zhvillimit të tregut të gazit. Kjo do të ndihmojë në rritjen e efikasitetit të ERE-s, si një praktikë e provuar dhe që aplikohet gjerësisht në Shtetet Anëtare të BE-së që kanë tregje të zhvilluara të gazit.

Personeli i specializuar për gazin apo drejtoritë e specializuara të gazit brenda ERE-s duhet të kryejnë detyrat e mëposhtme:

Detyrat rregullatore në ektorin e gazit natyror

- Të udhëheqin dhe të marrin pjesë në zhvillimin e rregulloreve të dytësore në fushën e gazit;
- Të prezantojnë dhe diskutojnë prioritetet për punën rregullatore në sektorin e gazit natyror;
- Të monitorojnë funksionimin e sistemit të transmetimit të gazit si një çështje e sigurisë kombëtare;
- Të bashkëpunojnë me autoritetin kombëtar të konkurrencës në rastet që lidhen me konkurrencën në tregun e gazit;
- Të përkrahin departamentet e tjera të ERE-s në përpunimin e kërkesave për përjashtim nga dispozitat e Paketës së Tretë në infrastrukturën e transmetimit të gazit (dhe magazinimit të gazit ose funksionimit të imianteve të GNL);
- Të bashkëpunojnë me departamentet e tjera të ERE-s për miratimin e planeve të investimeve të operatorëve;
- Të mbështesin departamentet e ERE-s që lidhen me aktivitetet për trajtimin e kërkesave për liçenca dhe monitorimin e performancës së ndërmarrjeve të liçencuara të gazit;
- Të bashkëpunojnë me Departamentin për Tarifat dhe Çmimet për zhvillimin e metodologjisë tarifore dhe përcaktimin e tarifave;
- T'i asistojnë Departamentit për Legjislacion dhe Mbrojtjes së Konsumatorit në zgjidhjen e mosmarrëveshjeve që lidhen me kryerjen e aktiviteteve të rregulluara të gazit, refuzimin e kërkesave për akses në rrjetin e transmetimit, dhe përcaktimin e kompensimit për lidhjen me rrjetin e transmetimit dhe përdorimin e tij;
- Të përcaktojnë informacionin që OST-G-të dhe OSSH-G-të duhet t'i japin palëve të interesuara për sa i përket lidhjeve me rrjetet e transmetimit dhe shpërndarjes, si dhe alokimit të kapaciteteve transmetuese ndërkufitare, duke marrë parasysh kofidencialitetin e informatave të caktuara;
- Të monitorojë shkallën në të cilën OST-G dhe OSSH-G realizojnë detyrat e tyre në perputhje me Ligjin për sektorin e gazit natyror të vitit 2015 që rregullon aktivitetet e liçencuara në sektorin e gazit natyror;
- Të marrë pjesë në planifikimin, aprovimin dhe zhvillimin e infrastrukturës sipas planit zhvillimor dhjetë vjeçar të OST-G/OSSH-G.
- Të përfshihet në aktivitetet ndërkombëtare të lidhura me infrastrukturën e gazit
- Të kryejë procesin e çertifikimit të OST-G në bazë të kërkesave të ndarjes nga Paketa e Tretë e Energjisë; dhe

› Të pregatisë të dhënat për rapotimin vjetor të institucioneve të KE-së.

Rregullimi i çmimeve

ERE duhet të rregullojë çmimet për përdorimin e sistemeve të transmetimit dhe shpërndarjes të gazit natyror duke inkurajuar cilësinë e furnizimit dhe efikasitetit, reduktimin e kostove dhe humbjet fizike. Gjithashtu ERE duhet të rregullojë çmimet e gazit për konsumatorët fundorë për konsumatorët apo furnizuesit e rregulluar. ERE duhet të përcaktojë kostot e arsyeshme të ndërrmarjeve të gazit natyror për të mbrojtur ekonominë dhe qytetarët nga pozicioni monopol i subjekteve të veçanta dhe t'i mundësojë ndërmarrjeve të gazit natyror kryerjen e operacioneve të tyre të biznesit.

Monitorimi rregullator

Për më tepër, ERE do duhet të balancojë normat e fitimit mbi investimet e kërkuara me mundësitë dhe çmimet e përballueshme, dhe në vendimet e saj të inkurajojë investimet e nevojshme për rritjen e cilësisë së furnizimit. ERE duhet të mbrojë pozitat e blerësve në tregun e gazit natyror, duke përdorur masat e duhura dhe duke mundësuar ndikimin e vet në aktet zyrtare dhe në konsultimet publike. Së fundi, ERE do të duhet të mbikëqyrë, kontrollojë dhe të monitorojë zbatimin e planeve të investimit të rrjetit të gazit natyror dhe funksionimin e tregut të gazit natyror.

Ekspertët rregullatorë

Për qëllimet e mësipërme dhe për shkak të pritshmërive të arsyeshme të zhvillimit të sektorit të gazit, ERE duhet të punësojë ekspertë të rinj (3 ekspertë në fazën fillestare) që të kenë njohuri për rrjetet e gazit, dhe operimin e sistemit dhe tregut të gazit, duke përfshirë Direktivat e BE-së dhe Rregulloret e sektorit të gazit natyror. Më tej, këta ekspertë duhet të dërgohen për të marrë pjesë në programet e trajnimit për çështje të ndryshme specifike rregullatore. Kjo do të çojë në një performancë më të mirë dhe në kryerjen e detyrave rregullatore dhe marrjen përsipër të detyrave dhe përgjegjësive që i takojnë sipas legjislacionit primar duke pasur parasysh qëllimin final të zhvillimit të tregut funksional të gazit në Shqipëri.

11.3.3 Vlerësimi i OST-G-së

Rëndësia e OST-G

Në bazë të Ligjit të ri për sektorin e Gazit Natyror të vitit 2015, OST-G do të kryejë funksionet e mëposhtëme:

› Mirëmbajtjen, modernizimin, përmirësimin dhe zhvillimin e sistemit të transmetimit të gazit dhe sigurimin nën kushte ekonomike, të kapaciteteve të mjaftueshme për të plotësuar kërkesat e arsyeshme të transmetimit të gazit, në përputhje me kërkesat e mbrojtjes së mjedisit;

› Balancimin e sistemit në përputhje me rregullat e balancimit të sistemit të transmetimit të gazit;

› Operimin e kapaciteteve të sistemit të transmetimit të gazit;

› Zhvillimin e marrëveshjeve teknike të operimit kur furnizuesi me gaz ose tregtari i gazit është një eksportues ose një përfitues nga transmetimi i gazit brenda territorit të Shqipërisë;

- T’u sigurojë OST-G-ve fqinje, OSSH-G-ve lokale, dhe ndërmarrjeve të tjera të gazit informatat e nevojshme për një ndërveprim të sistemeve të gazit, si dhe funksionimin e sigurt dhe efikas të sistemeve të ndërlidhura të gazit;

- T’u sigurojë përdoruesve të sistemit të transmetimit të gazit informacionin e detajuar në lidhje me shërbimet e ofruara, kushtet për shërbime, dhe informacionin teknik të nevojshëm për përdoruesit e sistemit të transmetimit të gazit, (me përjashtim të informacionit konfidencial), sipas mënyrës së miratuar nga ERE; dhe

- Të publikojë në faqen e internetit tarifat e miratuara për lidhjen me sistemin e transmetimit të gazit dhe tarifat e transmetimit të gazit në vetvete.

Ndarja e pronësisë së OST-G-së

Duke pasur parasysh kërkesat e Paketës së Tretë (Direktiva 2009/73 / EC dhe Rregullorja Nr 715/2009/ EC), hapi i parë për ta bërë OST-G plotësisht funksionale është plotësimi i kërkesave të modelit të Ndarjes Pronësore (NP) që nga fillimi. Më konkretisht, kjo do të thotë se nenet 9-11 të Direktivës 2009/73 / EC do të zbatohen plotësisht, kur është fjala për ndarjen dhe çertifikimin e OST-G (duke përfshirë edhe atë nga vendet e treta). Aktiviteti i OST-G do të kryhet në bazë të liçencës së lëshuar nga ERE, një parakusht për vlefshmërinë e cilës është çertifikata e ndarjes e lëshuar gjithashtu nga ERE. Transmetimi i gazit natyror (dhe funksionimin e tregut të gazit) duhet të kryhet si një shërbim publik nga ana e OST-G (dhe operatorit të tregut të gazit, i cili do të jetë një person juridik i themeluar nga OST-G), i cili do të sigurojë një operim transparent, jo-diskriminues dhe efikas.

Çertifikimi i OST-G

OST-G do të themelohet në mënyrë të tillë që është në përputhje me kërkesat e modelit të Ndarjes Pronësore (NP), siç konfirmohet nga ERE në draftin dhe vendimin përfundimtar të çertifikimit. Përputhshmëria me kërkesat e modelit NP do të thotë se ndërmarrja që është pronare e sistemit të transmetimit të gazit vepron gjithashtu edhe si OST-G. Sipas misionit, të drejtave, detyrave dhe përgjegjësive të OST-G, funksionet kryesore të OST-G-së janë: 1) planifikimi, ndërtimi, mirëmbajtja dhe financimi i rrjetit të transmetimit të gazit; dhe 2) funksionimi i sistemit të transmetimit të gazit. Menaxhimi i tregut të gazit do të jetë funksion i operatorit të tregut të gazit.

Përgjegjësitë e OST-G

Kjo supozon se OST-G do të jetë përgjegjëse ndër të tjera për menaxhimin dhe dhënien e aksesit palëve të treta për shfrytëzuesit e sistemit të transmetimit të gazit në baza jo-diskriminuese, për të mbledhur tarifat mbi aksesin, tarifat mbi kapacitetetet e kufizuara, pagesat për kompensimin e brendshëm të OST-G, dhe mirëmbajtjen e zhvillimit të rrjetit të transmetimit të gazit. Përsa i përket investimeve, pronari i sistemit të transmetimit të gazit do të jetë përgjegjës për sigurimin e aftësisë afatgjatë të sistemit për të plotësuar kërkesat e arsyeshme të klientëv nëpërmjet planifikimit të investimeve. Pas liçencimit, OST-G si i Liçensuari do t'i paraqese ERE-s planin e investimeve vjetore dhe afatgjatë, për të siguruar funksionimin e duhur dhe efikas të sistemit të transmetimit të gazit. Planet e investimeve do të japin një pasqyrë të përgjithshme dhe specifike të pritshme ndërtimit apo zgjerimit të infrastrukturës së transmetimit të gazit.

Rregullat e prokurimit të OST-G

Rregullat që do të zbatohen për prokurimin e OST-G duhet të bazohen në parimet e transparencës dhe barazisë në tendera. Kontratat duhet të jepen në bazë të ofertave të hapura konkurruese, duke aplikuar kriteret e parakualifikimit. Në të gjitha rastet, dokumentet e tenderit do të jetë baza për informimin ofertuesit të mundshëm për kërkesat e furnizimit me mallra dhe shërbime të veçanta, duke i dhënë ofertuesit të kualifikuar të gjithë informacionin e nevojshëm për për të paraqitur ofertat e tyre.

Dokumentet e Tenderit

Për qëllim të efikasitetit dhe përdorimit të duhur të fondeve të gazit dokumentet e tenderit duhet që:

- Të përcaktojnë qartë fushëveprimin, mallrat ose shërbimet që do të furnizohen, të drejtat dhe detyrimet e blerësit, furnizuesit dhe kontraktuesit, si dhe kushtet që duhet të plotësohen për të patur një tender që konsiderohet i drejtë; dhe
- Të përcaktojnë kriteret e drejta dhe jo-diskriminuese për përzgjedhjen e fituesit.

Kontrata

Kontrata duhet të përcaktojë qartë mallrat, punët ose shërbimet që duhet të kryhen, të drejtat dhe detyrimet e secilës palë pjesëmarrëse në kontratë, kushtet dhe procedurat e pagesës, rregullimin e çmimeve, dëmet e likuiduara dhe bonuset, forcat madhore, zgjidhja e mosmarrëveshjeve dhe zgjidhja e kontratës, Ligji modifikues dhe rregullues.

Statusi Aktual

Për shkak të ekzistencës të një infrastrukture të kufizuar të gazit dhe rrjedhimisht tregut të gazit, OST-G aktualisht nuk është plotësisht funksionale (pavarësisht faktit se ajo ka qenë e licencuar me vendim të ERE-s që nga 22 gushti i vitit 2012). Procedurat e parashikimit dhe planifikimit nuk janë vënë në vend, Kodin i Rrjetit të Transmetimit dhe Kodi i Tregut nuk janë përpunuar, dhe po kështu edhe treguesit e cilësisë të zhvilluara nga OST-G. Deri tani, Shqipëria nuk ka arritur të përmbushë kërkesat për të krijuar rregulloret dytësore përsa i përket OST-G (duke përfshirë operatorin e tregut) dhe funksioneve të saj.

Rregulloret dytësore

Parimet e përgjithshme të funksionimit të OST-G janë të përcaktuara në Ligjin për Sektorin e Gazit Natyror të vitit 2015, por ky duhet të plotësohet me rregulloret dytësore ku më të rëndësishme janë:

- Kodi i Rrjetit te Transmetimit (rregullat e rrjetit të transmetimit), që mbulojnë detyrat dhe përgjegjësitë e OST-G në lidhje me operimin dhe zhvillimin e sistemit të transmetimit të gazit;
- Rregullat për kushtet e aksesit në sistemin e transmetimit të gazit (kushtet e lidhjes), duke përcaktuar kritere dhe procedura të qarta për lidhjen me rrjetin e transmetimit të gazit;
- Rregullorja mbi sigurinë e furnizimit me gaz natyror (plani i ndërhyrjes emergjente), duke vendosur rregulla të qarta për të siguruar furnizimin e qëndrueshëm dhe efikas të gazit natyror; dhe

- Metodologjia për përcaktimin e tarifave dhe çmimeve të transmetimit duke u fokusuar në procedurën e zhvillimit të tarifave, vlerësimin e kërkesave të të ardhurave vjetore dhe analizën e kostove.

Struktura e organizimit të biznesit të OST-G

Në lidhje me detyrat dhe përgjegjësitë e OST-G, është e nevojshme të strukturohet organizimi i biznesit të tij në mënyrë të tillë që të mundësojë dhe mbështesë komunikimin e brendshëm të rrjedhshem dhe integrimin e grupeve të ndryshme të punës, vlerave dhe strategjive. Këto janë mjete të rëndësishme për krijimin e një organizate efikase të OST-G, të cilat duhet të përfshijnë si më poshtë:

Bordi menaxhimit

- Ofron mbështetje për Kryetarin dhe Bordin Drejtues kur merren vendime strategjike që nuk mund të delegohen në njësitë e veçanta organizative. Vepron si një trup koordinues i nivelit të parë për të gjitha çështjet. Përcakton qëllimin, vizionin dhe vlerat e OST-G;

Departmenti i Transmetimit

- Menaxhon dhe mbikëqyr projektimit inxhinierik, ndërtimin dhe funksionet e mirëmbajtjes së OST-G, duke lejuar që furnizimi me gaz të garantohet në përputhje me kushtet e sigurisë dhe efikasitetit;

Funksioni inxhinierik projektues dhe ndërtues

- Projektimin dhe ndërtimin ose modifikimin e objekteve të sistemit të transmetimit në përputhje me planet e investimeve dhe përmirësimeve. Përshtatjen e mëtejshme të objekteve me kërkesat e miratuara të planifikimit të sistemit të transmetimit të gazit;

Funksioni mirëmbajtës

- Kryerja e detyrave të mirëmbajtjes së objekteve të transmetimit të OST-G. Sigurimi i kushteve të kërkuara të disponueshmërisë dhe besueshmërisë për koston më të ulët të mundshme. Zbatimin e kritereve më të përshtatshme për përmirësimin, funksionimin dhe kontrollin e objekteve dhe pajisjeve;

Departamenti i operimit të sistemit

- Departamenti i operimit të sistemit siguron vazhdimësinë dhe besueshmërinë e furnizimit me gaz dhe koordinimin e saktë të sistemeve të prodhimit dhe transmetimit. Kujdeset për shitjen e kapaciteteve ose kontratat, alokimin e kapaciteteve, balancimin dhe tregun dytësor;

Departamenti i operimit të tregut

- Departamenti i operimit të tregut është i vendosur brenda OST-G vetëm fillimisht për të nisur funksionin dhe më pas duhet të dalë i pavarur si një person i veçantë juridik në pronësi të OST gazit. Ai organizon tregun e gazit në modelin e grupit balancues dhe siguron planifikimin operacional të palëve përgjegjëse të bilancit. Ai kryen mbylljen e transaksioneve dhe zgjidhjen e devijimeve (në sasi dhe financiarisht);

Departamenti i shërbimeve ekonomike dhe financiare

- Menaxhon shërbimet ekonomike dhe financiare, si dhe burimet njerëzore;
  - Kujdeset për furnizimin dhe menaxhimin e burimeve të nevojshme financiare dhe materiale. Mundëson që operacionet e OST-G të arrijnë objektivat e tyre, ndërsa plotëson buxhetin dhe politikat strategjike. Siguron informacion të saktë brendshëm dhe të jashtëm mbi gjendjen financiare. Vlerëson fizibilitetin dhe efektet e veprimeve të OST-G;

Burimet njerëzore

- Përcakton dhe promovon futjen e politikave, planeve dhe procedurave për menaxhimin e personelit të OST-së. Mbështet ekipin menaxhues për të kryer detyrat e tij në menaxhimin e personelit.

Identifikimi i detyrave të veçanta dhe përgjegjësive

Me qëllim që të identifikohen detyrat dhe përgjegjësitë, për çdo fushë të përfshirë në organizimin strukturor rekomandohen strategjitë e mëposhtëme:

- Të bëhet një listë a të gjitha funksioneve të biznesit, për të identifikuar ato që janë strategjike apo jetike për kompaninë, dhe të vlerësohen pasojat e mos-kryerjes së këtyre funksioneve;

- Të bëhet identifikimi i njësive themelore për kryerjen e këtyre funksioneve strategjike vitale dhe të analizohet rëndësia e tyre (nëse ka) për misionin e OST-G; dhe

- Të identifikohen përfituesit dhe klientët (shfrytëzuesit e sistemit).

Aktualisht Albpetroli dhe Albpetroli në Patos funksionojnë sipas skemave organizative që janë aprovuar nga grupet e tyre menaxhuese (figurat më poshtë).

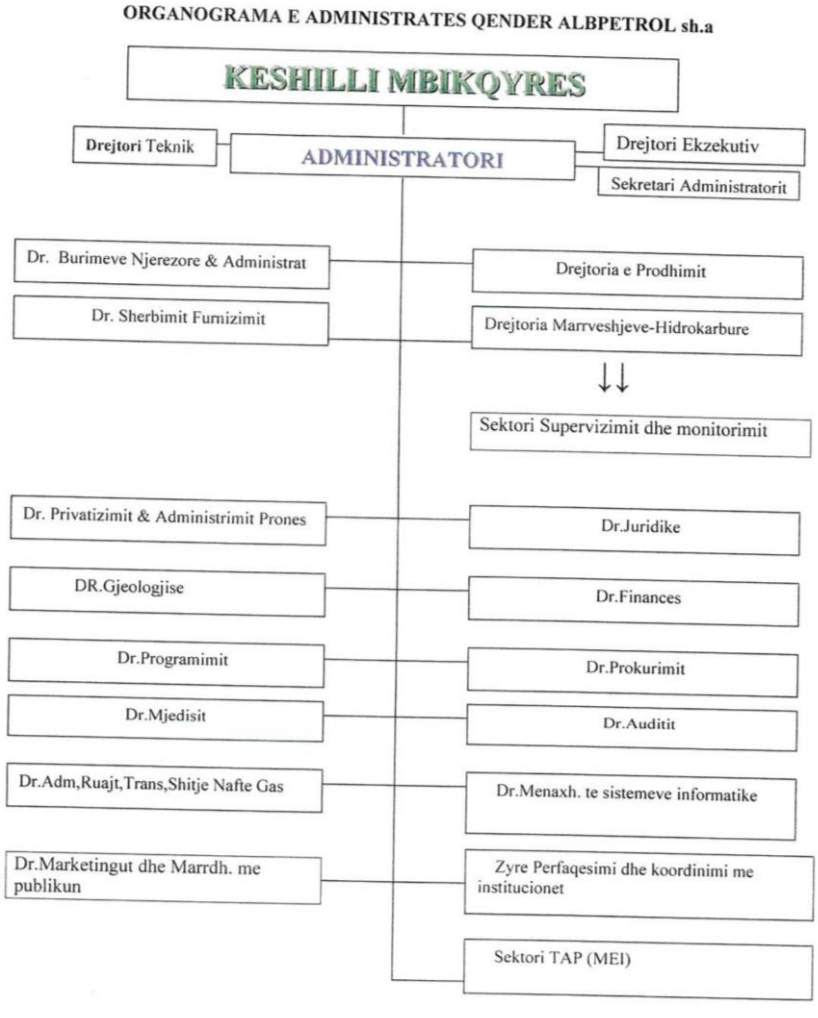


Figura 3. Skema organizative e Albpetrolit

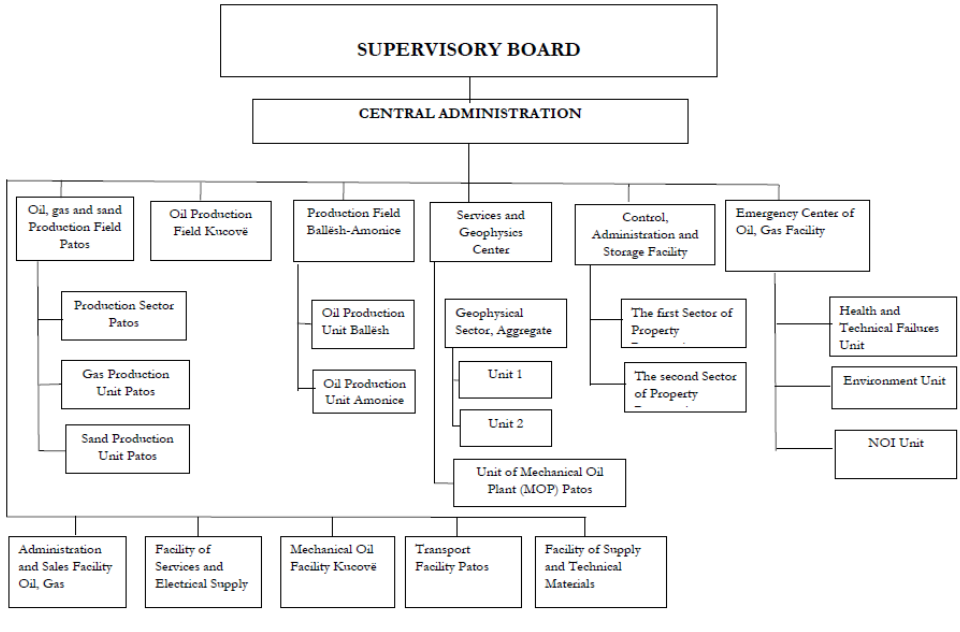


Figura 4 Skema organizative e degës së Albpetrolit në Patos

Albpetroli ka përcaktuar pozicionet dhe kualifikimet për çdo pozicion të Qendrës së Shitjes së Gazit në Fier (Tabela më poshtë).

Table 4 Pozicionet dhe kualifikimet për çdo pozicion të Qendrës së Shitjes së Gazit në Fier

Nr	***Emerimi***	***Arsimi***	***Specialiteti***	***Nr***	***Cilesimi***
	Administrata			***12***	
1	Drejtor	I Larte	Inxh.Ekon, etj	1	Nenpunes
2	K/Inxh.	I Larte	Inxh.	1	Nenpunes
3	Shef finance	I Larte	financier	1	Nenpunes
4	Pergjs.Zyre.Pune,Juridike	I Larte	Jurist	1	Nenpunes
5	Llogaritar pare	I Larte	Ekonomist	1	Nenpunes
6	Specialist zbatimit rregullo.trans.gazit	I Larte	Inxhi.nafte etj	4	Nenpunes
7	Specilist mardhenie me jashte	I Larte	Inxhi.nafte etj	1	Nenpunes
8	Pergjesgjes I tras.gazii	I Larte	Inxhi.nafte, ekon	1	Nenpunes
9	magazinjer	i Larte/mesme	Ekon. Inxh , etj	1	Nenpunes
10	***Sanitare***	***I mesem***		***1***	***Punetor***
	Stacioni Gazit Fier			***10***	
	Pergjegjes stacioni	i Larte/mesme	Inxh.nafte,Teknik	1	Nenpunes
	Operator	I mesem profesional	teknik nafte	4	Punetor
	Nd/Operator	I mesem profesional	teknik nafte	4	Punetor
	Kipist	I mesem profesional	teknik	1	Punetor
	Stacioni Gazit Ballsh			***10***	
	Pergjegjes stacioni	i Larte/mesme	Inxh.nafte,Teknik	1	Nenpunes
	Operator	I mesem profesional	teknik nafte	4	Punetor
	Nd/Operator	I mesem profesional	teknik nafte	4	Punetor
	Kipist	I mesem profesional	teknik	1	Punetor
	Stacioni Gazit Vlore			***8***	
	Roje objekti	I mesem profesional	teknik	8	Punetor
	Kompresorat Drenove			13	
	Pergjegjes stacioni	i Larte/mesme	Inxh.nafte,Teknik	1	Nenpunes
	Kompresorista	I mesem profesional	teknik	4	Punetor
	Elektricist kompresori	I mesem profesional	teknik	3	Punetor
	Operator pomp uji	I mesem profesional	teknik	4	Punetor
	Axhustator	I mesem profesional	teknik	1	Punetor

	Roje Tubacioni			***10***	
	Tubacion Divjake	I mesem	teknik	3	
	Tubacion Povelce	I mesem	teknik	4	
	Tubacion Panaja	I mesem	teknik	3	
	Kontrollor tubacioni			***19***	
	Gjithsej	***Nenpunes 15***	***Punetor 68***	***83***	
	Gjithsej	***15+68=83***			

Deri tani, në përputhje me licencat për transmetimin dhe shpërndarjen e gazit natyror nga 2012, Albpetrol SH.A duhet të kishte zbatuar tashmë, ndarjen pronësore ligjore dhe funksionale. Megjithatë, kjo nuk është realizuar akoma, ndërkohë që i kanë dalë kërkesa te reja që rrjedhin nga PTE.

Kapitulli 12.7 më poshtë përmban disa shënime mbi kërkesat e mëtejshme që do të duhet të plotësohen në kuadrin e riorganizimit të Albpetrolit në funksion të ndarjes sipas modelit NP si dhe për rregullat e çertifikimit të ERE-s. Këto do të jenë të zbatueshme edhe në rast se zgjidhet një operator i kombinuar (i sistemit të transmetimit dhe të shpërndarjes) me kusht që një operator i tillë të jetë në përputhje me kërkesat e modelit NP në lidhje me OST-G.

Megjithatë, ka disa parakushte për procedimin e mëtejshëm të Albpetrolit për zbatimin e modelit NP, dmth disa aktivitete të rëndësishme që marrin kohë duhet të kryhen para se Albpetroli të jetë në gjendje për të filluar ndarjen sipas kërkesave të modelit NP. Këto aktivitete janë shënuar shkurtimisht më poshtë (edhe pse, radha e hapave të caktuara mund të ndryshohet në qoftë se rezulton se një rradhë e ndrzshme do të jetë më e përshtatshme për rrethanat në Shqipëri):

- Fillimisht, Albpetroli duhet të krijojë një inventar të përgjithshëm të pasurisë në nivel kompanie, dhe së dyti për të pasurive të veçanta të cilat i përkasin linjave të naftës dhe gazit dhe të operacioneve të biznesit;

- Më pas, në funksion të aseteve të gazit të lidhura me aktivitet jo-prodhuese dhe jo-tregtare[31] (ato veprimtari që lidhen me prodhimin e gazit dhe shitjen/ tregtinë e gazit nuk përfshihen), Albpetroli duhet të identifikojë dhe të verifikojë ekzistencën e aseteve të gazit të lidhura me aktivitetet jo-prodhuese dhe jo-komerciale dhe të përcaktojë vlerat e tyre bazuar në metodën më të përshtatshme në përputhje me Standardet ndërkombëtare të Vlerësimit (SNV) dhe Standardet ndërkombëtare të Raportimit financiar (SNRF);

[31] Asetet komerciale të gazit (dmth ato që lidhen me shitjen / tregtimin e gazit) mund të trajtohet në mënyrë opsionale si të lejuara për t'u marrë në konsideratë këtu, por vetëm në rast se një operator i kombinuar (i sistemit të transmetimit dhe të shpërndarjes) është përzgjedhur për implementim, për aq kohë sa operatori plotëson rregullin e 10.000 konsumatorëve fundorë në varësi të ndarjes pronësore të sistemit të shpërndarjes (kz është rregulli i 100.000 konsumatorëve fundorë në vendet e BE-së). Asetet e gazit që lidhen me prodhimin duhet të lihen jashtë librave të një operatori të tillë.

- Më pas, në funksion të aseteve të gazit të lidhura me aktivitet jo-prodhuese dhe jo-tregtare (ato veprimtari që lidhen me prodhimin e gazit dhe shitjen/ tregtinë e gazit nuk përfshihen), Albpetroli duhet të krijojë një drejtori të transmetimit dhe shpërndarjes të gazit natyror që do të ketë për detyrë kryerjen e veprimtarive të transmetimit dhe shpërndarjes së gazit natyror;

- Më pas në funksion të aseteve dhe linjave të operimit të biznesit të gazit të lidhura me aktivitetet jo-prodhuese dhe jo-komerciale, Albpetroli duhet t'ja kalojë këto pasuri (të cilat janë vlerësuar më parë) drejtorisë për transmetimin dhe shpërndarjen e gazit natyror (e cila është themeluar më parë) dhe të sigurojë ndarjen e llogarive dhe ndarjen e strukturave të menaxhimit për këtë departament (i cila tani është përgjegjës për transmetimin dhe shpërndarjen e gazit natyror);

- Më pas në funksion të ndarjes ligjore në kontekstin e ndarjes së mëvonshme pronësore (e cila vjen më vonë), Albpetroli duhet ta kthejë drejtorinë për transmetimin dhe shpërndarjen e gazit natyror (e cila është tashmë e themeluar dhe funksionale) në një person juridikisht të ndarë nga Albpetroli dhe të transferojë në pronësi të tij asetet jo-prodhuese dhe jo-komerciale të gazit;

- Së fundi, ky person i ri i ndarë juridikisht që tani zotëron asetet jo-prodhuese dhe jo-komerciale duhet të angazhohet në marrëdhëniet me ERE-n dhe të ndjekë kërkesat e saj lidhur me hartimin e një regjistri të aseteve rregullatore, ri-vlerësimi i aseteve dhe krijimi e bazës rregullatore të aseteve, të cilat do t'i shërbejnë ERE-s për përcaktimin e tarifave të transmetimit dhe shpërndarjes e gazit natyror.

11.4 Konkluzione

Prioritetet

Ligji për sektorin e gazit natyror i vitit 2015 rregullon tregun e gazit natyror, por për procesin e mëtejshëm të (ri) gazifikimit të Shqipërisë do të jetë e nevojshme ose për të zhvilluar struktura të mëtejshme apo për të vendosur persona juridikë që të jenë bartës të projektit të gazifikimit. Meqë potenciali kryesor për gazifikimin është lidhja me TAP, prioriteti i parë është zhvillimi i mëtjeshëm i OST-G (Albpetrolit), i cili tashmë është liçencuar me vendimin e ERE-s dhe prioriteti i dytë është themelimi i OSSH-G.

OST-G dhe OSSH-G

Albpetroli do të zhvillohet më tej si OST-G, në përputhje me ligjin e ri të gazit. Është e kështillueshme, që fillimisht Albpetroli të funksionojë si një kompani 100% në pronësi të shtetit, dhe më vonë të ulë aksionet e saj të pronësisë për ta mbajtur në të në një nivel që korrespondon me Strategjinë e Zhvillimit të Energjisë. Albpetroli do të luajë një rol të rëndësishëm në planifikimin dhe zhvillimin e lidhjes së Shqipërisë me TAP-in dhe tubacionet e tjera rajonale të gazit që mund të jenë realizuar eventualisht dhe gjithashtu të sigurojë mbështetjen e mëtejshme të shtetit për gazifikimin në Shqipëri. Më tej gazifikimi do të kryhet nga OSSH-G, e cila do të zhvillojë rrjetin e shpërndarjes së gazit natyror. Zhvillimi i mëtejshëm i OST-G (Albpetrol) dhe krijimi e OSSH-G do të kryhet nën mbikëqyrjen e ngushtë, kontrollin dhe monitorimin e ERE-s.

ERE

Një nga rolet më të rëndësishme në Ligjin e ri për Sektorin e Gazit Natyror i është dhënë ERE-s. ERE do të duhet të ndërmarrë të gjitha veprimet rregullatore përkatëse për gazifikimin e vendit. Edhe pse ligji parashikon kompetencat e ERE-s për sektorin e gazit (të mbikëqyrë dhe rregullojë funksionimin e ndërmarrjeve të gazit), përveç liçencimit të Albpetrolit për kryerjen e aktiviteteve të transmetimit dhe shpërndarjes të datës 22 gusht 2012, nuk ka asnjë ushtrim tjetër të këtyre kompetencave për shkak të mungesës së një infrastrukturë të rëndësishme të furnizimit me gaz. Meqë kuadri rregullator i lidhur me gazin është në fazat e hershme të zhvillimit, ai ka nevojë të forcohet më tej.

12 SHEMBUJ TË METODOLOGJIVE PËR ÇERTIFIKIMIN DHE EMËRIMIN E OPERATORËVE TË SISTEMIT TË TRANSMETIMIT

12.1 Hyrje

Pas hyrjes në fuqi të ligjit të ri të gazit, kërkesat e Paketës së Tretë janë adoptuar në ligjin shqiptar dhe për pasojë ai duhet të zbatohet në praktikë. Në rrjedhën e zbatimit të tij, do të jetë e nevojshme për të kryer çertifikimin e OST-G (gjithashtu të OST-E, por në një procedurë të veçantë) [32].

Çertifikimi do të udhëhiqet nga ERE. Çertifikimi është një proces që teston përputhshmërisë me kërkesat e ndarjes në lidhje me organizimin e OST-G. ERE do të kryejë procedurën e çertifikimit të OST-G vetëm në përputhje me modelin NP. Dy modelet e tjerë, OPT (Operatori i Pavarur i Transmetimit) dhe OPS (Operatori i Pavarur i Sistemit), nuk janë të zbatueshme në Shqipëri.

Në kontekstin e çertifikimit, Rregullorja mbi Çertifikimin e OST-G e adoptuar nga ERE ofron një grup shënimesh interpretuese sipas modelit të perceptuar të ndarjes pronësore, për të siguruar marrjen e vendimeve uniforme dhe një procedurë korrekte. Rregullorja i ofron ndërmarrjeve të interesuara mundësi për tu përgatitur sa më mirë për aplikimin për çertifikim.

Interpretimet parashtruara në këtë kapitull janë të një natyre rregullatore dhe të lidhura direkt me aplikimin për çertifikimin e OST-G në Shqipëri. Si të tilla, ato kanë të bëjnë vetëm me modelin NP, pasi ky është modeli i vetëm i lejuar për t'u zbatuar në Shqipëri.
Së pari, rekomandimet përmbajnë kuptimin e drejtë rregullator të këtij modeli të ndarjes. Së dyti, ato shërbejnë për të formuar një listë jo të plotë kërkesash për dokumentet që do të dorëzohen nga OST-G për ERE brenda aplikacionit. Së treti, rekomandimet janë brenda kornizës së opinioneve të KE mbi çertifikimin e OST-ve në Shtetet Anëtare të BE-së (në mungesë të atyre të Sekretariatit të KE për Palët Kontraktuese), duke ofruar një shikim më praktik të domethënies së tyre.

Rregullorja mbi Çertifikimin e OST-G e adoptuar nga ERE përfshin edhe kriteret që do të përdoren për të vlerësuar përmbushjen e kërkesave të përcaktuara kur aplikanti për OST-G paraqet kërkesën për çertifikim. Pjesa e parë e këtij kapitulli është drejtpërdrejt e përdorshme për implementimin e Rregullores.

Në pjesën e tij të dytë, kapitulli fokusohet në përvojën e fituar deri tani në kuadër të opinioneve të KE mbi çertifikimin e OST në Shtetet Anëtare të BE. Një grup i

[32] Çfarëdo që është i përmendur në këtë Kapitull nuk është i zbatueshëm për TAP-in, pasi ai ka një regjim të veçantë rregullativ si pasojë e vendimit të përjashtimit. Procedura e çertifikimit ka përfunduar pasi entet rregullatore të Shqipërisë, Greqisë dhe Italisë kanë dhënë vendimet e tyre mbi çertifikimin paraprak pozitiv të TAP-it.

eksperiencave të fituara është elaboruar për modelin NP bazuar në komentet e KE-së. Këto eksperienca mund të përdoren nga ERE për të vendosur kriteret e veta për qëllime të vlerësimit.

Duke përdorur këtë Kapitull, ERE dhe Albpetrol (si aplikuesi potencial për OST-G) mund të avancojnë njohuritë mbi temën komplekse të çertifikimit, e cila është përshkruar më poshtë.

12.2 Procedura e Çertifikimit

Sistemi i transmetimit të gazit

› Funksionimi i sistemit të transmetimit të gazit do të jetë subjekt i çertifikimit nga ana e ERE-s.

OST-G duhet të çertifikohet nga ERE. Funksionimi i sistemit të transmetimit të gazit pa çertifikatë duhet të trajtohet si një kundërvajtje në pajtim me ligjin kombëtar në fuqi dhe mund të shkaktojë marrjen e një gjobe. Sistemi i transmetimit të gazit (rrjeti), do të përcaktohet nga ligji i aplikueshëm kombëtar. Rrjedhimisht, OST-G do të jetë operatori i këtij sistemi të transmetimit të gazit.

Fillimi i procedurës dhe aplikimi tek ERE

› Procedura e çertifikimit do të fillojë me paraqitjen e kërkesës nga aplikanti për OST-G.

Edhe pse fillimi i procedurës së çertifikimit mund të vijë, në parim, me kërkesën e pronarit të sistemit të transmetimit të gazit, Sekretariatit të KE (për sa kohë që Shqipëria është një palë kontraktuese e KE-së), ose me iniciativën e ERE-s, është e këshillueshme që vetë aplikuesi për OST-G të jetë iniciator, sepse ai mbi të gjitha është objekt i çertifikimit. Për më tepër, parashtruesit e kërkesës për OST-G do të mbajnë barrën e procedurës së çertifikimit. Në rastet kur aplikuesi nuk është OST-G, pasi në atë rast do të kishte qenë i prekur nga vendimi, është megjithatë e detyrueshme për OST-G të marrë pjesë në procedurë. Përveç aplikuesit për OST-G, ndonjë nga Kompanitë e integruara vertikalisht (KIV-ët) lidhur duhet të marrë pjesë në procedurë gjithashtu.

Afati i aplikimit

› OST-G duhet të paraqesë kërkesën për çertifikim jo më vonë se 1 qershori i vitit 2016 (kjo datë është vendosur në përputhje me Vendimin e Këshillit të Ministrave që ka Direktivën 2009/73 / EC të gazit natyror, si acquis communautaire i ri). Kjo datë duhet të modifikohet në përshtatje me rrethanat në Shqipëri duke pasur parasysh rezultatet e komunikimit me Sekretariatin e KE-së.

Ligji përkatës kombëtar duhet të deklarojë se data ligjore e kërkesës për çertifikim është jo më vonë se data e caktuar. Pasoja e mungesës (ose vonesës) të afatit të aplikimit për çertifikim nuk do të rregullohet në mënyrë specifike në legjislacion. Kjo nuk është një çështje për tu shqetësuar sepse ERE, në një situatë të tillë, mund të fillojë procedurën e çertifikimit më vete për të siguruar përputhshmërinë me kërkesat e ndarjes.

Shikim i përgjithshëm mbi proceduren zyrtare te çertifikimit

› Procedura e çertifikimit mund të përmblidhet si në tabelën e mëposhtëme:

Tabela 5 Sekuenca në kohë e procedurës zyrtare të çertifikimit

1 Qershor 2016	Afati i fundit për ERE-n për të pranuar aplikimet për OST-G.
4 muaj	Afati i fundit për ERE-n për të dhënë vendimin për draft çertifikimin (duke filluar me aplikimin e plotë).
Menjëherë	Dhënia nga ERE e vendimit të draft çertifikimit për Sekretariatin e KE-së dhe për aplikuesit për OST-G.
4 muaj	Afati i fundit për Sekretariatin për t'i dërguar ERE-s një përgjigje (opinion) për aplikantin. SKE duhet t'I kërkojë Bordit Shqyrtues të japë mendimin e tij për vendimin e ERE-s
2 muaj	Afati i fundit për ERE-n për të nxjerrë vendimin përfundimtar të çertifikimit (duke filluar me marrjen e mendimit të SKE-së) apo miratimi i heshtur i SKE, duke konsideruar maksimumin e rekomandimeve.
X	Publikimi i vendimit në Fletoren Zyrtare / faqen e internetit të KE-së → emërtimin në të njëjtën kohë.

Vendimi i ERE-s

› ERE do të marrë vendimin përfundimtar për çertifikimin brenda dy muajve nga marrja e mendimit të SKE ose nga skadimi i afatit të përcaktuar në nenin 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 714/2009 të energjisë elektrike apo nenin 3 (1) të Rregullorja (KE) Nr 715/2009 të gazit natyror (në fiksionin e mosveprimit). Pasi SKE ka dërguar opinionin e saj, ERE e merr atë në konsideratë në masën maksimale të mundshme, dhe merr vendimin përfundimtar të çertifikimit.

ERE do të marrë vendimin përfundimtar të çertifikimit brenda dy muajve nga marrja e mendimit nga SKE ose deri në fund të periudhës së lejuar për shqyrtim nëse nuk e merr atë. ERE e merr parasysh opinionin e SKE-së dhe mbështetet sa më shumë që të jetë e mundur mbi atë opinion për marrjen e vendimit përfundimtar të çertifikimit. Për vendimin e draft-çertifikimit, aplikimi dhe dokumentacioni i duhur, i paraqitur në mënyrë mjaft të qartë, duhet të dorëzohet duke përfshirë çdo miratim dhe pëlqimet e nevojshme, në qoftë se jepet. Kjo lidhet me, për shembull, rishikimin e marrëveshjeve kontraktuale, ofrimin e shërbimeve për OST-G nga ndonjë nga KIV-ët apo ndonjë nga filialet e tyre dhe anasjelltas.

Dispozita shtesë

› Çertifikimi mund të jetë i kushtëzuar, në masën e nevojshme për të siguruar se kërkesat do të përmbushen.

Vendimi përfundimtar çertifikimit mund të jetë: 1) i kufizuar, brenda kuptimit të Ligjit te Procedurave Administrative, 2) i miratuar me kusht, ose 3) nën revokim. Çertifikimi gjithashtu mund të miratohet me kusht dhe t'i nënshtrohet më vonë amendimit ose plotësimit. Qëllimi legjislativ për këtë zgjedhje është sigurimi qëndrueshmërinë ekonomike dhe aftësinë për të investuar. ERE duhet të përdorë këtë opsion vetëm nëse ka dyshime për përshtatshmërinë e burimeve të

nevojshme financiare të OST-G. ERE rezervon të drejtën për të nxjerrë rregullore të tjera për të siguruar respektimin e kërkesave të ndarjes në të ardhmen. Ky është një shqetësim i veçantë për sa i përket hartimit të programit të përputhshmërisë dhe zbatimit të tij.

Emërimi i OST-G

› Vendimi përfundimtar çertifikimit do të publikohet, së bashku me mendimin e SKE-së, në Gazetën Zyrtare të Shqipërisë dhe në faqen e internetit të KE-së, në formën e duhur. Me shpalljen e çertifikimit në Gazetën Zyrtare të Shqipërisë dhe në faqen e internetit të KE-së, aplikanti është emëruar si OST-G. ERE do të njoftojë SKE për emërimin të OST-G në përputhje me modelin NP. Emërimi i OST-G sipas dy modeleve të tjera nuk është i mundur.

Procedura e çertifikimit përfundon me emërimin e OST gazit me njoftim formal në Gazetën Zyrtare të Shqipërisë dhe në faqen e internetit të KE-së. ERE do të njoftojë SKE në përputhje me rrethanat në lidhje me emërtimin.

Miratimi në heshtje

› *Nëse ERE-ja nuk merr vendim brenda afatit të caktuar, atëherë OST-G e* merr të mirëqënë vendimin pozitiv të çertifikimit.

Miratimi në heshtje do të aplikohet nëse ERE-ja nuk shpall vendimin përfundimtar të çertifikimit brenda dy muajve nga marrja e opinionit të SKE-së ose përfundimit të periudhës së komenteve. Në një rast të tillë, OST-G-ja përkatëse konsiderohet si e çertifikuar. OST-G konsiderohet e çertifikuar deri në datën në të cilën ERE e merr një vendim të tillë. Përfundimi i afatit dhe miratimi në heshtje nuk do të kërkonte një sqarim zyrtar. Kjo klauzolë siguron që OST-G-ja mund të vazhdojë të operojë sistemin e transmetimit të gazit dhe do të pranojë çdo paqartësi ligjore në rast të një vonese në çertifikim.Miratimi në heshtje vlen vetëm nëse SKE ka qenë i përfshirë.

Ndryshimet në procedura kur përfshihen vende të treta

› Në rastin e OST-G apo një pronari të sistemit të transmetimit të gazit të përbërë nga një ose më shumë persona (vetëm apo bashkëpronarë) që vijnë nga një ose më shumë vende të treta, çertifikimi do të jepet vetëm nëse OST-G ose pronari i sistemit të transmetimit të gazit plotëson kërkesat e parashikuara nga ligji i aplikueshëm kombëtar dhe nëse MEI ka vendosur se dhënia e çertifikimit nuk rrezikon sigurinë e energjisë elektrike apo furnizimit të gazit natyror në Shqipëri dhe të KE-së. Aplikanti duhet të dorëzojë të gjitha dokumentet e nevojshme për vlerësimin e ndikimit në lidhje me sigurinë e furnizimit me gaz natyror në bazë të kërkesës.

Në rast të përfshirjes së vendeve e treta, një metodë tjetër do të aplikohet që synon në veçanti pjesëmarrjen e MEI, përveç pjesëmarrjes së SKE-së. Një katalog i rasteve të ndarjes duhet të zgjerohet me përfshirjen e çdo vendi tjetër të tretë për të vlerësuar ndikimin e çertifikimit në sigurinë kombëtare të furnizimit me gaz natyror dhe të sigurisë së KE-së. Çertifikimi do të arrihet në bashkëpunim me MEI-n. Përndryshe, procedura është e njëjtë me procedurën bazë, kështu që pjesa e mëposhtëme ka për qëllim vetëm për të adresuar detaje të reja.

Kontrolli nga persona nga vende të treta

› Kur aksionet monetare të OST-G apo një sistemi të transmetimit të gazit mbahen nga një ose më shumë persona nga vende të treta (vende të cilat nuk janë palë kontraktuese të KE-së), vetëm ose në bashkëpronësi, ERE duhet të informojë menjëherë SKE-në. OST-G apo pronari i sistemit të transmetimit të gazit duhet të paraqesë aplikimin për çertifikim tek ERE jo më vonë se data 1 janar 2017.

Këto dispozita do të zbatohen kur OST-G apo pronari i sistemit të transmetimit të gazit kontrollohet nga një ose disa persona nga vendet e treta. Personi kontrollues duhet të jetë jashtë Palëve Kontraktuese të KE-së. Për më tepër, kontrolli duhet të jetë i plotë, (dmth angazhim i plotë nga një person ose persona nga një ose më shumë vende të treta). Rregullorja e Bashkimit të Kompanive e BE-së është nje rregullore e rëndësishme për përcaktimin e nivelit të kontrollit. Kompania mëmë ose një person nga një vend i tretë trajtohet gjithashtu edhe si person i vendit të tretë i cili mban nën kontroll i vetëm OST-G-në. Nëse disa persona vendeve të treta dhe një person nga palë kontraktuese të KE-së kontrollojnë së bashku OST-G-në, atëherë konsiderohet se OST-G është pjesërisht e kontrolluar sepse ka një person nga Palët Kontraktuese të KE-së.

Njoftimi i SKE dhe afatet finale

› Kur dorëzohet kërkesa për çertifikimin e OST-G nga një vend i tretë ERE njofton Sekretariatin.

Edhe pse OST-G do të bëjë kërkesën jo më vonë se 1 janari 2017, kjo nuk do të thotë se çertifikimi është i panevojshëm përpara kësaj date. Për një procedurë më ekonomike rekomandohet që OST-G të bëjë kërkesën brenda 1 qershorit 2016.

Pjesëmarrja e MEI

› MEI do të informojë ERE-n brenda tre muajve nga marrja e dokumentacionit të plotë për dhënien e vlerësimin nëse dhënia e çertifikimit kërcënon sigurinë kombëtare të energjisë elektrike apo furnizimit me gaz natyror në Shqipëri dhe sigurinë e KE-së. Në vlerësimin e ndikimit në sigurinë e furnizimit me gaz natyror, MEI do të përfshijë:

  - të drejtat dhe detyrimet e KE-së në lidhje me këtë vend të tretë, sipas së drejtës ndërkombëtare, duke përfshirë çdo marrëveshje të arritur me një ose më shumë vende të treta ku KE është palë kontraktuese dhe që adreson çështjet e sigurisë së energjisë,
  - të drejtat dhe detyrimet e Shqipërisë për atë vend të tretë që dalin nga një marrëveshje lidhur me vendin e tretë, sipas acquis communautaire të KE-së, dhe
  - rrethana të tjera të veçanta të rastit në fjalë dhe të vendit të tretë.

Ndërsa ERE do të shqyrtojë përputhshmërinë me rregullat, MEI do të vlerësojë ndikimin e çertifikimit në sigurinë kombëtare të furnizimit të energjisë dhe të KE-së në bazë të disa kritereve të caktuara. Paralelisht me kërkesën e paraqitur ndaj ERE-s, OST-G duhet t'i japë dokumentet e kërkuara për shqyrtim MEI-t. Auditimi nga MEI do të kryhet si një vlerësim i pavarur i ndikimit në sigurinë e furnizimit me energji të cilën ERE është e detyruar ta marrë në konsideratë në dhënien e vendimit përfundimtar për çertifikimin.

Pjesëmarrja e SKE-së

› Para marrjes së vendimit përfundimtar të çertifikimit nga ERE, ERE dhe MEI do t'i kërkojnë SKE një mendim nëse OST-G-ja apo një pronar i sistemit të transmetimit të gazit plotëson kërkesat dhe nëse përbën një kërcënim për sigurinë energjetike të KE dhe rrjedhimisht duhet të përjashtohet nga çertifikimi.

SKE do të ketë një mundësi për të komentuar para se të merret vendimi përfundimtar i çertifikimit nga ERE. ERE do të analizojë kërkesën për çertifikim brenda katër muajve duke filluar me fillimin e procedurës dhe do t'i dërgojë vendimin e draft-çertifikimit së bashku me të gjitha informatat e duhura SKE-së për të marrë mendimin e tij. SKE mund, së pari, të kërkojë respektimin e plotë të kushteve të ndarjes, por edhe të tërheqë vëmendjen për ndikimin e çertifikimit në sigurinë e furnizimit me energji. Periudha për të komentuar mbi çertifikimin është katër muaj dhe mund të zgjatet edhe më shumë nëse SKE vendos të marrë mendimin e Bordit Rregullator të KE-së, të Palëve Kontraktuese në fjalë në KE ose ndonjë pale tjetër të interesuar.

Vendimi

› ERE do të vendosë për çertifikimin brenda dy muajve pas marrjes së opinionit nga SKE, ose pas periudhës së përmendur në nenin 11 (6) të Direktivave, nëse periudha ka kaluar pa marrë një opinion nga SKE. ERE merr parasysh në masën maksimale të mundshme mendimin e SEN në vendimin përfundimtar të çertifikimit. Rishikimi nga MEI do të jenë pjesë e vendimit përfundimtar të çertifikimit nga ana e ERE-s.

Afatet për vendimin përfundimtar të çertifikimit janë të ngjashme me ato të procedurës bazë. ERE do të njoftojë SKE pa vonesë për vendimin e draft-çertifikimit dhe do t'i paraqesë të gjitha informacionet e rëndësishme në lidhje me të.

Publikimi

› ERE duhet të publikojë vendimin përfundimtar për çertifikimin së bashku me mendimin e SKE-së në Gazetën Zyrtare të Shqipërisë dhe në faqen e internetit të KE-së. ERE do të komunikojë çdo devijim nga opinioni i SKE-së, përfshirë edhe arsyetimin për çdo devijim të mundshëm dhe e publikon atë.

12.3 Ndarja Pronësore e OST-G-së (Modeli NP)

Modeli NP

Çertifikimi i një OST-G-je sipas modelit NP (Ndarja Pronësore) kërkon që pronësia e rrjetit të transmetimit të gazit të jetë e qartë, kontrolli dhe të drejtat në fushat e eksplorimit, prodhimit apo furnizimit janë të kufizuara, emërimi i anëtarëve të Organit Mbikëqyrës është i rregulluar dhe ka fonde të mjaftueshme në dispozicion për OST-G. Procedura e ndarjes do të sigurojë se informacionet sensitive nuk keqpërdoren në zonat e eksplorimit, prodhimit, apo furnizimit.

Pronësia e rrjetit të transmetimit të gazit

› OST-G sipas modelit NP nëpërmjet investimeve direkte ose investimeve të kapitalit, do të jetë pronar i rrjetit të transmetimit të gazit.

Dy modelet themelore të shpjeguara në vijim janë të mundshme:

› Ose OST-G sipas modelit NP mban pronësinë e rrjetit të transmetimit të gazit mënyrë direkte, në kuptimin e ligjit të pronës, ose

› Ose e drejta për pronësinë e rrjetit të transmetimit të gazit ndërmjetësohet përmes pjesëmarrjes së një shoqëri tjetër (të ashtuquajtur "kompani pronësie"), e cila mban pronësinë e rrjetit të transmetimit të gazit në kuptimin e ligjin të pronës.

Në përgjithësi, formimi i një sipërmarrje të përbashkët është gjithashtu i lejueshëm. Pronësia e OST-G-së, e cila është formuar në këtë mënyrë, do të shtrihet mbi të gjithë rrjetin e transmetimit të gazit.
Në opsionin e parë, OST-G mban drejtpërdrejt pronësinë e rrjetit të transmetimit të gazit në kuptimin e ligjit të pronës. Operimi rrjetit të gazit mund të vlerësohet në bazë të standardeve të cilat lejojnë një pronësi e pjesshme të rrjetit të transmetimit të gazit, për aq kohë sa rrjeti është plotësisht i ndarë nga ana e pronësisë. Veçanërisht në rrjetet e gazit, forma nga më të ndryshmet mund të ndodhin kur një tubacioni mund të përdoret nga disa OST-G, të cilat ndajnë pronësinë e tubacionit apo kapacitetit në një formë ose në një tjetër. Megjithatë, menaxhimi teknik apo funksionimi i sistemit në fakt mund të bëhet vetëm në mënyrë uniforme. Operimi i rrjetit të gazit dhe menaxhimin teknik apo funksionimi i sistemit mund të ndahen.

Në opsionin e dytë, OST-G-ja gjithashtu mund të ndërmjetësohet nga investimet e kapitalit, dmth ajo mund të paraqitet si një prej investitorëve apo pronarëve të rrjetit të transmetimit të gazit. Këtu, pronësia e rrjetit të gazit apo një pjese të tij i është dhënë kompanisë pronare në të cilen OST-G-ja ka investuar kapitale. Kjo supozon se pjesa e pronësisë që zotëron OST-G-ja i jep të drejtën për të disponuar rrjetin e transmetimit të gazit me të drejtën e pronarit. Megjithatë, nuk ka nevojë për një të drejtë të vetme të dispozicionit të rrjetit. Përkundrazi, të drejtat që janë të krahasueshme me ato të një pronari të përbashkët duhet të plotësohen. Të drejtat e palëvë pronare duhet të sanksionohen në marrëveshjen e tyre të bashkëpunimit.

Të drejtat e Pronës

Ka marrëveshje të ndryshme në lidhje me të drejtat e pronësisë të ndërmjetësuara nga investimet e kapitalit. Për shembull, ka raste kur linjat / tubacionet janë subjekt i përmasave përkatëse duke pasqyruar në këtë mënyrë aksione individuale. Në rrjetet e gazit, aksionet e mbajtura nga aksionerët rregullisht kanë të bëjnë edhe me kapacitetet, përveç atyre që janë të lidhur fizikisht me vetë tubacionet. Ndërmarrjet të cilat janë aktive në zonat konkurruese nuk lejohen të mbajnë aksione pronësie në kompani. Në kontekstin e ndarjes, kjo është e lejuar vetëm nëse ato aksionarë janë OST-G të ndara në mënyrë të rregullt. Një kontroll i përbashkët mbi kompaninë e pronësisë, e cila është pronare e drejtpërdrejtë e rrjetit të transmetimit të gazit, do të kërkohet, atëherë kur asnjëra nga palët nuk ka një kontroll të vetëm të kompanisë përmes marrëveshjeve kontraktuale. Në këtë rast, ndërmarrjet kontrolluese nuk mund të mbajnë "pronësinë indirekte" të rrjetit të transmetimit të gazit. Në këtë rast, do të zbatohet Rregullorja e BE-së për bashkimin e kompanive.

Sipërmarrjet e përbashkëta

› Dy ose më shumë ndërmarrje, të cilat janë pronarë të rrjetit të transmetimit të gazit, mund të krijojnë një ndërmarrje të përbashkët, e cila do të veprojë si OST-G për rrjetin përkatës në dy ose më shumë Palë

Kontraktuese ose Shtete Anëtare të BE. Një ndërmarrje tjetër mund të bëhet pjesë e sipërmarrjes së përbashkët, vetëm nëse është e ndarë siç duhet dhe e çertifikuar sipas ligjit kombëtar të respektiv.

Opsioni i tretë për të strukturuar OST-G sipas Modelit NP është krijimi i një ndërmarrje të përbashkët e cila operon rrjetet e transmetimit të gazit në të paktën dy Palë Kontraktuese të KE-se ose dy Shtete Anëtare të BE-së. Në këtë rast, operimi i rrjetit të gazit dhe menaxhimin teknik do të ndahen plotësisht (shih Figurën më poshtë).

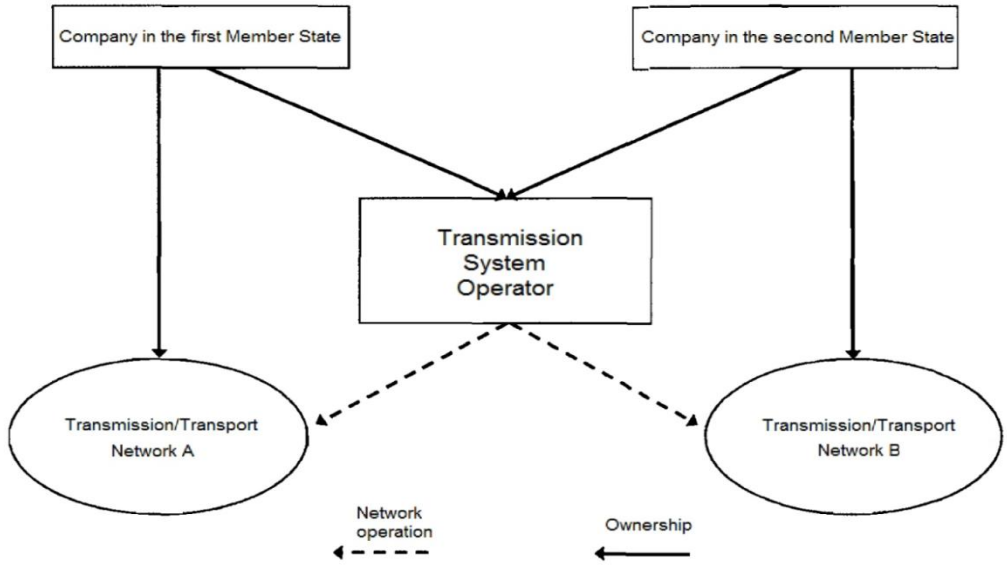


Figura 5 Struktura e sipërmarrjes së përbashkët

Burimet e nevojshme

Pronësia e OST-G-së do të zgjerohet në rrjetin e transmetimit të gazit, duke diferencuar në parim midis burimeve të nevojshme direkte dhe indirekte. Burimet e nevojshme direkte për funksionimin e rrjetit të transmetimit të gazit janë të gjitha ato burime që janë direkt të nevojshme për funksionimin e rrjetit të transmetimit të gazit. Kjo kërkon që të gjitha burimet që OST-G duhet të ketë në dispozicion për të përmbushur detyrat e tij, duke përfshirë dhomën e kontrollit dhe ato të burimeve të nevojshme për të bërë lidhjen në rrjet dhe për të garantuar aksesin në sistem. OST-G do të ketë të gjitha burimet e rrjetit të transmetimit të gazit në mënyrë që ajo të mos jetë e varur nga një palë e tretë në fusha të tilla si, për shembull, dhënia e aksesit në sistem. Burimet e nevojshme indirekte për funksionimin e rrjetit të transmetimit të gazit janë të gjitha ato pajisje të cilat janë vetëm në mënyrë indirekte të nevojshme për funksionimin e rrjetit të transmetimit të gazit (të tilla si lokalet, zyrat, infrastruktura IT, etj). Ato nuk përfshijnë asetet jo-teknike (p.sh. lehtësirat e nevojshme për kontabilitetin) dhe pasuritë jo-materiale (p.sh. pronësia e markës së gazit të OST-G).

Modeli i marrjes nën përdorim

Në rastet e mëparshme, OST-G është themeluar si një pronar i rrjetit të transmetimit të gazit, drejtpërdrejt ose me ndërmjetësimin e investimeve të kapitalit, ose nëpërmjet një sipërmarrjeje të përbashkët. Janë bërë komente se marrëveshje të tjera (të tilla si qiraja apo ndonjë tjetër) nuk janë të mjaftueshme.

Megjithatë, zgjidhje të bazuara në të drejtat e marrjes në përdorim (të ashtuquajturit "modeli i marrjes në përdorim"), zakonisht mund të ndeshen në praktikë, dhe janë te lejuara në raste individuale si përjashtim nga rregulli i marrjes nën pronësi, nëse:

- OST-G ushtron një ndikim të madh në objektin me qira e cila është e krahasueshme me një pozicion të pronësisë, që do të thotë se marrëveshjet e transferimit janë të dizajnuara në mënyrë të tillë që në kuptimin juridik dhe faktik OST-G vepron në mënyrrë të krahasueshme si një pronar,

- Objekti i një OST-G-je tjetër (ose pronari i rrjetit të transmetimit të gazit në kontekstin e OPS) është dhënë në përdorim me qira, dhe

- Objekti me qira nuk ka peshë të konsiderueshme në krahasim me rrjetin e përgjithshëm të transmetimit të gazit, domethene; vetëm ato linja ose objektet të cilat luajnë një rol të vogël mund të jepen për përdorim me qira

Rregullat e ndarjes nuk rrezikohen nëse modeli i marrjes ne përdorim me qira është i autorizuar, është në një masë jashtëzakonisht të kufizuar, dhe në kushte të përcaktuara. Një ndarje efektive e operatorit të transmetimit do të mundësojë ndarjen efektive të rrjeteve të gazit nga kërkimi, prodhimi, apo furnizimi. Rreziku i diskriminimit duhet të eliminohet si në lidhje me operimin e rrjetit ashtu edhe në lidhje me investimet në rrjet. Rregullat e ndarjes duhen zgjidhur në mënyrë efektive për të mënjanuar konfliktet e interesit në mes prodhuesve dhe furnizuesve nga njëra anë dhe OST-G nga ana tjetër, në mënyrë që të sigurojë stimuj për investimet e nevojshme dhe për të siguruar aksesin e anëtarëve të rinj.

Marrja në përdorim me qira e aseteve nuk ndikon në rregullat e ndarjes nëse pjesë të rrjetit të transmetimit të gazit i përkasin një tjetër OST-G-je. Marrja në përdorim me qera ndodh në mes të operatorëve që bashkëpunojnë, të cilët duhet të përmbushin kërkesat ligjore të ndarjes në mënyrë individuale. Megjithatë marrja me qira e rrjetit ose pjesëve të rrjetit që i përkasin KIV apo ndërmarrjeve në varësi të saj, nuk lejohet, sepse KIV nuk mund të ushtrojë kontroll mbi rrjetin e transmetimit të gazit. SKE ndoshta mund të marrë një qëndrim të ndryshëm dhe të kërkojë një ndarje strikte të pronësisë së OST-G-së për të gjitha pjesët përkatëse të rrjetit.

Kontrolli dhe të drejtat mbi OST-G

- Personat e angazhuar, direkt ose indirekt, në kontrollin e një ndërmarrjeje që kryen ndonjë prej aktiviteteve të eksplorimit, prodhimit apo furnizimit nuk kanë të drejtë të ushtrojë kontroll apo të kenë të drejta mbi OST-G apo rrjetin e transmetimit qoftë në mënyrë direkte apo indirekte.

Kontrolli dhe të drejtat mbi nderrmarjet e prodhimit dhe furnizimit

- Personat e angazhuar, direkt ose indirekt, në kontrollin e OST-G ose rrjetit të transmetimit nuk kanë të drejtë për të, ushtruar kontroll apo të kenë të drejta mbi një ndërmarrje kryen ndonjë prej aktiviteteve të eksplorimit, prodhimit apo furnizimit të konsumatorëve, qoftë në mënyrë direkte apo indirekte.

Kërkesat për OST-G sipas modelit NP në mënyrë eksplicite ndalojnë dy struktura themelore të korporatës (shih më poshtë); për shkak ose të ushtrimit të kontrollit ose ushtrimit të të drejtave. Për kontrollin dhe të drejtat gjithmonë duhet t'i referohemi KE-së si për sektorin e gazit natyror ashtu edhe për atë të energjisë elektrike. Kjo do të thotë se investimet përkatëse janë shpesh të kufizuara në hapësirë për KE-në dhe bëhen për sektorët e energjisë elektrike dhe gazit natyror. Rregullat e ndarjes së pronësisë identifikojnë dhe ndalojnë dy struktura bazë të korporatave. Në rastin e parë, një person i cili kontrollon një ndërmarrje që kryen ndonjë prej aktiviteteve të prodhimit apo furnizimit për klientët, nuk mund të ushtrojë kontrollin e as të ushtrojë të drejtat e tij mbi OST-G (shih Figurën tjetër). Në rastin e dytë, një person i cili kontrollon OST-G nuk do të ushtrojë kontroll e as të drejta në një ndërmarrje e cila kryen ndonjë prej aktiviteteve të prodhimit apo furnizimit të klientëve (shih Figurën tjetër). Duke përjashtuar këto dy modele, mundësitë e tjera për investime janë të mundshme (shih Figurën tjetër), për aq kohë sa kufizimet e vendosura nuk lejojnë të drejta ose kontroll të konsiderueshëm nga partnerët e vegjël. Është gjithashtu e mundshme që një ndërmarrje mund të çertifikohet, nëse pragu 25% është tejkaluar; megjithatë, nuk mund të ushtrojë ndikim përcaktues nëpërmjet kontrollit ose të drejtave.

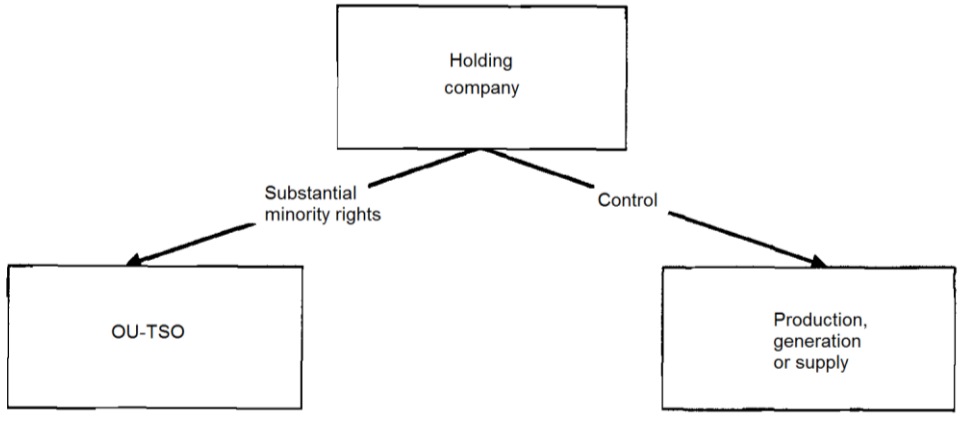


Figura 6 Struktura e parë e korporatave që nuk lejohet për OST sipas modelit NP

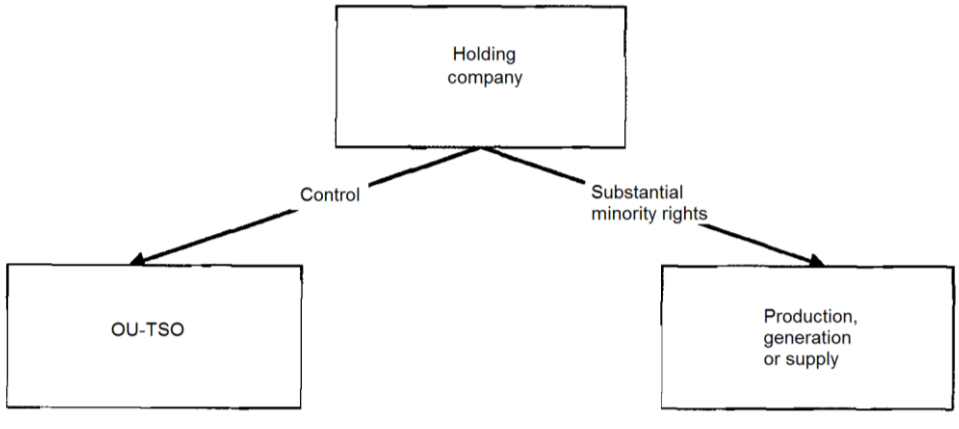


Figura 7 Struktura e dytë e korporatave që nuk lejohet për OST sipas modelit NP

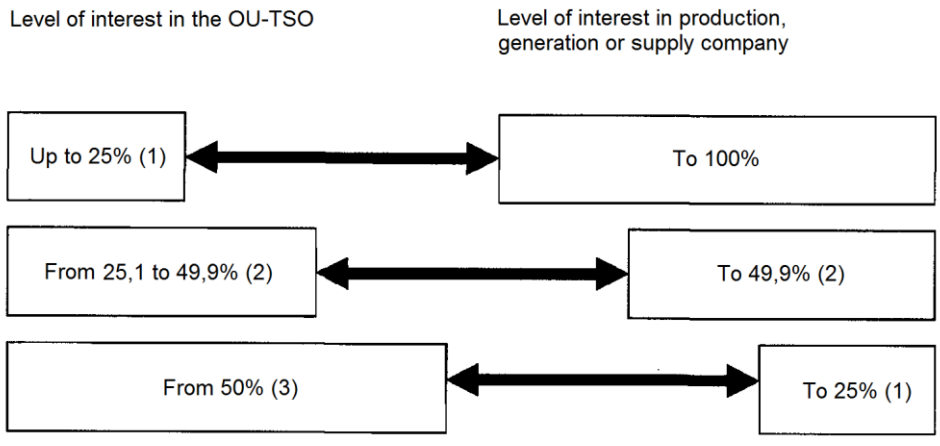


Figura 8 Strukturat e korporatave që lejohen për OST sipas modelit NP

Kontrolli mbi ndërmarrjet

- Kontrolli mbi ndërmarrjet nënkupton të drejta, marrëveshje, ose çdo mjet tjetër, i cili veçmas ose në kombinim dhe duke pasur parasysh konsideratat e juridike ose faktike, krijojnë mundësinë e ushtrimit të një ndikimi vendimtar mbi një ndërmarrjeje të caktuar nëpërmjet:
  - pronësisë ose të drejtës për të përdorur të gjitha ose një pjesë të aseteve të ndërmarrjes, dhe
  - Të drejtat ose marrëveshjet që ushtrojnë ndikim vendimtar në përbërjen, votimin ose vendimet e një ndërmarrjeje.

Sipas interpretimit të Rregullores së BE-së për Bashkimet e Korporatave, në qoftë se ka një ndikim vendimtar nga një ndërmarrje të shërbimeve mbi një ndërmarrjeje tjetër të shërbimeve, një grup i tillë trajtohet si një njësi e përbërë. Koncepti i ndikimit vendimtar do të thotë se fuqia vendimmarrëse e sipërmarrjes i është transferuar një subjekti tjetër, dhe për këtë arsye procesi i vendimmarrjes në ndërmarrjen e parë nuk është më i pavarur. Këto ndërmarrje të varura janë subjekte juridike mbi të cilat një njësi tjetër ndërmarrje ekonomike (ndërmarrja kontrolluese), drejtpërdrejt ose tërthorazi, mund të ushtrojë një ndikim kontrollues. Nuk ka rëndësi se sa është ushtrimi aktual i kontrollit. Kontrolli vendimtar do të ndikojë mbi hapësirën konkurruese të ndërmarrjes kontrolluar, në mënyrë të tillë që ndërmarrja që e kontrollon ka mundësi për të realizuar interesat e vet konkurruese. Kontrolli mund të merret përmes blerjes së aksioneve, blerjes së aseteve, kontratave ligjore apo ndonjë mjeti tjetër, dhe në veçanti përmes integrimit të personelit.

Të drejtat mbi ndërmarrjet

- Të drejtat sipas referimit të mësipërm janë:
  - fuqia për të ushtruar të drejtën e votës,
  - fuqia për të emëruar anëtarët e Organit Mbikëqyrës ose organe të tjera që ligjërisht përfaqësojnë ndërmarrjen, dhe

- zotërimi i shumicës së aksioneve.

Nëse një person kontrollon një ndërmarrje nga zonat konkurruese energjetike, ai nuk mund të ushtrojë asnjë të drejtë mbi OST sipas modelit NP dhe anasjelltas. Megjithatë, mbajtja e pakicës së aksioneve me të drejtë vote është në përgjithësi e lejuar. Kjo është e vlefshme vetëm në qoftë se ka të drejta të rëndësishme që mund të ushtrohen nga pakicat (të tilla si e drejta e vetos). Një pjesëmarrje në partneritet edhe me më shumë se 25% të aksioneve është në thelb e lejuar. Limiti prej 25.1% nuk është absolut.

Emërimi i anëtarëve të Organit Mbikëqyrës (1)

› Personat e angazhuar, direkt ose indirekt, në kontrollin e një ndërmarrjeje që kryen ndonjë prej aktiviteteve të prodhimit apo furnizimit për klientët, ose ushtron të drejtat e tyre në një ndërmarrje të tillë, nuk kanë të drejtë të bëhen anëtarë të Organit Mbikëqyrës ose organeve të tjera përfaqësojnë ligjërisht OST-në sipas modelit NP.

Emërimi i anëtarëve të Organit Mbikëqyrës (2)

› Personat të cilët janë anëtarë të Organit Mbikëqyrës ose organeve të tjera që përfaqësojnë ligjërisht një ndërmarrje që kryen ndonjë prej aktiviteteve të prodhimit apo furnizimit për klientët nuk do të kenë të drejtë të bëhen anëtarë të Organit Mbikëqyrës ose organeve të tjera që përfaqësojnë ligjërisht OST-në sipas modlit NP.

Këto kërkesa pasqyrojnë dy lloje të lidhjeve personale, të cilat janë të ndaluara në mënyrë eksplicite. Nga njëra anë, kjo ka të bëjë me emërimin e anëtarëve të Organit Mbikëqyrës ose organeve të tjera që përfaqësojnë ligjërisht OST-G. Nga ana tjetër, ka të bëjë me anëtarët e Organit Mbikëqyrës ose organe të tjera që përfaqësojnë ligjërisht një ndërmarrje që kryen ndonjë prej aktiviteteve të prodhimit apo furnizimin për klientët.

Sigurimi i burimeve

› OST-G sipas modelit NP duhet të sigurohet se i ka të gjitha burimet financiare, materiale, teknike dhe njerëzore të cilat janë të nevojshme për të kryer të gjitha detyrat e saj.

Ndërrmarrja që aplikon për tu bërë OST-G duhet të argumentojë bindshëm në një mënyrë të përshtatshme se ajo është në gjendje të përmbushë detyrimet e saj financiare që dalin nga ligji përkatës kombëtar (që ka të bëjë detyrat e OST-G, lidhja dhe aksesi në rrjetin e transmetimit). Struktura financiare do të lejojë mundësinë e investimeve të reja, veçanërisht të atyre që lidhen me obligimet ligjore apo lidhjet e klientëve me rrjetin e transmetimit apo me hartimin e planit zhvillimor të rrjetit.

Informacionet sensitive

› Sipas procedurës së ndarjes pronësore, as informacionet sensitive të biznesit të OST (e cila ishte më parë pjesë e KIV), e as informacionet sensitive për stafin e OST-së nuk mund t'u transferohet ndërmarrjeve që kryejnë një nga veprimtaritë e prodhimit apo furnizimit.

Nëse OST-G vendos të kryeje ndarjen sipas modelit NP, atëherë duhet të provojë se Informacionet sensitive komerciale dhe të biznesit nuk i paraqiten ose transferohen KIV-t. Data për transferimin e stafit të OST-G, do të jetë data e hyrjes në fuqi të ligjit përkatës kombëtar.

12.4 Dokumentet dhe deklaratat në lidhje me aplikimin për çertifikim

Aplikimi për çertifikim

› Kompania që aplikon për OST-G duhet të paraqesë kërkesën për çertifikim sipas njërit prej modeleve të mundshme (në rastin e Shqipërisë vetëm të modelit NP, sepse modeli OPT apo modeli OPS nuk janë të aplikueshme). OST-G do të paraqesë gjitha dokumentet dhe deklaratat e kërkuara për aplikimin për çertifikim për të mundësuar ERE-n që të vlerësojë kërkesën. Dokumentet dhe deklaratat shtesë që do të kërkohen nga ERE duhet të vihen në dispozicion në formë elektronike.

Së bashku me aplikimin për çertifikim, aplikanti duhet të paraqesë për shqyrtim të gjitha kërkesat ligjore dhe ti trajtojë ato si dokumente të nevojshme. Në të gjithë dokumentet, përputhshmëria me kërkesat ligjore duhet të dokumentohet në mënyrë bindëse dhe të kuptueshme.

Në mënyrë që të plotësojë kërkesat ligjore në lidhje me këto dokumente, aplikanti duhet që:

› Të paraqesë të gjitha dokumentet dhe të dhënat në gjuhën shqipe në 3 kopje, Në 2 nga kopjet të dhënat që përmbajnë sekrete tregtare dhe biznesi duhet të jenë të fshira,

› Të paraqesë të gjitha dokumentet dhe të dhënat në CD në 2 kopje, ku përsëri të gjitha dokumentet dhe të dhënat që përmbajnë sekrete tregtare dhe të biznesit të jenë të fshira, dhe

› T’i bashkangjisë aplikacionit; 1) një deklaratë me shkrim ku të shpjegohen të dhënat dhe sekretet e biznesit dhe ato tregtare të cilat mund të gjenden në dokumentet, dhe të shpjegojë kushtet e zbulimit të dokumenteve, dhe 2) një verifikim i modelit të ndarjes e dhënë nga konsulentë të cilët janë emëruar përfundimisht në procedurën e çertifikimit.

Duke pasur parasysh afatet kohore dhe procesin e përcaktuar më sipër, aplikanti duhet të marrë parasysh pozicionin e tij dhe të bëjë kërkesën formale për çertifikimin sa më shpejt që është praktikisht e arsyeshme. Çdo vonesë në aplikimin ose sigurimin e informacionit të plotë apo të mëtejshëm mund të rezultojë në një vonesë të vendimit paraprak dhe përfundimtar për çertifikim nga ERE. Këto vendime (me shkaqet përkatëse) do t’i njoftohen aplikantit, MEI-t dhe në SKE-së.

Nëse ERE kërkon informata shtesë nga aplikanti ose nga një prodhuesi ose furnizues, afati do të zgjatet me katër muaj duke filluar nga dita në të cilën ERE merr informacionit e fundit të kërkuar.

Kërkesa për çertifikim duhet të jenë me shkrim dhe të jetë e përfshirë në një dokument të vetëm. Kërkesa duhet të përmbajë informata dhe analiza të mjaftueshme për të mundësuar ERE-n për të kuptuar çështjet dhe për të arritur marrjen e vendimeve pa iu referuar dokumenteve shtesë.

Aplikuesi duhet të sigurojë që çdo informacion i nevojshëm për çështjet që ERE do të marrë në konsideratë, të jetë i përfshirë në aplikim edhe në qoftë se informacioni nuk është i nevojshme në mënyrë strikte në përgjigje të pyetjeve të parashtruara në listën e mëposhtme.

Lista e mëposhtme është projektuar për të kërkuar informacionin e nevojshëm për të mundësuar ERE që të kryejë detyrat e veta sipas ligjit kombëtar përkatës, duke përfshirë informacionin që ERE duhet t'i transmetojë SKE-së, si pjesë e procedurës së çertifikimit.
Kur përgjigjet mbështeten në dispozita kontraktuale, atëherë dispozitat përkatëse kontraktuale duhet të përfshihen në aplikim (por jo e tërë kontrata). ERE e njofton aplikantin për të diskutuar mbi aplikimin para se të dorëzohet aplikimi.

Është në interes si të aplikantit dhe të ERE-s, për të siguruar që, nga njëra anë, aplikimi përmban informacionin e mjaftueshëm që të konsiderohet i plotë, dhe nga ana tjetër informacioni i dhënë të jetë i fokusuar në mënyrë të përshtatshme në ndonjë çështje të veçantë.

Aplikanti duhet të identifikojë qartë në aplikimin e tij çdo informacion që e konsideron si konfidencial. Për çdo pjesë të informacioneve të identifikuara, aplikanti duhet të sigurojë një shpjegim se pse informacioni konsiderohet konfidencial.
Atje ku i njëjti informacion është i nevojshëm si përgjigje ndaj më shumë se një pyetjeje është e pranueshme të referohen përgjigjet e pyetjeve të mëparshme.
Dokumentet specifike dhe të dhënat të cilat janë të nevojshme për çertifikim do të jetë të listuara nga ERE me hollësi në të ashtuquajturën "lista e kërkesave fizike". ERE përcakton një listë të tillë për çertifikimin e OST sipas modelit NP.

Lista e kërkesave fizike, që lidhen me modelin NP, duhet të përmbajë artikujt të cilat janë subjekt i një vlerësimi paraprak rregullator nga ana e ERE-s, në nivelin minimal të kërkuar.

Kërkesa për çertifikim duhet të përmbajë shpjegimin e çdo zëri të listës, në një mënyrë që numri në aplikim t'i korrespondojë numrit në listë. ERE do të rezervojë të drejtën për të kërkuar dokumente dhe të dhëna shtesë, dhe të kërkojë sqarime të mëtejshme në çdo kohë gjatë procedurës së çertifikimit.

Nëse ka deklarata partneriteti këto deklarata duhet të bëhet nga organet përkatëse të autorizuara për të përfaqësuar dhe për të nënshkruar, dmth partneri drejtues në një partneritet të përgjithshëm ose të kufizuar, drejtori menaxhues i një kompanie me përgjegjësi të kufizuar (shpk-je) apo drejtorët e një korporate. Përsa i përket deklaratave që nuk kanë të bëjnë direkt me aplikuesit, por me ndonjë nga KIV-ët apo ndonjë nga filialet e tyre, deklaratat e bëra nga KIV dhe ndonjë nga filialet e tyre përkatëse, do të trajtohen nga organet e tyre të autorizuara, dhe jo nga aplikanti .

Lista në vijim me kërkesat fizike përmban dokumentet dhe deklarata të cilat do t'i referencohen nga aplikanti ERE-s kur të dorëzohet aplikacioni për çertifikim sipas modelit NP. Kjo listë është e bazuar në udhëzimet që ente të ndryshme rregullatore i kanë ofruar OST-ve në lidhje me çertifikimin sipas modelit NP.

0. Informacion i përgjithshëm për aplikantin

0.1. Emri i plotë i aplikuesit (emri i regjistruar, nëse është e aplikueshme)
0.2. Numri i regjistrit të aplikuesit (nëse kërkohet)
0.3. Emri tregtar i aplikuesit (nëse kërkohet)
0.4. Statusi ligjor i aplikuesit dhe vendi i regjistrimit
0.5. Selia e aplikantit (ose nëse nuk është i regjistruar, zyra kryesore)
0.6. Nëse aplikuesi është një partneritet, shënoni emrin e plotë, numrin regjistrimit (nëse aplikohet) dhe selinë (ose nëse nuk është i regjistruar, zyra kryesore) për secilin partner
0.7. Kë duhet të kontaktojë ERE-s në lidhje me aplikimin? Titulli / eEmri / Mbiemri / Titulli i punës / Emri i kompanisë / Adresa e Biznesit / Kodi Postar / Numri i telefonit / Numri i celularit/ Fax-i / E-mail-i / Adresa e internetit. Nëse ky kontakt ndryshon aplikanti do të duhet të sigurojë ERE me detaje alternative
0.8. Lista e liçencave që posedon aplikanti, dhe çdo aplikim për liçencë të bërë nga aplikanti, sipas ligjit kombëtar përkatës.

1. **Pronësia e OST-G sipas modelit NP**

1.1. Hartë/diagramë e rrjetit të transmetimit dhe një listë e të gjithë sistemeve dhe pajisjeve të nevojshme për operimin e rrjetit të transmetimit.
1.2. Deklarata e pronësisë së rrjetit të transmetimit nga OST.
1.3. Struktura e pronësisë së rrjetit të transmetimit (në rastin e pronësisë indirekte)
1.4. Provat OST-G-së për kontrollin e kompanisë që ka në pronësi (në rast të pronësisë indirekte)
1.5. Struktura e ndarjes së pronësisë (në rast se ka shumë pronarë)
1.6. Pasqyrat e detajuara të bilancit ky tregohen asetet e sistemit të transmetimit në pronësi të OST-së.
1.7. Pasqyra e detajuar e Fitimeve/humbjeve ku demonstrohet se OST nuk jep me qira ose nuk merr me qira ndonjë aset të sistemit të transmetimit.
1.8. Sistemet dhe pajisjet të cilat janë vënë në dispozicion për përdorim nga / për palët e treta (listën e çdo sistemeve të transmetimit të cilën aplikanti merr me qira ose ja jep me qira ndonjë pale tjetër).
1.9. Pasqyrat e detajuara të bilancit ku paraqiten asetet e sistemit të transmetimit në pronësi nga kompanitë mëmë (në rastin e një sipërmarrje të përbashkët)
1.10. Pasqyrat e detajuara të fitimeve/humbjeve ku demonstrohet se kompanitë nëna nuk kanë marrë me qira ndonjë pasuri të sistemit të transmetimit (në rastin e një sipërmarrje të përbashkët)
1.11. Lista e vendeve ku operon OST-ja (në rastin e sipërmarrjes së përbashkët)

1.12. Lista e aksionarëve të përbashkët të cilët janë pjesë e OST-G sipas sistemit NP dhe, nëse ka, vendimet e tyre çertifikimit

2. Kontrolli mbi OST

2.1. Përmbledhje e të gjithë aksionarëve të OST-G dhe të drejtat e tyre, duke përfshirë një diagram strukturës organizative të korporatës (duke treguar të gjithë anëtarët e grupit të kompanive në të cilat aplikanti bën pjesë deri në kontrolluesin e fundit)

2.2. Lista e të gjitha interesave të kapitalit neto ose të drejtat e votës që zotëron ndonjë nga kompanitë e treguara në diagramin organizativ në çdo ndërmarrje të energjisë elektrike apo të gazit kur ndërmarrja është një prodhues apo furnizues i rëndësishëm, dhe një shpjegim të shkurtër se pse interesat e kapitalit neto ose të drejtat e votës nuk i japin kontroll mbi atë kompani

2.3. Në çdo rast kur shfaqet kontrolli mbi ndonjë ndërmarrje, të bëhet specifikimi për natyrën dhe mjetet e kontrollit (p.sh. të drejtat e votës, të drejtat e vetos, mbajtja e shumicës së aksioneve, kompetenca për emërimin e anëtarëve të bordit mbikëqyrës, bordit administrativ apo organeve të tjera që përfaqësojnë ligjërisht ndërmarrjen, kontrolli de facto dhe de jure, kontrolli i vetëm ose kontrolli i përbashkët)

2.4. Përmbledhje e aksionerëve të OST, duke përfshirë deklarimin e të drejtave për aksionerët që kanë pakicën e aksioneve (në rast të kontrollit të vetëm ose të përbashkët përmes një aksionieri)

2.5. Përmbledhje e aksionerëve të OST, duke përfshirë deklarimin e të drejtave për aksionerët që kanë pakicën e aksioneve (në rast të kontrollit të përbashkët përmes shumë aksionierëve)

2.6. Marrëveshja e Partneritetit midis OST dhe kompanisë pronare (në rastin e pronësisë indirekte)

2.7. Pjesë nga rregjistrimi që lidhen me OST dhe kompaninë pronare (në rastin e pronësisë indirekte)

2.8. Kontrolli dhe marrëveshjet e transferimit të fitimit midis OST-së dhe kompanisë pronare (në rastin e pronësisë indirekte)

2.9. Marrëveshjet Aksionere për të drejtat e votës apo kontrata të tjera të cilat ndikojnë sjelljen e partnerëve (për shembull, marrëveshje të përbashkëta, dispozita kontraktore kërkojnë miratim dhe / ose e drejta e përdorimit të vetos) për secilin nga aksionerët e OST-së dhe kompanisë pronare (në rastin i pronësisë indirekte)

2.10. Rezultati i procedurës së regjistrimit të OST-së brenda autoriteteve kombëtare të konkurrencës

3. Organi Mbikëqyrës (nëse është e disponueshme) ose organet e emëruara për të përfaqësuar OST-në

3.1. Marrëveshjet e Konsorciumit në lidhje me Organin Mbikëqyrës (për shembull, e drejta për të emëruar përfaqësuesit e një aksioneri)

3.2. Rregullorja e Punës e Organit Mbikëqyrës

3.3. Procesverbalet e mbledhjeve të fundit të organi mbikqyrës

3.4. Procesverbali i takimit të fundit të Asamblesë së Përgjithshëm të Aksionerëve e cila ka çuar në zgjedhjen e Organit Mbikëqyrës

3.5. Deklarata dhe shpallja nga OST për përjashtimin e funksioneve të ndaluara të anëtarëve të Organit Mbikëqyrës
3.6. Lista e anëtarëve të Organit Mbikëqyrës
3.7. Përmbledhje e të gjitha organeve të tjera të OST-G
3.8. Përmbledhje e funksioneve të anëtarëve të Organit Mbikëqyrës në organet mbikqyrëse të kompanive të tjera
3.9. Prezantimi i interesave të tjera pjesëmarrëse të një personi juridik i cili është përcaktuar si një anëtar i Organit Mbikëqyrës, nëse është e aplikueshme

4. Bordi Menaxhues i OST-G sipas modelit NP

4.1. Marrëveshjet Konsorciumit në lidhje me Bordin Menaxhues (për shembull, e drejta e ndonjë aksioneri për të emëruar përfaqësuesit)
4.2. Rregullorja e Punës së Bordit Menaxhues
4.3. Procesverbali i takimit të fundit të Kuvendit të Përgjithshëm të Aksionerëve dhe / ose takimit te Bordit Mbikqyrës që çoi në zgjedhjen e Bordit Menaxhues.
4.4. Deklarata dhe shpallja nga OST për përjashtimin e funksioneve të ndaluara të anëtarëve të Bordit Menaxhues
4.5. Lista e anëtarëve të Bordit Menaxhues
4.6. Përmbledhje e funksioneve të anëtarëve të Bordit Menaxhues në organet e kompanive të tjera, duke përcaktuar emrin e plotë, numrin e regjistruar (nëse aplikohet) dhe natyrën e biznesit të kompanive në të cilat ata janë emëruar
4.7. Paraqitja e interesave të tjera pjesëmarrëse të një personi juridik i cili është anëtar i Bordit Menaxhues, nëse është e aplikueshme

5. Ndarja me institucionet shtetërore

5.1. A ka ndonjë organ publik i cili, në mënyrë direkte ose indirekte, ushtron kontroll ose të drejtat e aksionarit mbi aplikantin? Nëse po jep përgjigje të detajuar
5.2. Si, dhe cila pjesë e organit publik ushtron kontroll ose të drejta mbi aplikuesin?
5.3. A ushtron kontroll organi publik qoftë në mënyrë direkte ose indirekte mbi ndërmarrje që kryejnë ndonjë nga funksionet e prodhimit dhe furnizimit?
5.4. Përshkrim i shkurtër i ndërvartësive statutore (ligjore dhe financiare) ndërmjet organit publik dhe aplikantit
5.5. Si sigurohet pavarësia mes organit publik dhe aplikantit?

6. Sigurimi i fondeve të OST-së

6.1. Plani i projektuar për vitet e ardhshme
6.2. Planet Financiare
6.3. Marrëveshjet Financiare (kreditë, kolateralet)
6.4. Marrëveshjet e bashkëpunimit, përgjegjësitë dhe garancitë
6.5. Llogaritë Vjetore (kopje) 2012
6.6. Llogaritë Vjetore (kopje) 2011
6.7. Llogaritë Vjetore (kopje) 2010
6.8. Organigrama e OST-së duke përfshirë numrin e punëtorëve

6.9. Shpjegimi nga OST të aktiviteteve të punonjësve të saj më të lartë duke përfshirë shpjegimin e shërbimeve të blera

6.10. Deklarata dhe shpallja nga OST për posedimin e mjeteve të përshtatshme

7. Transferimi i informacionit sensitiv

7.1. Prezantimi i masave të marra nga OST për të parandaluar transferimin e informatave sensitive të biznesit për ish-ndërmarrjen e integruar vertikalisht

7.2. Deklarata dhe shpallja OST se nuk ka ndodhur asnjë transferim i personelit nga ish-ndërmarrja e integruar vertikalisht

8. Pyetsori i Komunitetit Evropian

8.1 Pyetsori i plotesuar i Komisionit SEC(2011) 1095 final: Fletë Pune për Stafin Kolaudues të çertifikimit të Operatorëve të Sistemit të Transmetimit të rrjeteve të energjisë elektrike dhe të gazit natyror në BE; 21 shtator 2011

9. Plotësimi i dokumenteve me ERE-n

9.1. Tri kopje me shkrim të dokumenteve pa fshire të dhënat sensitive të tregtisë dhe biznesit ne formë të numerizuar

9.2. Dy kopje të dokumenteve (ku të dhënat sensitive janë fshirë) në formë të numerizuar

9.3. Dokumentet në formë elektronike, pa fshirjen e sekreteve operative dhe të biznesit (versioni i skanuar dhe i numerizuar)

9.4. Dokumentet në formë elektronike, me fshirjen e sekreteve operative dhe të biznesit (versioni i skanuar dhe i numerizuar)

12.5 Lista e opinioneve te KE-së në lidhje me Çertifikimin sipas Modelit NP

Lista e opinioneve të KE-së

Kjo pjesë përmban listën e Opinioneve të KE në pajtim me:

- Nenin 3 (1) të Rregullores së KE-së Nr 714/2009 dhe Nenin 10 (6) të Direktivës 2009/72 / EC të energjisë elektrike, si dhe

- Nenin 3 (1) të Rregullores së KE-së Nr 715/2009 dhe Nenin 10 (6) të Direktivës 2009/73 / EC të gazit natyror,

që KE ka dhënë në përgjigje të vendimeve të draft-çertifikimit të OST-ve nga entet rregullatore të Shteteve Anëtare BE-së sipas modelit NP. Këto janë marrë këtu si një shembull i punës së shqyrtuar nga SKE për entet rregullatore të Palëve Kontraktuese, duke përfshirë ERE-n.

Opinionet e mëposhtme KE-së[33] (24 për energjinë elektrike dhe 17 për gazin natyror), të cilat kanë qenë në dispozicion të publikut deri më 31 dhjetor 2014, dhe që janë analizuar në vazhdën e këtij studimi:

Për elektricitetin

Për elektricitetin

- Opinioni i Komisionit i XXX në përputhje me nenin 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 714/2009 dhe nenin 10 (6) të Direktivës 2009/72 / EC - Itali - Çertifikimi i Terna SpA nga AEEG, C (2013) 810; 052-2012-IT,
- Opinioni i Komisionit i XXX në përputhje me nenin 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 714/2009 dhe Nenin 10 (6) të Direktivës 2009/72 / EC - Gjermani - Çertifikimi i 50 Hertz Transmetimit GmbH nga BNetzA, C (2012) 6260; 027-2012-DE,
- Opinioni i Komisionit i XXX në përputhje me nenin 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 714/2009 dhe Neni 10 i Direktivës 2009/72 / EC - Gjermani - Çertifikimi i TenneT OST GmbH nga BNetzA, C (2012) 6258; 029-2012-DE,
- Opinioni i Komisionit i XXX në përputhje me nenin 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 714/2009 dhe Neni 10 i Direktivës 2009/72 / EC - Gjermani - Çertifikimi i TenneT në det të hapur nga BNetzA, C (2013) 5631; 077-2013-DE,
- Opinioni i Komisionit i XXX në përputhje me nenin 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 714/2009 dhe Nenin 10 (6) të Direktivës 2009/72 / EC - Spanjë - Çertifikimi i Red Electrica de Espana, SAU nga CNE, C (2012) 3526; 021-2012-ES,
- Opinioni i Komisionit i XXX në përputhje me nenin 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 714/2009 dhe neni 10 (6) të Direktivës 2009/72 / EC - Belgjikë - Çertifikimi i Sistemit Elia Operatorit NV nga CREG, C (2012) 7142; 038-2012-BE,
- Opinioni i Komisionit nga 9.1.2012 në bazë të nenit 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 714/2009 dhe Nenin 10 (6) të Direktivës 2009/72 / EC - Danimarkë - Vërtetim i Energinet.dk nga Dera, C (2012) 87; 007-2011-DK,
- Opinioni i Komisionit të XXX pursuant me nenin 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 714/2009 dhe neni 10 (6) të Direktivës 2009/72 / EC - Austri - Çertifikimi i Vorarlberger Übertragungsnetze GmbH me e-Kontrollit, C (2012) 2244; 009-2012-AT,

[33] All Opinions can be found at the following address:

https://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/market-legislation

under

Opinions and decisions on operator certifications.

- Opinioni i Komisionit të XXXpursuant me nenin 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 714/2009 dhe Neni 10 i Direktivës 2009/72 / EC - Finlandë - Çertifikimi i Fingrid Oyj nga Ema, C (2014) 329; 090-2013-FI,

- Opinioni i Komisionit të XXXpursuant me nenin 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 714/2009 dhe neni 10 (6) të Direktivës 2009/72 / EC - Suedi - Çertifikimi i Affärsverket Svenska kraftnät nga EMI, C (2012) 3011; 017-2012-SE,

- Opinioni i Komisionit i XXX në përputhje me nenin 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 714/2009 dhe neni 10 (6) të Direktivës 2009/72 / EC - Estonia - Çertifikimi i Elering AS nga ERE, C (2013) 7188; 086-2013-EE,

- Opinioni i Komisionit i XXX në përputhje me nenin 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 714/2009 dhe Nenin 10 (6) të Direktivës 2009/72 / EC - Portugali - Çertifikimi i REN-E nga Erse, C (2014) 3255 ; 094-2014-PT,

- Opinioni i Komisionit i XXX në përputhje me nenin 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 714/2009 dhe neni 10 (6) të Direktivës 2009/72 / EC - Republika Çeke - Çertifikimi i CEPS nga ERU, C (2012) 7059; 036-2012-CZ,

- Opinioni i Komisionit i XXX në përputhje me nenin 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 714/2009 dhe neni 10 (6) të Direktivës 2009/72 / EC - Lituania - Çertifikimi i LITGRID nga NCCPE, C (2013) 4247; 071-2013-LT,

- Opinioni i Komisionit nga 8.7.2013 në bazë të nenit 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 714/2009 dhe Nenin 10 (6) të Direktivës 2009/72 / EC - Mbretëria e Bashkuar - Çertifikimi i Moyle interkonektorëve nga NIAUR dhe Ofgem, C (2013) 4398; 070-2013-UK (NI),

- Opinioni i Komisionit i XXX në përputhje me nenin 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 714/2009 dhe Nenin 10 (6) të Direktivës 2009/72 / EC - Hollandë - Çertifikimi i TenneT nga NMA, C (2013) 4206; 068-2013-NL,

- Opinioni i Komisionit të 10.6.2013 në bazë të nenit 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 714/2009 dhe Nenin 10 (6) të Direktivës 2009/72 / EC - Mbretëria e Bashkuar - Vërtetim nga Blue Transmetimit OFTOs nga Ofgem, C (2014) 679; 092-2013-UK,
- Opinioni i Komisionit të 10.6.2013 në bazë të nenit 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 714/2009 dhe Nenin 10 (6) të Direktivës 2009/72 / EC - Mbretëria e Bashkuar - Çertifikimi i GG ofto nga Ofgem, C (2013) 3705; 067-2013-UK,

- Opinioni i Komisionit të 19.4.2012 në bazë të nenit 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 714/2009 dhe Nenin 10 (6) të Direktivës 2009/72 / EC dhe me nenin 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 715 / 2009 dhe nenit 10 (6) të Direktivës 2009/73 / EC - Mbretëria e Bashkuar - Çertifikimi i Kombëtar rrjetit elektrik të transmetimit plc nga Ofgem, C (2012) 2735; 010-2012-UK,

› Opinioni i Komisionit të 26.4.2013 në bazë të nenit 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 714/2009 dhe Nenin 10 (6) të Direktivës 2009/72 / EC - Mbretëria e Bashkuar - Çertifikimi i Thanet nga Ofgem, C (2013) 2566; 061-2013-UK,

› Opinioni i Komisionit të 19.4.2012 në bazë të nenit 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 714/2009 dhe Nenin 10 (6) të Direktivës 2009/72 / EC dhe me nenin 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 715 / 2009 dhe nenit 10 (6) të Direktivës 2009/73 / EC - Mbretëria e Bashkuar - Vërtetim nga Blue Transmetimit Ëalney 1 Ltd Me Ofgem, C (2013) 979; 054-2013-UK,

› KOMISIONI OPINION nga 5.4.2013 në përputhje me nenin 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 714/2009 dhe neni 10 (6) të Direktivës 2009/72 / EC - Mbretëria e Bashkuar - Vërtetim nga Blue Transmetimit Ëalney 2 LTD nga Ofgem, C (2013) 2030; 058-2013-UK,

› Opinioni i Komisionit i XXX në përputhje me nenin 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 714/2009 dhe Neni 10 i Direktivës 2009/72 / EC - Poloni - Vërtetim i PSE me ure, C (2014) 2471; 093-2014-PL,

› Opinioni i Komisionit i XXX në përputhje me nenin 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 714/2009 dhe neni 10 (6) të Direktivës 2009/72 / EC - Republika Sllovake - Çertifikimi i SEPS nga Urso, C (2013) 5376; 074-2013-SK,

Për Gazin Natyror Për Gazin Natyror

› Opinioni i Komisionit i XXX në përputhje me nenin 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 715/2009 dhe Nenin 10 (6) të Direktivës 2009/73 / EC - Itali - Çertifikimi i SOCIETA Gasdotti Italia Spa nga AEEG, C (2013) 380; 047-2012-IT,

› Opinioni i Komisionit i XXX në përputhje me nenin 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 715/2009 dhe Nenin 10 (6) të Direktivës 2009/73 / EC - Itali - Çertifikimi i SNAM Rete Gas II SpA nga AEEG, C (2013) 5961; 078-2013-IT,

› Opinioni i Komisionit i XXX në përputhje me nenin 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 715/2009 dhe neni 10 (6) të Direktivës 2009/73 / EC - Gjermani - Çertifikimi i Fluxys TENP GmbH nga BNetzA, C (2012) 6253 ; 031-2012-DE,

› Opinioni i Komisionit i XXX në përputhje me nenin 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 715/2009 dhe neni 10 (6) të Direktivës 2009/73 / EC - Gjermani - Çertifikimi i Gasunie DTS GmbH nga BNetzA, C (2012) 9102 ; 043-2012-DE,

› Opinioni i Komisionit i XXX në përputhje me nenin 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 715/2009 dhe Nenin 10 (6) të Direktivës 2009/73 / EC - Spanjë - Çertifikimi i ENAGAS, SA sipas CNE, C (2012) 4171 ; 024-2012-ES,

- Opinioni i Komisionit i XXX në përputhje me nenin 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 715/2009 dhe Nenin 10 (6) të Direktivës 2009/73 / EC - Spanjë - Çertifikimi i Reganosa, SA sipas CNE, C (2013) 809 ; 051-2012-ES,

- Opinioni i Komisionit i XXX në përputhje me nenin 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 715/2009 dhe Nenin 10 (6) të Direktivës 2009/73 / EC - Spanjë - Vërtetim i Reganosa (2), SA nga cnmc, C (2013) 9689; 089-2013-ES,

- Opinioni i Komisionit i XXX në përputhje me nenin 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 715/2009 dhe neni 10 (6) të Direktivës 2009/73 / EC - Francë - Vërtetim i TIGF nga CRE, C (2014) 3837; 097-2014-FR,

- Opinioni i Komisionit i XXX në përputhje me nenin 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 715/2009 dhe Nenin 10 (6) të Direktivës 2009/73 / EC - Belgjikë - Çertifikimi i SA Fluxys Belgjikës nga CREG, C (2012) 5751 ; 026-2012-jetë,

- Opinioni i Komisionit nga 9.1.2012 në bazë të nenit 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 715/2009 dhe Nenin 10 (6) të Direktivës 2009/73 / EC - Danimarkë - Vërtetim i Energinet.dk nga Dera, C (2012) 88; 006-2011-DK,

- Opinioni i Komisionit i XXX në përputhje me nenin 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 715/2009 dhe neni 10 (6) të Direktivës 2009/73 / EC - Suedi - Çertifikimi i Sëedegas AB nga EMI, C (2012) 3009; 018-2012-SE,

- Opinioni i Komisionit i XXX në përputhje me nenin 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 715/2009 dhe Nenin 10 (6) të Direktivës 2009/73 / EC - Portugali - Çertifikimi i REN-G nga Erse, C (2014) 3255 ; 095-2014-PT,

- Opinioni i Komisionit të 23.5.2013 në bazë të nenit 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 715/2009 dhe Nenin 10 (6) të Direktivës 2009/73 / EC - Mbretëria e Bashkuar - Çertifikimi i Kryeministrit Transmetimit kufizuar nga NIAUR, C (2013) 4657; 065-2013-UK,

- Opinioni i Komisionit i XXX në përputhje me nenin 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 715/2009 dhe Nenin 10 (6) të Direktivës 2009/73 / EC - Hollandë - Çertifikimi i GTS nga NMA, C (2013) 4205; 069-2013-NL,
- Opinioni i Komisionit të 26.3.2013 në bazë të nenit 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 715/2009 dhe Nenin 10 (6) të Direktivës 2009/73 / EC - Mbretëria e Bashkuar - Çertifikimi i Ndërlidhës UK Limited nga Ofgem, C (2013) 1872; 057-2013-UK,

- Opinioni i Komisionit të 19.4.2012 në bazë të nenit 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 714/2009 dhe Nenin 10 (6) të Direktivës 2009/72 / EC dhe me nenin 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 715 / 2009 dhe nenit 10 (6) të Direktivës 2009/73 / EC - Mbretëria e Bashkuar - Çertifikimi i Rrjetit Kombëtar të Gazit plc nga Ofgem, C (2012) 2735; 011-2012-UK,

› Opinioni i Komisionit të 16.7.2013 në bazë të nenit 3 (1) të Rregullores (KE) Nr 715/2009 dhe Nenin 10 (6) të Direktivës 2009/73 / EC - Mbretëria e Bashkuar - Çertifikimi i Premier Transmission Limited nga Ofgem, C (2013) 4657; 073-2013-UK,

Analiza

Opinionet e KE-së janë analizuar si për energjinë elektrike dhe për gazin natyror, për shkak të faktit se Direktivat janë shkruar pothuajse simetrike në lidhje me çertifikimin e OST-ve. Më tej, kjo do të thotë se përvoja që kanë fituar deri më tani në fushën e energjisë elektrike dhe të gazit natyror, janë të rëndësishme për çertifikimin e OST-G në Shqipëri.

Shikim i përgjithshëm

Struktura

Ky shikim i përgjithshëm ndjek nga afër strukturën e krijuar nga Opinionet e KE-së. Vërejtjet, shënimet, komentet e KE-së dhe kërkesat të cilat janë gjetur në të gjitha opinionet e tij individuale janë shpërndarë nën pikat e veçanta të strukturës. Në këtë mënyrë, rezultatet e analizës paraqiten në një version të përgjithshëm dhe gjenerik, i cili përfshin të gjitha opinionet individuale në një dokument të vetëm.

Struktura ndahet në katër pjesë kryesore:

1) Procedura;

2) Përshkrimi i vendimit të draft-çertifikimit;

3) Komentet; and

4) Konkluzionet.

Pjesa e tretë - 3. Komentet - është më e gjerë sepse KE jep vërejtjet e saj në këtë pjesë. KE-ja i organizuar komentet e tij sipas zërave individualë, dmth kudo ajo ka gjetur mos-përputhshmëri me kërkesat e çertifikimit nga Direktivave. Duhet përmendur se këto komente nuk formojnë një listë të plotë, por tregojnë ato zëra që njihen nga KE-ja si shumë problematike në vendimet e draft-çertifikimit deri më tani. Këto janë veçuar për vëmendje të mëtejshme për entet rregullatore para marrjes së vendimeve përfundimtare çertifikimit. Çdo rast i ri çertifikimi mund të shtoje më shumë artikuj në këtë listë. Organizimi i komenteve të KE, së bashku me çështjet e identifikuara, mund të kuptohet gjithashtu si një tregues për të vënë në dukje një strukturë të aplikimit për çertifikim.

12.6 Opinionet e KE-së për vitet 2012-2014 – Shtetet Anëtare – Çertifikimi i OST-së sipas modelit NP

12.6.1 Procedura

Kjo pjesë liston artikujt e përgjigjeve të KE mbi bazën e një njoftimi nga enti rregullator kombëtar, në përputhje me nenin 10 (6) të Direktivës 2009/72 / EC të energjisë elektrike ose Direktivës 2009/73 / EC të gazit natyror (shkurt direktivat), e një vendimi për çertifikimin e OST- E dhe OST-G sipas modelit OU.

12.6.2 Përshkrimi i Vendimit të Draft-Çertifikimit

Neni 9 i Direktivave përcakton rregullat ndarjes pronësore për sistemet e transmetimit dhe OST-te. Artikulli 9 (1-7) siguron të dhënat e lidhura me ndarjen sipas modelit NP. Enti rregullator do të analizojë nëse dhe në çfarë mase një OST është në përputhje me rregullat e ndarjes sipas modelit NP siç përcaktohet në legjislacionin kombëtar që transpozon Direktivat.

Në vendimin e saj të draft-çertifikimit, nëse është e përshtatshme, enti rregullator do të identifikojë një sërë masash të cilat duhet të ndërmerren për të siguruar një përputhshmëri të plotë me rregullat e ndarjes. Masat në fjalë duhet të përmblidhen në një pikë të vetme të vendimit të entit rregullator për draft-çertifikimit.

Vendimi i draft-çertifikimit mund të trajtohet si një vendim pozitiv por i kushtëzuar me përputhshmërinë për disa çeshtje të caktuara që duhet të plotësohen brenda disa afateve specifike. Përputhshmëria me këto masa duhet të formulohet si një kusht i vendimit pozitiv për çertifikimin. Prandaj, mos-përputhja me kushtet e përcaktuara në vendimin e draft-çertifikimit do të çojë në anulimin e vendimit pozitiv të çertifikimit. Përputhshmëria e OST me kushtet e përcaktuara në vendimin e draft-çertifikimit duhet të kontrollohet nga enti rregullator para dhënies së vendimit përfundimtar për çertifikimin.

12.6.3 Komentet/Mësimet e marra

Në bazë të njoftimeve nga enti rregullator, KE-ja ka dhënë një numër komentesh mbi vendimet për draft-çertifikimit dhe nëpërmjet tyre jane nxjerrë mësimet e mëposhtme.

Zgjedhja e modelit NP

1. [Neni 9 (1) i Direktivave] Modeli NP duhet të vihen në dispozicion të një OST-je sipas legjislacionit përkatës kombëtare që adopton Direktivat.

2. [Neni 9 (6) i Direktivave] në modelin NP, aktiviteti i transmetimit do të jetë ligjërisht i ndarë nga aktivitetet e prodhimit, furnizimit, tregtimit të energjisë elektrike apo gazit natyror të ushtruara nga shteti.

3. Mësimet e mëposhtme janë fituar nga vendimet e draft-çertifikimit për zgjedhjen e modelit NP dhe që konsiderohen si të aplikueshme në Shqipëri:

    a. Zgjedhja e modelit NP është e ligjshme, në qoftë se ajo është adoptuar në mënyrë korrekte në ligjin e aplikueshëm kombëtar.

    b. Aktivitetet e transmetimit nga njëra anë dhe e prodhimit, furnizimit, tregtimit nga ana tjetër do të jetë nën kontrollin dhe përgjegjësinë e organeve të veçanta publike shtetërore.

Pronësia e rrjetit të transmetimit

1. [Neni 9 (1) (a) të Direktivave] OST duhet të jetë pronare e sistemit të transmetimit ku vepron.

2. Mësimet e mëposhtme janë marrë nga situata të ndryshme në lidhje me pronësinë e rrjetit të transmetimit nga vendimet draft-çertifikimit që konsiderohen si të aplikueshme në Shqipëri:

    a. Nëse OST-ja nuk zotëron direkt një pjesë të rrjetit, por ajo pjesë e rrjetit është në pronësi të një kompanie që është 100% kompani bijë e OST, atëherë nuk ka asnjë pengesë për dhënien e çertifikimit sepse OST kontrollon plotësisht këtë kompani bijë e cila përveç pronësisë së asaj pjese të rrjetit nuk ka aktivitete të tjera.
    b. Nëse OST ka një kompani bijë, e cila ligjërisht zotëron asetet e rrjetit të transmetimit, atëherë një parakusht për çertifikim sipas modelit NP është qartësia e plotë në lidhje me shkallën e kontrollit që OST-ja ka mbi kompaninë bijë (pronare ligjore e aseteve të transmetimit).

    c. Një strukturë, në të cilin rrjeti i transmetimit nuk është në pronësi të drejtpërdrejtë të OST, por në pronësi të filialit të OST-së, nuk është në vetvete një pengesë për çertifikimin nëse mund të demonstrohet se OST-ja ka kontroll të plotë mbi filialin.

    d. Çertifikimi i një OST-je nuk duhet në parim të mohoet kur pronësia e aseteve të sistemit të transmetimit është e ndarë në mes të dy OST-ve, dhe këto OST kanë kontroll të përbashkët mbi asetet e rrjetit të transmetimit dhe kanë të drejtat e përdorimit dhe rinovimit mbi një pjesë të rrjetit, të drejta që janë ekuivalente me ato të një pronari dhe i lejon ata të operojnë pjesët e tyre dhe ti zhvillojnë ato në mënyrë të pavarur dhe pa u penguar.
    e. Kontrolli i përbashkët i kompanisë së aseteve do të bëhet mbi bazën e kontratave për të drejtën e përdorimit të lidhur ndërmjet shoqërisë së aseteve dhe dy aksionerëve të saj OST, dhe nga një marrëveshje konsorciumi midis dy aksionerëve që rregullojnë marrëdhëniet e tyre. Në të njëjtën kohë, as njëra OST as tjetra, nuk mund të marrin vendime më vete dhe në këtë mënyrë të drejtat e njëra-tjerës do të cenohen.

    f. Kontrolli i përbashkët që OST-të kanë mbi kompaninë e aseteve (pronarit të drejtpërdrejtë të sistemit), së bashku me të drejtat e përdorimit dhe të disponimit që janë të ngjashme me tagret një pronari, do të jetë i barabartë me atë të së drejtës së pronësisë.

    g. Bashkëpronari i aseteve të sistemit të transmetimit (një tjetër OST) duhet të çertifikohet gjithashtu. Në mungesë të çertifikimit, operimi

i pavarur i sistemit të transmetimit nuk është i garantuar. Çertifikimi i një OST-je do të kushtëzohet me çertifikimin e OST-së tjetër.

h. Nëse një ndërmarrje nga një vend i tretë zotëron një pjesë të kapitalit të OST dhe ka të drejtë të ushtrojë të drejtën e votës brenda OST-së, atëherë enti rregullator do të vlerësojë nëse ndërmarrja nga ky vendi i tretë, ushtron kontroll mbi OST-në.

i. Rregullat specifike të çertifikimit të përcaktuara në nenin 11 të Direktivave, për situatat kur një OST kontrollohet nga një person i një vendi të tretë, nuk aplikohen nëse kontrolli nuk është identifikuar. Megjithatë pjesëmarrja në fjalë duhet të vlerësohet për përputhshmërinë me modelin NP, në nenin 9 të Direktivave. ERE do të verifikojë nëse:
    i. kompanitë nga vendet e treta janë të operuara në mënyrë të pavarur si entitete të ndara ekonomike, ose

    ii. nuk ka arsye që ndërmarrja nga vendi i tretë të ndikojë në vendimmarrjen e OST-së për të favorizuar prodhimin, furnizimin, ose tregtinë në dëm të përdoruesve të tjerë të rrjetit.

j. Pronësia e rrjetit mund të përfshijë edhe "bashkëpronësinë", një marredhënie ligjore në të cilën disa persona zotërojnë infrastrukturën dhe secili ka të drejtë për të vepruar dhe komercialisht shfrytëzuar pjesën e vet në përputhje me peshën e secilit. Një marrëveshje midis pronarëve duhet të përcaktojë se si merren vendimet që lidhen me të gjithë infrastrukturën.

k. Kur përqindja e kapaciteteve në pronësi ndryshon thelbësisht nga pjesa në pronësi të infrastrukturës, një kontratë shtesë për transferimin e përdorimit duhet të nënshkruhet. Kjo siguron që OST-ja të operojë dhe shfrytëzojë edhe pjesën e infrastrukturës që nuk e zotëron vetë. Është gjithashtu e mundur të zotërojë në mënyrë indirekte vetë infrastrukturën përmes pjesëmarrjes.

l. Bashkëpronësia mund të jetë e mjaftueshme për të përmbushur kushtet e nenit 9 (1) (a) të Direktivave, veçanërisht në rastet kur pronësia e aseteve të sistemit të transmetimit është e ndarë në mes të dy ose më shumë OST-ve, ku këto OST kanë kontroll të përbashkët mbi asetet e transmetimit dhe ku ata kanë të drejtat e përdorimit dhe shfrytëzimit mbi një pjesë të sistemit të transmetimit që janë ekuivalente me ato të një pronari dhe që i lejojnë ata të operojnë pjesën e tyre dhe t’a zhvillojnë atë në mënyrë të pavarur dhe pa u penguar.

m. Nëse ka disa pjesë të rrjetit të transmetimit të OST-së që nuk janë në pronësi të drejtpërdrejtë ose tërësisht të OST-së, enti rregullator do t’i vlerësojë këto raste me qëllim që të imponojë një

kusht që parashikon një ndryshim në strukturën e pronësisë së infrastrukturës në fjalë.

n. Në qoftë se një pjesë e vogël e rrjetit të transmetimit është në pronësi të ndërmarrjeve të ndryshme, atëherë këto ndërmarrje duhet t'ja lënë OST-së operimin e aseteve të tyre. Pronarët ligjore të pjesëve të rrjetit nuk do të ketë asnjë fuqi mbi menaxhimin e pasurive të tyre të transmetimit dhe atyre do t'u kërkohet që të ndjekin udhëzimet e OST-së dhe për të financuar investimet që përcakton OST-ja .

o. Nëse qëllimi i legjvënësit është që OST të bëhet pronar i vetëm i rrjetit të transmetimit, atëherë enti rregullator do të përdorë këtë kërkesë për të siguruar që unifikimi i rrjetit të transmetimit në pronësinë e OST të kryhet.

p. Në rrethana të tilla, enti do të vendosë masa që favorizojnë unifikimin e rrjetit kombëtar të transmetimit. Enti do të hetojë nëse mund të vendosen kushte për çertifikimin e OST-së që, nëse është e nevojshme mbas një periudhe kalimtare, do të kërkojë fillimin e një procesi që do të çojë në blerjen e pjesëve përkatëse të rrjetit të transmetimit nga OST-ja.

q. Nëse numri i të punësuarve në OST nuk ka gjasa të jetë në gjendje për të kryer gamën e plotë të aktiviteteve të OST, pavarësisht madhësisë së vogël të sistemit të transmetimit, atëherë rrjedhimisht funksionimi i sistemit të transmetimit është në masë të madhe i varur nga përdorimi i nënkontraktorëve.

r. Nën-kontraktimi i funksioneve thelbësore të OST-së mund të jetë i lejueshëm vetëm nëse sistemi i transmetimit është operuar së bashku si pjesë e një sistemi më të gjerë të transmetimit ose nëse një OST-ja merr një vendim të pavarur biznesi për të nënkontraktuar disa shërbime për arsye efikasiteti.

s. OST-ja megjithatë duhet të ketë burime të mjaftueshme për mbikëqyrjen, kontrollin dhe udhëzimin e nën-kontraktorit. Vetëm subjektet që plotësojnë kushtet e ndarjes pronësore, janë të lejuar për të ofruar shërbime të tilla.

t. Edhe kur nën-kontrakton dhomën e kontrollit, OST duhet të ketë burime të mjaftueshme për mbikëqyrjen, kontrollin dhe udhëzimin e nën-kontraktorit.

u. OST-ja duhet të ketë burime të mjaftueshme për të mbikëqyrur veprimet e nën-kontraktorit në operimin e sistemit të saj të transmetimit, si pjesë e sistemit më të gjerë. Përveç kësaj, OST-ja duhet të ketë në dispozicion burimet për të menaxhuar financimin, mirëmbajtjen dhe zhvillimin e ndërlidhjeve.

v. Çdo tender për ofrimin e shërbimeve ndaj OST-së do të vlerësohet plotësisht përkundrejt potencialit të kryerjes së këtyre funksioneve me forcat e veta. OST-ja duhet të ketë të gjitha burimet e nevojshme për të mbikëqyrur në mënyrë efektive, për të kontrolluar dhe për të udhëzuar nën-kontraktorin.

w. Nëse interkonektori është në pronësi të një apo më shumë kompanive që janë aktive në prodhimin, furnizimin, apo tregtinë e gazit dhe i'a japin këtë me qira OST-së, një pronësi e tillë e interkonjeksionit është e papajtueshme me rregullat ndarjes sipas modelit NP.

x. Papërputhshmëria ekziston pavarësisht faktit se kushtet e marrëveshjes së qirasë janë bërë subjekt i aprovimit të entit rregullator dhe pavarësisht se të dy OST-të fqinje e marketojnë kapacitetin e saj në një mënyrë jodiskriminuese.

y. Të dy OST-të duhet të marrin pronësinë ose të heqin dorë nga operimi i interkonjeksionit brenda një date të caktuar, në mënyrë që çertifikimi të mbetet i vlefshëm. Të dy OST-të do të çertifikohen si OST të ndara. Ndryshe, në mungesë të çertifikimit të tyre, funksionimi i pavarur i interkonjeksionit nuk është i garantuar.

z. Nëse OST-ja është pronar i të gjithë rrjetit kombëtar të transmetimit, me përjashtim të disa aseteve të kufizuara, të cilat nuk janë pronë e saj, por që janë nën administrimin e saj (përmes kontratave ku pronarët ligjorë të aseteve autorizojë OST-në për të përdorur objektet), atëherë këto asete do të përdoren vetëm për të furnizuar pronarët e aseteve ose të kryejë një funksion që do të kërkonte aplikimin e aksesit të palëve të treta në një mënyrë jodiskriminuese.

aa. Për të siguruar që operimi dhe pronësia mbetet në të njëjtat duar në rast të tillë, OST-ja duhet të kryejë me të vërtetë funksionet e OST-së në lidhje me asetet e transmetimit. OST-ja do të kenë të drejtat e përdorimit dhe disponimin të aseteve të transmetimit në mënyrë ekuivalente me ato të një pronari, në lidhje me këto aktivitete.

bb. Nëse OST sipas modelit NP operon rrjetin e transmetimit si pjesë e një koncesioni, atëherë të drejtat dhe detyrimet e saj sipas marrëveshjes koncesionare duhet të vlerësohen në detaje për të përcaktuar nëse OST-ja mund të konsiderohet si pronare e rrjetit që operon. Të drejtat e koncensionarit në lidhje me përdorimin dhe disponimin e aseteve të rrjetit të transmetimit do të konsiderohen ekuivalente me ato të një pronari.

cc. Nëse të drejtat e koncesionarit në lidhje me asetet e rrjetit mund të konsiderohen si ekuivalente me ato të një pronari, atëherë

funksionimi i rrjetit në bazë të koncesionit nuk është një pengesë për certifikimin sipas modelit NP. Kushtet janë si më poshtë:

i. asetet e rrjetit do të jenë pjesë e bilancit financiar të OST-së dhe mund të përdoren nga OST-ja si një garanci në marrjen e financimeve në tregun e kapitalit,

ii. koncesionari është përgjegjës për ushtrimin e të gjitha detyrave të OST-së, të cilat përfshijnë planifikimin, ndërtimin, operimin dhe mirëmbajtjen e të gjithë infrastrukturës dhe rrjedhimisht financimit të infrastrukturës, dhe

iii. pas skadimit të koncesionit, shteti duhet të kompensojë koncesionerin me një shumë ekuivalente me vlerën korresponduese të aseteve kontabël të koncesionit.

Detyrat e Operatorit të sistemit të transmetimit

1. [Neni 9 (1) (a) të Direktivave] Çdo ndërmarrje e cila zotëron një sistem të transmetimit duhet të veprojë si një OST, duke përfshirë kryerjen e të gjitha detyrave të një OST-je sipas nenit 12 Direktivës 2009/72 / EC të energjisë elektrike dhe nenit 13 të Direktivës 2009/73 / EC të gazit natyror.

2. Mësimet e mëposhtme janë fituar nga situata të ndryshme të cilat në lidhje me detyrat e operatorit të sistemit të transmetimit nga vendimet për draft-certifikimet e mëparëshme që konsiderohen si të aplikueshme në Shqipëri:

   a. Përputhshmëria me rregullat ndarjes sipas modelit NP do të thotë se ndërmarrja që është pronari i sistemit të transmetimit do të veprojë si OST dhe, për pasojë, do të jetë përgjegjëse, ndër të tjera për:
      i. dhënien dhe menaxhimin e aksesit për palët e treta në baza jo-diskriminuese për shfrytëzuesit e sistemit, dhe

      ii. mbledhjen e pagesave për aksesin në rrjet, kapacitetet e kufizuara, dhe pagesat e tjera sipas mekanizmit ndër-OST të kompensimit.
   b. Përsa i përket investimeve, pronari i sistemit të transmetimit do të jetë përgjegjës për sigurimin e funksionimit afatgjatë të sistemit për të përmbushur kërkesat e arsyeshme nëpërmjet planifikimit dhe investimeve.

   c. Vendimet lidhur me operimin, mirëmbajtjen dhe zhvillimin e rrjetit do të merren nga OST-ja e cila duhet të ketë burime të mjaftueshme në dispozicion për të kryer detyrat e saj në mënyrë të pavarur.

d. OST duhet të ketë burime të mjaftueshme në dispozicion për të kryer detyrat e veta në mënyrë të pavarur. OST nuk mund të punësojë vetëm një numër të vogël punësuarish për të kryer vetëm detyrat më të rëndësishme.

e. Për kryerjen e detyrave të saj, OST nuk mund të jetë e varur në një masë të konsiderueshme nga shërbimet e ofruara nga pjesët e KIV që janë aktive në prodhimit, shpërndarjen, furnizimin dhe tregtimin e energjisë elektrike dhe gazit natyror.

f. Nëse detyrat thelbësore të operimit të sistemit të transmetimit i nën-kontraktohen KIV-it, atëherë një marrëveshje e tillë nuk është në përputhje me modelin NP. Që të pranohet si OST sipas modelit NP, ajo duhet që të paktën të kryejë vetë administrimin e sistemit të transmetimit dhe të shërbimeve të kontrollit të sistemit.

Ushtrimi i kontrollit dhe i të drejtave mbi OST-në

1. [Neni 9 (1) (b) (i) i Direktivave] I njëjti person, apo persona, nuk mund të ushtrojnë kontroll direkt ose indirekt mbi një ndërmarrje e cila kryen ndonjë nga funksionet e prodhimit, furnizimit, dhe tregtimit, dhe në të njëjtën kohë të ushtrojnë kontroll ose të drejta direkt ose indirekt mbi një OST apo mbi sistemin e transmetimit.

2. [Neni 9 (1) (b) (ii) të Direktivave] I njëjti person, apo persona, nuk mund të ushtrojnë kontroll direkt ose indirekt mbi një OST apo mbi sistemin e transmisionit, dhe të ushtrojnë kontroll ose të drejtat mbi një ndërmarrje që kryen ndonjë nga funksionet e prodhimit, gjenerimit, furnizimin, dhe tregtimit.

3. [Neni 9 (3) i Direktivave] Në mënyrë që të shmanget ndikimi i padëshirueshëm që lind nga marrëdhëniet vertikale ndërmjet tregjeve të energjisë elektrike dhe të gazit natyror, modeli NP do të aplikohet në të dy tregjet (elektricitetit dhe gazit). Ky nen ndalon ndikim mbi të dy tregjet, prodhimin dhe furnizimin e energjisë elektrike dhe OST-G ose prodhuesi ose furnizuesi i gazit dhe OST-E.
4. Neni 9 (3) Direktiva 2009/72 / EC për energjinë elektrike i referohet OST-ve dhe ndërmarrjeve që kryejnë ndonjë nga funksionet e prodhimit, furnizimit, dhe tregtimit brenda kuptimit të Direktivës 2009/73 / EC të gazit natyror. Direktiva 2009/73 / EC për gazin natyror përcakton se çfarë do të kuptohet me fjalët "furnizim". "Furnizim" është përkufizuar si shitja ose rishitja e gazit natyror për klientët, duke përfshirë GNL.

5. Neni 9 (3) Direktiva 2009/73 / EC për gazin natyror përmban një dispozitë të ngjashme në lidhje me referencimin për OST-të dhe ndërmarrjet që kryerjnë ndonjë nga funksionet e gjenerimit, furnizimit, dhe tregtimit brenda kuptimit të Direktivës 2009/72 / EC për energjinë elektrike. Direktiva 2009/72 / EC për energjinë elektrike përcakton se çfarë do të kuptohet me fjalët "furnizim" dhe "gjenerim". "Furnizim" është përkufizuar si shitja ose

rishitja e energjisë elektrike për konsumatorët, ndërsa "gjenerim" nënkupton prodhimin e energjisë elektrike.

6. Mësimet e mëposhtme janë nxjerrë nga vendimet për draft-çertifikimin në lidhje me kontrollin dhe të drejtat mbi OST-në që konsiderohen si të aplikueshme në Shqipëri:

   a. Asnjë person i cili kontrollon ose mund të ushtrojnë të drejtat mbi OST-në mund të kontrollojë ose të ushtrojë të drejtat një ndërmarrje që kryen ndonjë prej aktiviteteve të prodhimit, furnizimin, apo tregtimit të energjisë elektrike apo gazit natyror.
   b. Asnjë person nuk mund të ushtrojë të drejtat e aksionerit në lidhje me OST-në, në rast se i njëjti personi gjithashtu kontrollon një prodhues, gjenerues, furnizues, apo tregtues të energjisë elektrike apo gazit natyror. I njëjti rregull vlen edhe për ushtrimin e të drejtave për emërimin e një zyrtari të lartë të OST-së.

   c. Ushtrimi i këtyre të drejtave ose emërimi i zyrtarëve të lartë, në raste të tilla mund të shfuqizohet me një kërkesë në gjykatë. Dispozita të ngjashme zbatohen gjithashtu ndaj personave kontrollues të OST-së në lidhje me ushtrimin e të drejtave, apo emërimin e drejtorëve të ndërrmarrjeve të prodhimit, gjenerimit, furnizimit, apo tregtimit të energjise.

   d. Në qoftë se ndonjë investitor në infrastrukturë, i cili është një nga aksionerët kontrollues të OST-së, dhe gjithashtu merr pjesë në aktivitetet e prodhimit, gjenerimit, jashtë ose brenda BE-së, atëherë është e nevojshme për t'u shqyrtuar nëse kjo përbën një pengesë për çertifikimin dhe në çfarë mase.
   e. Kur bëhet vlerësimi i pjesëmarrjes së investitorit të infrastrukturës në prodhimin, gjenerimin, furnizimin, dhe tregtimin e energjisë brenda dhe jashtë BE-së, është e nevojshme për të shqyrtuar:

      i. nëse investitori i infrastrukturës është në konflikt interesi dhe mund të përdorë pjesëmarrjen e tij në OST për të diskriminuar kundër përdoruesve aktuale apo të mundshme të rrjetit në favor të ndërmarrjeve të prodhimit, gjenerimit, furnizimit, apo tregtimit pjesë e të cilave është pjesëmarrjes, dhe

      ii. deri në çfarë mase këto pjesëmarrje në aktivitetet e prodhimit, gjenerimit, furnizimit, apo tregtimit përbëjnë një pengesë për çertifikimin e OST-së në përputhje me modelin NP.

   f. Në mungesë të një ndërveprimi ndërmjet sistemeve të vendeve jashtë BE-së, nga njëra anë, dhe atyre të BE-së, nga ana tjetër, pjesëmarrja e investitorit në ndërmarrje të infrastrukturës jashtë BE-së nuk sjellin ndonjë konflikt interesi dhe prandaj, nuk janë të natyrës së tillë për të parandaluar çertifikimin e OST-së.

g. Investitori në ndërmarrje të infrastrukturës nuk mund të ndikojnë në vendimmarrjen e OST-së në një Shtet Anëtar të BE-së në mënyrë që të favorizojë interesat e prodhimit dhe gjenerimit që ka në një ndërmarrje në një shtet tjetër anëtar të BE-së për të diskriminuar konkurrentët aktuale apo të mundshëm.

h. Nëse OST është në pronësi të një investitori të infrastrukturës, pronësia fundore e të cilit qëndron në një sipërmarrje financiare, është e nevojshme për të vlerësuar:

   i. nëse ndërmarrjet e tjera në pronësi dhe të kontrolluara nga investitori infrastrukturës kryejnë ndonjë prej aktiviteteve të prodhimit, gjenerimit, furnizimit, apo tregtimit, dhe

   ii. aksionerët individualë të sipërmarrjes financiare të cilët janë edhe këshilltarë për investuesin e infrastrukturës dhe të cilët janë të përfshirë në aktivitetet e prodhimit, gjenerimit, furnizimit, apo tregtimit të energjisë elektrike apo gazit natyror, njëkohësisht mund kontrollojnë apo të ushtrojnë të drejta në mënyrë indirekte mbi OST-në.

i. Për nevojat e vlerësimit, është e mundur për të marrë në konsideratë faktorët e mëposhtëm:

   i. Madhësia e kufizuar ose mos-ekzistenca e ndërveprimeve ndërmjet tregjeve të shteteve anëtare të BE-së, apo të një shteti anëtar të BE-së dhe të çdo vendi të tretë,

   ii. Performanca e aktiviteteve në fjalë mbi bazën e një kuadri rregullator (dmth energjia elektrike është shitur me çmim të rregulluar) ose konsiderohen të rëndësishme nga perspektiva sociale dhe rajonale, por nuk kryhet sipas termave normale komerciale,

   iii. Përfitimi i aktiviteteve të gjenerimit në fjalë nga dërgesa prioritare, dhe

   iv. madhësia e vogël dhe shtrirja e kufizuar gjeografike e aktiviteteve të gjenerimit, për shembull madhësia e vogël në krahasim me totalin e gjenerimit kombëtar të energjisë elektrike (në baza individuale dhe kolektive)

j. Nëse dy tregjet fqinje të energjisë elektrike janë të mirë-integruar, atëherë ka një potencial për ushtrimin e kontrollit ose të drejtave mbi një rrjet të transmetimit në një shtet anëtar të BE-së për të favorizuar interesat e gjenerimit në një shtet tjetër. Prandaj, pjesëmarrja duhet të jetë objekt i një analize të kujdesshme.

k. Çertifikimi i një OST-je nuk duhet të refuzohet në rastet kur mund të demonstrohet qartë se nuk ka arsye për një aksioner në një OST për

të ndikuar në vendimmarrjen e OST-së në mënyrë që të favorizojë prodhimin, gjenerimin, furnizimin, apo tregtimin në dëm të përdoruesve të tjerë të rrjetit.

l. Personat që ushtrojnë në mënyrë indirekte të drejtat në OST, nëpërmjet aksionerëve të tyre në OST, bien në fushëveprimin e nenit 9 (1) (b) (i) të Direktivave. Çdo interpretim tjetër do të mundësonte anashkalimin e rregullave të ndarjes pronësore, sidomos me krijimin e kompanive të varura.

m. Nëse kompania aksionere e OST-së është e listuar në bursë (duke qenë aksioneri kryesor dhe pjesa tjetër janë aksione të lira), atëherë një mekanizëm “ex post” i kontrollit do të përcaktohet në mënyrë të qartë, për të garantuar përputhshmërinë me rregullat ndarjes.

n. Nëse OST-ja ka një numër filialesh dhe kompanish të lidhura me to, atëherë asnjëri prej tyre mund të jetë e përfshirë në aktivitetet e prodhimit, furnizimit, apo tregtimit të energjisë elektrike apo gazit natyror.

o. Pronësia dhe funksionimi i një objekti të magazinimit të gazit bie jashtë fushëveprimit të aktiviteteve të renditura në nenin 9 (1) (b) (ii) lidhur me Nenin 9 (3) të Direktivave. Megjithatë, rregullat për ndarjen ligjore dhe funksionale do të zbatohen.

p. Nëse OST-ja ka aksione në kompani të tjera të cilat merren me tregtimin e energjisë elektrike dhe gazit natyror, atëherë kjo nuk është një pengesë për çertifikimin e OST sepse aktivitetet e këtyre shkëmbimeve nuk mund të cilësohen si "furnizim" me energji elektrike ose gazit natyror brenda kuptimit të Direktivave.

q. Nëse OST ka aksione në një kompani që menaxhon kapacitetet e kufizuara për interkonjeksionet elektrike, atëherë në mënyrë të ngjashme me sa më sipër, aktivitetet e kompanisë nuk mund të kualifikohen si të lidhura furnizimin e energjisë elektrike, siç përcaktohet në Direktivën 2009/72 / EC të energjisë elektrike.

r. Edhe pse kompania për bashkimin e tregut ofron ankande në shkëmbimet e energjisë, qëllimi i këtyre ankandeve nuk është për të blerë energji elektrike dhe më pas t’ja shitur të konsumatorëve, por më tepër për të krijuar një sinjal të kongjestionit në interkoneksionet e tregjeve të bashkuara.

s. Mbajtja e aksioneve nga OST-ja në shkëmbimet e kompanive për bashkimin e tregut nuk është një pengesë për çertifikimin sipas modelit NP.

t. Forma e organizimit të korporatës të OST-së duhet të jetë e tillë që aksionarët me interesa në prodhimin, furnizimin, dhe tregtimin e

energjisë elektrike apo gazit natyror nuk janë në gjendje të ushtrojnë të drejtat, me qëllim që të:

i. heqin të drejtën e votimit nga aksionerët në konflikt, dhe

ii. parandalojnë ndarjen e informacionit midis OST dhe aksionerëve të saj.

u. Nëse OST-ja zotërohet dhe kontrollohet nga një kompani e cila është regjistruar në bursë dhe ka interesa mbi një kompani të prodhimit, apo gjenerimit, atëherë të gjitha të drejtat që kompania e listuar në bursë dhe subjektet e tjera të lidhura me të kanë mbi kompanitë e prodhimit dhe gjenerimit duhet t'i hiqen në mënyrë efektive, nepërmjet:

i. Ekzistencës së një trupi menaxhues të pavarur, dhe

ii. Marrjes së masave për të siguruar pavarësinë e OST-së.

v. Në qoftë se pronari i OST-së ka aksione në një fond të energjisë së rinovueshme, atëherë:

i. Fondi duhet të menaxhohet nga afër nga një palë e tretë (menaxheri i fondit),

ii. aktivitetet e menaxherit të fondit duhet të rregullohen nga legjislacioni financiar,

iii. fondi duhet të veprojë në interes të investitorëve të fondit,

iv. fondet e bizneseve duhet të mbeten të ndara ,

v. Autoriteti i Shërbimeve Financiare do të mbikëqyrë përputhshmërinë dhe t'i imponojnë apo t'i propozojë gjykatës një sërë sanksionesh disiplinore, penale dhe civile,

vi. aksionet e OST-së të përbëjnë një përqindje të vogël të fondit,

vii. interesi i pronarit të OST-së duhet të jetë në thelb një interes financiar, dhe

viii. pronari i OST-së nuk mund të ushtrojë, drejtpërdrejtë ose tërthorazi, as të drejta dhe as kontroll në ndonjë nga ndërmarrjet e energjisë së rinovueshme.

w. Në qoftë se një bankë shtetërore e investimeve ka një pjesë të konsiderueshme apo kontroll të vetëm mbi OST-në, atëherë banka mund të mos ketë nxitjen apo aftësinë për të përdorur ndikimin e saj mbi OST-në në dobi të pjesëmarrjes së saj në kompanitë që kanë të bëjnë me energjinë, në veçanti me operacionet e tyre ditore dhe

investimet. Është e rëndësishme të vlerësohen të drejtat, duke përfshirë edhe ato financiare, të cilat i mbeten bankës.

x. Të drejtat dhe vendimmarrja e një shoqërie konkurente të lidhura me një pakicë aksionesh që kjo kompani zotëron nga OST-ja nuk duhet të shkojnë përtej së drejtes thjesht financiare pasive të një aksionieri në minorancë. Për shembull, e drejta për të marrë dividendë, pa asnjë vote ose emërimit dhe e të drejtave që lidhen me të.
y. Të drejtat e votës anëtarësisë në bordin drejtues që një kompani konkurente ka si aksionere e OST-së duhet të paksohen në një nivel të përshtatshëm të ndikimit për një investitor që mban një shkallë të mjaftueshme të mbikëqyrjes së investimit të tij por pa patur mundësinë të ndikojë padrejtësisht mbi TSO-në dhe të rrezikojë funksionimin e pavarur të saj dhe zhvillimin e rrjetit.

Emërimi i anëtarëve të Bordit, përbërja e Bordit dhe pavarësia e anëtarëve të Bordit

1. [Neni 9 (1) (c) i Direktivave] I njëjti person nuk mund të emërojë anëtarët e bordit mbikëqyrës, bordit administrativ, ose organet që përfaqësojnë ligjërisht ndërmarrjen e OST ose sistemin e transmetimit, dhe drejtpërdrejt ose tërthorazi të ushtrojë kontroll apo të ketë ndonjë të drejtë mbi një ndërmarrje që kryen ndonjë prej aktiviteteve të prodhimit, furnizimit, apo tregtimit të energjisë.
2. [Neni 9 (1) (d) i Direktivave] I njëjti person nuk lejohet të jetë njëkohësisht anëtar i bordit mbikëqyrës, bordit administrativ apo organeve që përfaqësojnë ligjërisht një ndërmarrjeje që kryen ndonjë prej aktiviteteve të prodhimit, furnizimit, apo tregtimit te energjisë dhe i një OST-je, ose një sistemi të transmetimit.

3. [Neni 9 (1) (c) dhe (d) i Direktivave] Anëtarët e menaxhimit të lartë të OST-së dhe personat që kanë të drejtë t'i emërojnë ata, duhet të plotësojnë disa kërkesa të pavarësisë.

4. Në mënyrë të veçantë, i njëjti person ose persona nuk kanë të drejtë të kontrollojnë ose të ushtrojë ndonjë të drejtë mbi një ndërmarrje që kryen ndonjë prej aktiviteteve të prodhimit, furnizimit, apo tregtimit të energjisë dhe në të njëjtën kohë të jetë apo të emërojë anëtarët e këshillit mbikëqyrës, bordit administrativ apo organeve që përfaqësojnë ligjërisht ndërmarrjen.

5. Mësimet e mëposhtme janë fituar nga situata të ndryshme në lidhje me Bordin (emërimin, përbërjen dhe pavarësisë) e OST që janë bërë të ditura nga vendimet e draft-çertifikimit dhe mendohet se janë të aplikueshme në Shqipëri:

   a. Anëtarët e bordit të OST-së apo të kompanisë aksionere të OST-së të cilët janë gjithashtu edhe anëtarë të bordit të një ndërmarrjeje tjetër të

prodhimit, furnizimit, apo tregtimit te energjisë elektrike apo gazit natyror nuk janë në përputhje me nenin 9 (1) (d) të Direktivave

b. Në rastet kur një anëtar i bordit të OST-së është gjithashtu anëtar, ose anëtar i deleguar, i një bordi tjetër i kompanive të caktuara që kanë pjesëmarrje në prodhimin, furnizimin, apo tregtimin e energjisë elektrike apo gazit natyror, atëherë një ekzaminim i detajuar i fakteve në fjalë është i nevojshëm për të përcaktuar nëse rregullat e ndarjes janë plotësuar.

c. Një ekzaminim i tillë është gjithashtu i nevojshme në situatat kur kompania aksionere nuk kryen prodhimin, furnizimin, apo tregtimin e energjisë në vetvete, por ka kontroll mbi kompanitë bija që kryejnë veprimtari të tilla.

d. Nëse OST është në fund të fundit e kontrolluar nga kompania aksionere, atëherë është e nevojshme jo vetëm për të vlerësuar përputhshmërinë me kërkesat për pavarësi të anëtarëve të menaxhimit të OST, por edhe të anëtarëve të menaxhimit të kompanisë aksionere.

e. Neni 9 (1) (c) dhe (d) i Direktivave nuk është e kufizuar në aktivitetet e prodhuesve, gjeneruesve, apo furnizuesve që operojnë vetëm në BE.

f. OST-ja mund të sigurojnë respektimin e rregullave të ndarjes në lidhje me pavarësinë e anëtarëve të bordit, duke kërkuar nga personat e interesuar për të nënshkruar një deklaratë mbi ndershmërinë e përfshirjes së tyre dhe ta rinovojë atë çdo vit dhe shkelja e saj do të çojë në sanksione efektive dhe bindëse, duke përfshirë gjobat ose burgimin.

g. Nuk lejohet që aksionerët dhe anëtarët e bordit të emëruar prej tyre të ndalohen të ushtrojnë të drejtat e tyre të votimit në takimet e aksionerëve dhe në bordin administrativ të OST-së sa herë që merren vendime lidhur me aktivitetet e transmetimit, në qoftë se ata lejohen për t'i ushtruar këto të drejta për vendime të tjera, që nuk lidhen me aktivitetet e transmetimit.

h. Neni 9 (1) (b), (c) dhe (d) i Direktivave nuk parashikon një dallim në mes të llojeve të ndryshme të vendimeve në mbledhjet e aksionarëve apo mbledhjet e bordit. Të drejtat e një aksioneri ne konflikt interesi do të shndërrohen në të drejta thjesht pasive financiare në përputhje me nenin 9 (1) të Direktivave.

i. Nuk është e lejuar që aksionerët që kane pakicën e aksioneve të emërojnë anëtarët e Bordit të OST-së dhe të ushtrojnë të drejtat mbi një ndërmarrje aktive në furnizimin, tregtimin, apo prodhimin e energjisë elektrike apo gazit natyror.

Ndarja me Shtetin (pavarësia nga Shteti)

1. [Neni 9 (6) të Direktivave] kontrolli i shtetit mbi aktivitetin e transmetimit, si dhe mbi aktivitetet e prodhimit, gjenerimit, furnizimit, dhe tregtimit është i lejuar, por me kusht që organet publike që janë përgjegjëse për këto aktivitete të jenë të ndara.

2. Dy organe të ndara trajtohen si dy persona të veçanta të cilat do të jenë në një pozicion për të kontrolluar aktivitetet e prodhimit, furnizimit, tregtimit nga njëra anë, dhe nga ana tjetër veprimtarinë e transmetimit, me kusht që ato të mos jenë nën ndikimin e përbashkët të një organi tjetër publik gjë që shkel rregullat për ndarjen e OST-së. Këto dy organe publike duhet të jenë me të vërtetë të ndara.

3. Në raste të tilla, kërkesat e modelit NP nga neni 9 i Direktivave do të jenë pjesë e vlefshme të legjislacionit përkatës kombëtar dhe duhen plotësuar. Kjo do të vlerësohet rast pas rasti.

4. Mësimet e mëposhtme janë nxjerrë nga situata të ndryshme në vendet e Evropës në lidhje me ndarjen brenda shtetit që janë bërë të njohura në vendimet e draft-çertifikimit dhe janë të aplikueshme në Shqipëri:
    a. Pronësia e OST-së do të menaxhohet nga ministri (ose një organ publik) që është përgjegjës për OST-në i cili miraton vendimet mbi temat në lidhje me OST-në dhe ka kontroll mbi OU-OST. Pronësia në KIV do të menaxhohet nga një Ministër tjetër (ose organ tjetër publik).

    b. Dy Ministri të veçanta që kontrollojnë veprimtarinë e transmetimit nga njëra anë dhe aktivitetet e gjenerimit, furnizimit, dhe tregtisë nga ana tjetër mund të considerohen nën rrethana të caktuara organe me shkallë të mjaftueshme ndarjeje sipas nenit 9 (6) të Direktivave.
    c. Përputhshmëria me kërkesat e modelit NP në lidhje me ndarjen brenda shtetit nuk nënkupton vetëm përputhshmërinë me nenin 9 (6) të Direktivave, por edhe me nenin 9 (1) (b), (c) dhe (d).

    d. Kompetencat e Ministrisë, që lidhen me kontrollin e saj mbi ndërmarrjet e energjisë elektrike dhe gazit në funksion të modelit NP, nuk mund të nënkuptojë ndonjë të drejtë brenda kuptimit të nenit 9 (1) dhe (2) i direktivave.
    e. Nëse një person përveç interesave në gjenerimin, furnizimin, dhe tregtimin e energjisë ka gjithashtu një ndikim vendimtar në investimet e rëndësishme të infrastrukturës së transmetimit, atëherë kontrolli mbi investimet brenda OST mund të keqpërdoret në mënyrë të tillë që të favorizohen gjenerimi, furnizimi, dhe tregtimi.

    f. Mundësia e ndikimit në vendimmarrjen e OST-së e cila do të favorizojë sektorë të veçantë të gjenerimit, furnizimit, dhe tregtimit të

energjisë në një dëm të përdoruesve të tjerë të rrjetit duhet të vlerësohet me kujdes.

g. Është e detyrueshme për të përpiluar dhe për të paraqitur një listë të plotë të të gjitha ndërmarrjeve në pronësi të shtetit të cilat janë të kontrolluara nga ministritë (ose organet publike), dhe që të kryejnë ndonjë nga aktivitetet të gjenerimit, furnizimit, apo tregtimit.

h. Nga lista e plotë të ndërmarrjeve të energjisë, ku shteti ka aksionet e tij të pronësisë, duhet të bëhet e qartë se kush është Ministria (ose organi publik) që ka përgjegjësinë mbi këto ndërmarrje.

i. Enti rregullator do të kryejë një vlerësim të detajuar të përputhshmërisë me nenin 9 (6) të Direktivave, dmth një vlerësim të detajuar të shkallës së ndarjes midis dy ministrive përgjegjëse duke theksuar ndonjë hierarki ministrore, në përputhje me kuadrin ligjor kombëtar dhe teorinë kushtetuese.

j. Enti rregullator nuk mund të kufizohet vetëm në analizimin e ndërmarrjeve, të cilat janë nën kompetencën e të njëjtës ministri që veprojnë si prodhuesi, furnizues, apo tregtues.

k. Enti rregullator do të vlerësojë nëse një shkallë e mjaftueshme e ndarjes është e garantuar, sipas nenit 9 (6) të Direktivave, mes ministrave përgjegjës.

l. Enti rregullator duhet të identifikojë çdo mekanizëm ekzistues që parandalon që ministra të ndryshëm që vijnë nën një ndikim të përbashkët të Kryeministrit ose të ndonjë organi tjetër publik, të cilat mund t'i kërkojnë atyre një koordinim të vendimeve të tyre. Enti rregullator do të vlerësojë mënyrën e cila është përdorur për monitorimin dhe zbatimin e përputhshmërisë me nenin 9 (6) të Direktivave në këtë drejtim.

m. Ministrat individuale duhet të ketë kompetenca për vendimmarrje të pavarur në fushat e përgjegjësive të tyre dhe të gëzojnë një nivel të lartë të pavarësisë. Kryeministri mund të jetë përgjegjës vetëm për zonat që nuk mbulohen nga ministritë.

n. Nëse të gjithë ministrat do të jetë në vartësi të Kryeministrit, atëherë nuk do të jetë e qartë se në çfarë mase Kryeministri ka autoritetin për të ndikuar (për shembull duke dhënë udhëzime të drejtpërdrejta) në vendimmarrjen e Ministrave në mënyrë të tillë që interesat e KIV të favorizohen në një dëm të përdoruesve të tjerë të rrjetit.

o. Pavarësia e Ministrave të veçantë në kompetencat e tyre, do të parandalojë Kryeministrin ose Qeverinë që të japë udhëzime që ndikojnë mbi përgjegjësinë ministrore për transmetimin.

p. Enti rregullator në këtë kontekst duhet të identifikojë organin brenda shtetit i cili ka një interes financiar mbi OST-në; dmth a janë paguar dividentët dhe për kë janë paguar?.

q. Vetëm një numër i kufizuar i vendimeve, në raport me asetet shtetërore, të cilat merren në një nivel të lartë, (si bashkimet dhe blerjet e ndërmarrjeve) janë nën përgjegjësinë e Qeverisë, përfshirë kryeministrin dhe ministrat. Këto vendime merren me propozimin e Ministrisë përgjegjëse.

r. Enti rregullator duhet të vlerësojë në mënyrë të qartë se në çfarë mase Ministria përgjegjëse për OST-në mund të marrë vendime në mënyrë të pavarur në lidhje me aktivitetin e transmetimit i cili kryhet nga OST-ja, pa qenë nën ndikimin apo kontrollin e një organi tjetër publik, duke pasur në konsideratë interesat e shtetit si aksioner në ndërmarrjet që kryejnë aktivitete të prodhimit, furnizimit, dhe tregtimit.

s. Ministri i cili kontrollon veprimtaritë e gjenerimit, furnizimit, dhe tregtimit të një KIV mund të mos ketë mjete ligjore që i mundësojnë atij për t'i dhënë udhëzime ministrit i cili kontrollon veprimtarinë e transmetimit të OST-së dhe anasjelltas.

t. Ministrat duhet të jenë në fund të fundit ligjërisht dhe politikisht përgjegjës për ministritë e tyre, dhe rrjedhimisht të kenë kompetenca për të marrë vendime të pavarura në fushat e tyre të përgjegjësive.

u. Pavarësia e Ministrave të veçantë në kompetencat e tyre, do të parandalojë Kryeministrin ose Qeverinë që të japë instruktime, urdhra, dhe udhëzime që ndikojnë mbi përgjegjësisë ministrore për transmetimin.

v. OST duhet të jetë një person i veçantë juridik dhe aktivitetet e përditshme të lidhura me menaxhimin e ndërmarrjes do të kryhen nga Bordi Menaxhues dhe personeli i lartë i menaxhimit të OST-së. OST do të jetë, në kuptimin ligjor dhe organizativ, plotësisht e ndarë nga ndërmarrjet e tjera.

w. Bordi menaxhues dhe personeli i lartë i menaxhimit të OST do të ndalohen të kenë ndonjë interes tregtar apo të marrin pjesë në rolin e drejtorit në aktivitetet e gjenerimit, furnizimit, apo tregtimit.

x. Pavarësia e OST-së do të forcohet më tej, duke aplikuar një program të brendshëm monitorimi që duhet të zbatohet për të gjithë punonjësit e saj me qëllim që të parandalojë sjelljen e njëanshme. Ky program do të përfshijë udhëzime të hollësishme për trajtimin e informacionit konfidencial.

y. Ministri përgjegjës mund të kontrollojë OST-në vetëm nëpërmjet udhëzimeve të përgjithshme për veprimtarinë e biznesit, dhe jo duke

ndërhyrë në vendimmarrjen concrete në lidhje me operacionet e përditshme.

z. Nëse Ministri përgjegjës ka kompetenca për të marrë vendime në lidhje me operacionet e përditshme dhe planifikimin e investimeve (në rast se kompetencat e Ministrisë janë të krahasueshme me ato të Bordit të Përgjithshëm të Aksionerëve të një ndërmarrjeje private), atëherë një Ministër tjetër jo-përgjegjës, Kryeministri, ose një organ tjetër publik me kompetenca të gjëra nuk mund të ndikojnë ose kontrollojne vendimet e marra nga ministri përgjegjës.

aa. Në lidhje me marrjen e vendimeve të cilat kanë të bëjnë me operacionet e përditshme të OST-së, enti rregullator duhet të vlerësojë në çfarë mase Ministri përgjegjës mund të marrë vendime në mënyrë të pavarur për veprimtarinë e transmetimit të kryer nga OST-ja, pa u ndikuar apo kontrolluar nga një tjetër Ministër jo-përgjegjës, nga Kryeministri, ose një organ tjetër publik, duke marrë parasysh interesat e shtetit si aksioner në ndërmarrjen.

bb. Ministri përgjegjës për OST-në, veçanërisht në lidhje me marrjen e vendimeve që lidhen me operacionet e përditshme të OST-së dhe të lidhura me veprimtarinë e transmetimit të kryer nga OST, do të veprojë me të vërtetë në mënyrë të pavarur dhe pa u ndikuar apo kontrolluar nga Ministra të tjerë jo-përgjegjës, nga Kryeministri, ose një organ tjetër kryesor relevant publik, duke marrë parasysh interesat e shtetit si aksioner në ndërmarrjen.

cc. Burimet financiare të OST-së do të mbahen të ndara nga ato të shtetit. Enti rregullator duhet të konfirmojnë se burimet financiare të OST mbahen ndaras nga ato të shtetit.

dd. OST nuk do të lejohet t'i paguajë dividentë shtetit dhe do të kontraktojë vetë asikuracinet nevojshme në rast se nuk është i mbuluar nga shteti. (Edhe pse kjo është gjetur në një nga vendimet për draft-çertifikimet, saktësia e kësaj klauzole është mjaft e diskutueshme dhe do të kontrollohet vazhdimisht)

ee. Fakti që brenda shtetit Ministrat përgjegjës nuk mund të japin reciprokisht instruksione, urdhëresa, apo udhëzime në fushat e tyre të përgjegjësive të lidhura me aktivitetet e gjenerimit, furnizimit, dhe tregtimit, ose transmetimit, duhet të përcaktohet si një rregull i qartë.

ff. Kompetencat të cilat kanë ministrat përgjegjës për të marrë vendime individuale në fushat e tyre të përgjegjësive nuk mund të kufizohet nga një kusht për marrjen e vendimeve kolegjiale në situata të veçanta.

gg. Për sa kohë që vendimmarrja për çështje të caktuara është kolegjiale, fuqitë për vendimmarrje të pavarur të ministrit përgjegjës në zbatimin e detyrimeve të tij janë të kufizuara.

hh. Ndarja e menaxhimit veprimtarive të transmetimit nga menaxhimi i aktiviteteve të gjenerimit, furnizimit, dhe tregtimit do të zbatohet në nivel të administratës shtetërore, dmth jo vetëm në nivelin e anëtarëve të qeverisë, por edhe në nivelet më të ulëta të personelit dhe administratës.

ii. Qeveria duhet të vendosë masa efikase për parandalimin e mos koordinimit të duhur, sjellje diskriminuese dhe trajtimin e papërshtatshëm të informacionit konfidencial, duke përfshirë edhe nivelet e personelit.

jj. Enti rregullator duhet të konfirmojë që asnjë nga personat nga Ministritë e tjera nuk është anëtar i Bordit Menaxhues ose Bordit Mbikëqyrës të OST-së ose ndërmarrjeve përkatëse të energjisë.

Refuzimi i çertifikimit për shkak të arsyeve të mungesës së burimeve financiare

1. Në kundërshtim me dispozitat e ndarjes në nenin 17 të Direktivave në lidhje me modelin ITO, neni 9 i Direktivave nuk kërkon që OST sipas modelit NP të shpenzoje të gjitha burimet financiare të nevojshme për të përmbushur detyrimet e saj si pjesë e kërkesave të ndarjes. Kjo nuk përbën shqetësim në rastin OSTsipas modelit NP, ku nuk ka KIV që mund të minojë pavarësinë e OST-së.

2. Rregullat për ndarjen dhe çertifikimin sipas modelit NP nuk justifikojnë mos dhënien e çertifikimit nëse OST nuk ka demonstruar që të ketë burime të mjaftueshme financiare për të kryer detyrat e përcaktuara në ligjin përkatës kombëtar.

Kërkesa për të çertifikuar një tjetër operator të sistemit të transmetimit

1. Nëse OST-ja është nën pronësinë e pjesshme të një OST-je tjetër të një vendi evropian OST-ja tjetër duhet të çertifikohet gjithashtu nga enti rregullator.

2. OST-ja duhet t'i paraqesë ERE-s vendimin përfundimtar të çertifikimit të lëshuar nga enti rregullator i shtetit tjetër anëtar të BE-së.

Kërkesat në lidhje me pjesëmarrjen e kompanive nga vendet e treta

1. [Neni 11 i direktivave] Enti rregullator mund të refuzojë çertifikimin në raport me vendet e treta, nëse nuk është demonstruar, në bazë të një vlerësimi, se dhënia e çertifikimit nuk vë në rrezik sigurinë e furnizimit me gaz natyror të shtetit anëtar të BE-së ose BE-në**.**

2. Mësimet e mëposhtme janë nxjerrë nga situata të ndryshme në lidhje me pjesëmarrjen e kompanive nga vendet e treta që janë bërë të njohura nga

vendimet e mëparëshme të draft-çertifikimit dhe që janë të aplikueshme në Shqipëri**:**

a. Nëse kompania mëmë e kompanisë e cila kontrollon OST-në së bashku me një kompani tjetër, është vendosur në vend të tretë, atëherë autoriteti kompetent në shtetin anëtar të BE-së do të bëjë analizën e tij.

b. Nëse vendi i tretë nuk prodhon energji, ose edhe nëse prodhon nuk furnizon BE-në atëherë ka shumë pak gjasa që OST-ja e kontrolluar nga personi i vendit të tretë të operohet në një mënyrë që është në kundërshtim me interesat e sigurisë të furnizimit me gaz natyror të Shtetit Anëtar të BE-së apo BE-së.

c. Meqë vendi i tretë nuk prodhon gaz natyror dhe nëse ndërlidhjet me BE-në nuk ekzistojnë, kjo do të thotë se nuk ka arsye për tu shqetësuar për sigurinë e furnizimit me gaz natyror brenda kuptimit të nenit 11 të Direktivës 2009/73 / KE.

d. Nëse asnjë nga kompanitë nuk ushtron kontroll mbi kompaninë e cila zotëron plotësisht OST-në, atëherë, dispozitat e parashikuara në nenin 11 të Direktivave nuk janë të aplikueshme.

12.6.4 Konkluzion

Në pajtim me nenin 3 (2) të Rregullores Nr 714/2009 (KE) për energjinë elektrike apo Rregullores Nr 715/2009 (KE) për gazin natyror, enti rregullator duhet të marrë parasysh sa më shumë komentet e mësipërme të KE-së kur të marrë vendimin përfundimtar të çertifikimit, dhe kur ta bëjë këtë, duhet t'ja komunikojë këtë vendim KE-së

Qëndrimi i KE-së për një njoftim të veçantë është jo-paragjykues për çdo qëndrim tjetër që mund të mbajë kundrejt enteve rregullatore në lidhje me masat e marra për draft-çertifikimin, ose kundrejt autoriteteve kombëtare që janë përgjegjëse për transpozimin e legjislacionit të BE-së, mbi përputhshmërinë e çdo mase kombëtare zbatuese me ligjin e BE**.**

KE publikon dokumentet në faqen e tij të internetit. Ai nuk e konsideron informacionin brënda opinionit të tij si konfidencial. Enti rregullator duhet të informojnë KE-në brenda pesë ditëve (përjashuar ditët e pushimit) nëse Opinioni përmban informata konfidenciale të cilat duhen fshirë para publikimit të tij. Enti rregullator duhet të japë arsyet për një kërkesë të tillë.

12.7 Konkluzione

12.7.1 Sfondi

Në BE, rregullat mbi ndarjen ligjore dhe funksionale të OST-ve siç parashikohet në Paketën e Dytë (Direktivat 2003/54 / EC dhe 2003/55 / KE) nuk kanë çuar në ndarjen efektive të operatorëve të rrjetit nga ndërmarrjet konkurruese.

Një ndarje strukturore e operimit të rrjetit nga prodhimi, gjenerimi, furnizimi, dhe tregtimi ka qenë e pritshme, por nuk është materializuar në mënyrë efektive dhe në mënyrë të barabartë.

Prandaj, Paketa e Tretë (Direktivat 2009/72 / EC dhe 2009/73 / EC) që është miratuar, ofron, midis të tjerash, një regjim të ri ndajes së OST-ve në përputhje me tri modele.

Tre modelet kryesore janë:

1. Modeli ndarje pronësore (NP),

2. Modeli i operatorit te pavarur te transmetimit (OPT), dhe

3. Modeli i operatorit tË pavarur të sistemit (OPS).

Të tre modelet janë subjekt i një procedure çertifikimi, që kryet nga enti rregullator, në bashkëpunim të ngushtë me KE dhe ACER (Shoqata e Bashkëpumnimit të Enteve Rregullatore).

Çertifikimit duhet të garantojë mungesën e konfliktit të interesave midis prodhuesve, dhe furnizuesve, dhe tregtuesve nga njëra anë, dhe OST-ve nga ana tjetër.

Ndarja e OSSH-ve është forcuar gjithashtu në Paketën e Tretë, por jo aq strikt sa në rastin e OST-ve, dhe nuk kërkon çertifikim rregullator.

Në vijim është dhënë një udhëzim i përgjithshëm për interpretimin e këtyre rregullave të reja ndarjes për OST-në shqiptare, bazuar në konsideratat e paraqitura më lart dhe informacionin e marrë në vend.

Sigurisht që ky udhëzues do të thellohet dhe zgjerohet më tej në mënyrë që të reflektojë të gjitha elementet e specifikuara nga direktivat, kur ERE të fillojë aktivitetet e saj lidhur me çertifikimin.

Deri atëherë, ky udhëzues mund t'i shërbejë jo vetëm ERE-s dhe Albpetrolit (si OST-ja e gazit), por edhe hartuesve të politikave energjetike në Shqipëri për të marrë vendime të drejta në lidhje me zbatimin e modelit NP për OST-G.

12.7.2 Të përgjithshme

Objektivi kryesor i rregullave të reja të ndarjes së OST-ve është që të parandalohet çdo KIV për të diskriminuar konkurrentët a saj si lidhje me:

1. aksesin në rrjet,
2. aksesi mbi informacionet sensitive tregtare, dhe
3. investimet në rrjet.

Shqipëria, si një Palë Kontraktuese e KE-së ku direktivat e reja janë adoptuar në legjislacionin kombëtar dhe kanë hyrë tashmë në fuqi, mund të zgjedhë vetëm modelin NP të ndarjes së OST-së dhe ta kryejë atë deri më 1 qershor 2016.

Modelet OPT dhe OPS (ITO dhe ISO) nuk mund të zgjidhen sepse ne rastin e sistemeve të reja të transmetimit të gazit vetëm modeli NP është i mundur.
Nuk është e mundur për të shkuar nga një situatë e modelit NP në modelin OPT dhe OSP.

Vetëm në rastet kur sistemi ekzistues të transmetimit të gazit është pjesë e një KIV-i në momentin e hyrjes në fuqi të Direktivave mund të jetë e mundshme zgjedhja modelit OPT ose OPS.

Sistemet e reja të transmetimit të gazit, veçanërisht sistemet të cilat nuk ekzistojnë ende në momentin e hyrjes në fuqi të Direktivave, duhet të zbatojnë modelin NP.

Shqipëria nuk mund të parandalojë një KIV të veprojë në përputhje me kërkesat e modelit NP.

Ndërsa Shqipëria do të zbatojë modelin NP për OST-G-në, asnjë KIV nuk ka të drejtë për të krijuar një OPT apo një OPS.

Nëse do të kishte disa OST-G në Shqipëri, të gjitha duhet të ndahen sipas modelit NP (njëlloj si sistemet e reja të transmetimit të gazit).

Në rastin e Shqipërisë, OST-G duhet të jetë në përputhje të plotë me të gjitha elementet e modelit NP.
Elementet e modeleve të ndryshme nuk mund të përzihen dhe të krijohet një model të ri ndarjes së OST-G i cili nuk parashihet në direktivat e BE-së.

Meqë Shqipëria nuk është në gjendje të caktojë një OST sipa modelit OPT dhe OPS në territorin e saj, ajo duhet të transpozojnë legjislacionin e saj përkatës kombëtar vetëm dispozitat sipas modelit NP.

Nëse përshtatja me rregullat e ndarjes së OST-së do të imponojë ristrukturimin e ndonjë KIV, Shqipëria mund të përfitojë një vit shtesë në procesin e ndarjes së OST-G (data 1 qershor 2017).

12.7.3 Operatori i Sistemit të Transmetimit sipas modelit Ndarje Pronësore (OST-ja sipas modelit NP)

Përputhshmëria me modelin NP do të thotë së kompania pronare e sistemit të transmetimit të gazit duhet te jetë gjithashtu OST-G.

Koncepti i termit “person” ne Paketën e Tretë te Energjisë aplikohet për persona privatë, kompani, ose entitete te tjera publike dhe private.

Koncepti i termit “person” i referuar në Direktivat është ose një ndërmarrje e cila ka aktivitete të furnizimit dhe tregtimit apo të operimit të sistemeve të transmetimit ose një kompani mëmë që ka filiale që veprojnë si furnizues, tregtues ose si OST.

Një furnizues, apo tregtues mund të mbajë aksionet mbi një OST apo sistem transmetimi, me kusht që disa kushte kumulative janë plotësuar, si p.sh:

1. Mos-pasja e shumicës së aksioneve,

2. Mos-pasja e drejtës së votës,

3. Mos-pasja e të drejtës për të emëruar anëtarët e bordeve mbikqyrësë / menaxhuese / administrative, dhe

4. Mos-pasja e kontrollit mbi OST-në dhe sistemin e transmetimit.

Reciprokisht, OST-ja mund të jetë aksionere në një kompani furnizimi / tregtimi, nëse kushte te ngjashme kumulative plotësohen si më poshte:

Rregulla të ngjashme kanë vlerë në rast të pranise së një kompanie mëmë (si p.sh. nje kompani aksionere):

1. Mos-pasja e kontrollit mbi prodhuesin, furnizuesin, dhe tregtuesin apo njëkohësisht ushtrimit të të drejtave dhe kontrollit mbi një OST apo mbi një sistem transmetimi; dhe

2. Mos-pasja e kontrollit mbi OST-në ose sistemin e transmetimit apo njëkohësisht ushtrimit të të drejtave dhe kontrollit mbi një prodhues, furnizues, apo tregtues.

Rregullat e ndarjes sipas modelit NP zbatohen në mënyrë të barabartë për subjektet private dhe publike.

Për qëllim të zbatimit të modelit NP, dy organe të ndara publike duhet të shihen si dy persona të dallueshëm dhe duhet të jenë në gjendje për të kontrolluar prodhuesin, furnizuesin apo tregtuesin nga njëra anë dhe OST-në nga ana tjetër, me kusht që të mos jenë nën ndikimin e përbashkët të një njësie tjetër ekonomike publike në shkelje të rregullave të ndarjes sipas e modelit NP.

Organet publike më sipër duhet të jetë me të vërtetë të ndara. Shqipëria duhet të demonstrojë se kërkesat e modelit NP janë sanksionuar në ligjin kombëtar dhe respektohen siç duhet. Kjo do të vlerësohet rast pas rasti.

Për të shmangur ndikim të paligjshëm që lind nga marrëdhëniet vertikale ndërmjet tregjeve të gazit dhe energjisë elektrike, modeli NP do të zbatohet në të gjithë tregjet e gazit dhe energjisë elektrike. Kjo do të thotë se ndikimi i përbashkët mbi një prodhues, furnizues, dhe tregtar të energjisë elektrike, dhe OST-G-je; apo një prodhues, furnizues, dhe tregtar të gazit dhe një OST-E-je janë të ndaluara.

12.7.4 Çertifikimi

Një OST mund të miratohet dhe të caktohet si OST vetëm pas procedurës së çertifikimit që është përcaktuar në Direktivat dhe Rregulloret e BE-së të adoptuara në legjislacionin kombëtar në fuqi.

Këto rregulla duhet të aplikohen për të gjithë OST-të për çertifikimin e tyre fillestar, dhe më pas në çdo kohë, nëse është i nevojshëm një rivlerësim i përputhshmërisë së OST-së me rregullat e ndarjes.

ERE është e detyruar për të hapur një procedurë çertifikimi mbasi merr aplikimin për çertifikim nga një OST e mundshme, ose me kërkesën e saj në rast mungese të aplikimit, ose mbas një kërkese të arsyetuar nga SKE-ja.

ERE duhet të monitorojë vazhdimisht përputhshmërinë e OST-ve me rregullat ndarjes funksionale, dhe duhet të hapë një procedurë të re të çertifikimit me iniciativën e vet nëse vëren ndryshime nga koha kur ndodhi çertifikimii fundit..

12.7.5 Situata në BE dhe në Shqipëri

Për ndarjen sipas modelit NP, KE-ja ka lëshuar 24 opinione për energjinë elektrike dhe 17 opinione për gazin natyror, që në total janë 41 opinione.

Për ndarjen sipas modelit OPT, KE ka lëshuar 6 opinione për energjinë elektrike dhe 24 opinione për gazin natyror, që në total janë 30 opinione.

Për ndarjen sipas modelit OPT, KE ka lëshuar 2 opinione për energjinë elektrike dhe 4 opinione për gazin natyror, që në total janë 6 opinione..

Për ndarjen sipas modelit OPT, KE ka lëshuar 32 opinione për energjinë elektrike dhe 45 opinione për gazin natyror, që në total janë 77 opinione.

Në Shqipëri, dy OST-të (OST-ja dhe Albpetroli), ende nuk kanë filluar procedurën e çertifikimit nga ERE sipas modelit NP; si në sistemin e energjinë elektrike ashtu edhe të gazit natyror.

Një numër i madh i mësimeve të nxjerra nga BE-ja (treguar më parë) duhet të përdoret në implementimin e të dy procedurave të çertifikimit në Shqipëri. Për të qenë konçizë, vetëm mësimet kryesore dhe ato të përgjithshme të cilat janë të

aplikueshme për gjendjen në sektorin e gazit në Shqipëri janë referuar ne këtë raport.

12.7.6 Situata në Shqipëri – aspektet proceduriale

Shqipëria duhet të transpozojë në ligjin e ri për gazin vetëm modelin NP. Vendimi për formën e modelit të ndarjes është tashme i përcaktuar dhe tani të gjitha palët e interesuara duhet të mësojne për detajet e rëndësishme të këtij modeli.

Si OST-ja dhe palët e tjera që janë të përfshira si në sistemin elektrik dhe në atë të gazit duhet të implementojnë sistemin NP bazuar në direktivat për ndarjen e OST-s te ligjeve të reja të energjisë elektrike dhe gazit natyror.

Gjatë implementimit, të dy OST-të (OST-E dhe OST-G) duhet t'i paraqesin ERE-s aplikimet për çertifikim në mënyrë që të provojnë plotësimin e kushteve të çertifikimit.

Mbas marrjes së aplikimit ERE do të shqyrtojë nëse të dy OST-të janë në përputhje me kërkesat e modelit NP dhe do të japë vendimet e draft-çertifikimit për të dy OST-të.

Me miratimin e dy vendimeve të draft-çertifikimit, ERE njofton SKE-në për vendimet e saj dhe i paraqet sekretariatit të gjitha detajet që janë të rëndësishme për çertifikimin.

Pas marrjes së të gjitha detajeve të rëndësishme për të dy vendimet e draft-çertifikimit, SKE do të reagojë në rast se vëren ndonjë mospërputhje në lidhje me çertifikimin, dhe do t'i bëjë të ditur ERE-s mendimet e tij.

Pas pranimit nga SKE, ERE miraton të dy vendimet përfundimtare të çertifikimit duke marrë parasysh mendimet e SEN-së.

Në rast të një rezultati pozitiv të procedurës së çertifikimit, Shqipëria mund të emërojë OST-në dhe publikojë vendimet përkatëse.

12.7.7 Situata në sektorin e gazit në Shqipëri

Elementët e rëndësishëm të situatës së gazit natyror janë:

1. Sistemi i transmetimit të gazit është (praktikisht) inekzistent dhe në këtë mënyrë jo në pronësi të ndonjë KIV në datën e hyrjes në fuqi të Direktivës 2009/73 / EC (6 tetor 2011);

2. Albpetrol është aktualisht OST-G e vetme e liçencuar siç përcaktohet me vendimin e ERE-s të;

3. Albpetrol mban gjithashtu liçencën për shpërndarjen e gazit që i është dhënë nga ERE;

4. Albpetrol është në pronësi të plotë të shtetit shqiptar (QSH menaxhon të gjitha aksionet me anë të një anëtari të vetëm të emëruar ne Keshillin e Përgjithshëm te Aksionerëve te kompanisë);

5. Shqipëria është gjithashtu pronare e vetme e KESH sh.a. (kompania më e madhe e energjisë elektrike në vend, e cila është aktive në prodhimin, shpërndarjen, furnizimin dhe tregtimin e energjisë elektrike në vend);

6. Nuk ka akoma furnizues publikë të gazit në Shqipëri, i cili do të veprojë në bazë të tarifave të rregulluara; dhe

7. Nuk ka ende furnizues me shumicë të gazit në Shqipëri, i cili do të veprojë si një tregtar me shumicë, apo si furnizues i furnizuesve publikë sipas termave dhe kushteve të rregulluara.

Në kushte të tilla, modeli i vetëm i lejueshëm për ndarjen e OST-ve sipas kërkesave të Direktivave është modeli NP.

Albpetroli, i cili është i liçencuar si OST-G nga vendimi i ERE-s, do të duhet të marrë në pronësi sistemin e transmetimit të gazit dhe të funksionojë si OST e modelit NP.
E thënë ndryshe Albpetroli duhet që:

1. Të jetë pronar i aseteve të transmetimit të gazit dhe këto asete duhet që të figurojnë në pasqyrat e veta të biznesit / të pronësisë;

2. Ndarja në mes të aseteve të transmetimit të gazit të Albpetrolit dhe aseteve që do t'i takojnë OSSH-G-së dhe prodhuesve të tjerë të gazit do të duhet të jenë të qarta dhe të pa-kontestuara;

3. Punonjësit e Albpetrolit duhet të kryejnë detyrat e tyre në mënyrë objektive, transparente dhe jo-diskriminuese; dhe

4. Albpetroli do të jetë një subjekt i rregullimit nga ana e ERE.

Modeli NP është më i thjeshti për t'u zbatuar, merr një kohë të shkurtër dhe ka shpenzime minimale për zbatimin e ndarjes dhe gjithashtu për rregullimet mëvonshme nga ERE.

Asnjë prej dy modeleve të tjera nuk është i zbatueshëm, sepse (praktikisht) sistemi i transmetimit të gazit nuk ekzistonte me hyrjen në fuqi të Direktivës 2009/73 / EC (6 tetor 2011).

Albpetroli supozohet të marrë rolin e OST-G i cili më tej duhet të caktojë një person të veçantë ligjor për të kryer rolin e operatorit të gazit, por vetëm nëse Shqipëria nuk vendos (më vonë), për të caktuar një operator të përbashkët të tregut për energjinë elektrike dhe gazin natyror (dhe mundësisht për burimet e ripërtëritshme të energjisë, bio-karburantet dhe mundësisht çertifikatat).

Përveç pamundësisë, nuk është gjithashtu e arsyeshme ta kthesh Albpetrolin nga një OST sipas modelit NP, në një OST sipas modelit PTO apo PSO. Një rikthim i tillë do të ishte në kundërshtim me frymën dhe qëllimet e Direktivave.

12.7.8 Pozita e ndarjes së OST-së në sektorin e gazit

Për Albpetrolin modeli NP është i vetmi i mundshëm për zbatim. Ky është gjithashtu modeli më i thjeshtë për t'u zbatuar, që merr një kohë të shkurtër dhe shpenzime minimale për zbatimin e ndarjes dhe për rregullimet mëvonshme nga ERE.

Vetëm një kërkesë e rëndësishme shtesë duhet plotësuar në këtë drejtim, lidhur me ndarjen brenda shtetit. Kjo do të thotë se dy ministri të veçanta (ose çdo dy organe të tjera publike të veçanta që nuk janë të varura reciprokisht) mund të emërohen si menaxherët e aksioneve të Albpetrolit nga njëra anë dhe KESH-it apo kompanive të ngjashme nga ana tjetër (në nivelin e Këshillit të Përgjithshëm të Aksionerëve).

Situata në sektorin e energjisë elektrike duhet të merret në konsideratë, si edhe kufizimet të cilat rrjedhimisht janë transferuar në sektorin e gazit natyror – si për shembull:

1. Ministria e cila menaxhon aksionet e Albpetrolit nuk mund të menaxhojë aksionet e KESH-it apo ndonje kompanie tjetër të ngjashme të integruar vertikalisht (KIV), por mund të jetë menaxhuesi i aksioneve të OST-E-së;

2. Ministia e cila është menaxhuesja e aksioneve të OST-E-së nuk mund të jetë menaxhuesi i aksioneve të KESH-it apo ndonje kompanie tjetër të ngjashme të integruar vertikalisht (KIV), por mund të jetë menaxhuesi i aksioneve të Albpetrolit;

3. Ministria e cila është menaxhuesja e aksioneve të KESH-it, mund të jetë menaxhuesi i aksioneve të ndonje KIV, por mund të jetë menaxhuesi i aksioneve të Albpetrolit apo OST-E-së; dhe

4. 3. Ministria e cila është menaxhuesja e aksioneve të ndonje kompanie tjetër të integruar vertikalisht (KIV) të ngjashme me KESH-in nuk mund të jetë menaxhuesi i aksioneve si të Albpetrolit ashtu edhe të OST-E-së, por mund të jetë menaxhuesi i aksioneve të KESH-it.

12.7.9 Rëndësia e menaxhimit të aksioneve

Menaxhimi i aksioneve nga ministria supozon se ministri nga ministria përkatëse përfaqëson Shqipërinë në Bordin e Aksionerëve të kompanisë.

Kompetencat e Bordit të Aksionerëve të shoqërisë përcaktohen me ligjin i cili rregullon kompanitë e biznesit, ku më e rëndësishmja është që Bordi i

Aksionerëve vendos për përdorimin e fitimeve të realizuar dhe mbulimin e humbjeve, si dhe rritjen apo zvogëlimin e kapitalit.

Përveç kësaj, Bordi i Aksionerëve ka një ndikim vendimtar në caktimin e Bordit Mbikëqyrës dhe Bordit Drejtues apo të Menaxhimit.

Në rastin e Albpetrolit si OST-G sipas modelit NP, ekziston një anëtar i vetëm i Bordit të Aksionerëve, që do të thotë se ministri është i vetmi anëtar i Bordit të Aksionerëve dhe duhet të marrë vendime plotësisht të pavarura nga ministrat e tjerë dhe Kryeministri i qeverisë shqiptare.

Në rastin e OST sh.a. (OST-E-së), situata është plotësisht e njëjtë meqë duhet të ndahet gjithashtu sipas modelit NP dhe Shqipëria është pronar i vetëm i OST sh.a. (nën supozimin se asnjë kompani tjetër nuk merr pjesë në aksionet e kapitalit). Megjithatë, edhe këtu gjithashtu në parim, Ministri i cili është anëtari i vetëm i bordit të Aksionerëve të OST sh.a. do të marrë vendime në mënyrë të pavarur nga ministrat e tjerë dhe nga Kryeministri i qeverisë shqiptare.

13 SHEMBUJ TË METODOLOGJIVE PËR NDARJEN E OPERATORËVE TË SHPËRNDARJES SË GAZIT

13.1 Hyrje

Konteksti (1)

Roli tradicional i OSSH-G është i lidhur me: 1) zhvillimin e rrjetit të shpërndarjes së gazit; 2) operimin dhe mirëmbajtjen e rrjetit të gazit; 3) lidhjen e klientëve rezidencialë dhe komercialë; 4) matjet e konsumit dhe menaxhimi i të dhënave; 5) cilësinë e furnizimit me gaz natyror në nivel lokal; dhe 6) sigurinë dhe vazhdimësinë e furnizimit me gaz. Aktualisht, OSSH-G-të luajnë një rol të rëndësishëm në funksionimin efikas të tregut të gazit duke vepruar si "porta" për tregjet e gazit me pakicë. OSSH-G të ndikojnë në nivelin e konkurrencës për shkak të rolit të tyre si ofrues neutralë të shërbimeve të aksesit për palët e treta. Në të ardhmen, OSSH-G-të mund të shihen si lojtarë më aktivë roli i të cilëve do të mund të zgjerohet në shërbimet e lehtësimit të tregut të gazit.

Konteksti (2)

OSSH-G do të jetë përgjegjëse për sigurimin e funksionimit afatgjatë të sistemit të shpërndarjes së gazit për të përmbushur kërkesat e arsyeshme për shpërndarjen e gazit, dhe operimin, mirëmbajtjen dhe zhvillimin në kushte ekonomike, të sigurt, të besueshme, dhe efikase të sistemit të shpërndarjes së gazit në zonën e saj. Shërbimet për palët e treta për furnizuesit e gazit (kontratat e aksesit të palëve të treta dhe marrëdhëniet me furnizuesit e gazit, alokimi i konsumit të gazit, procesi i lidhjes së furnizuesve të gazit) janë shtuar në rolin e OSSH-së mbas Direktivës 2009/73 / EC. Në të ardhmen, OSSH gazit mund të bëhet ndërmjetësi i tregut të gazit për ofruesit e shërbimeve (që merren me menaxhimin e të dhënave dhe teknologjive të reja, matësit inteligjentë të gazit, rrjetet inteligjente të gazit, reagimi nga ana e kërkeses për gaz, dhe injeksioni i shpërndarë).

Regjimi i Ndarjes

Në këtë kontekst, ky Kapitull shpjegon se si regjimi i ndarjes së OSSH-G-së do të transpozohet dhe implementohet në mënyrë që të bëhet një ndërmjetës neutral tregut të gazit e shërbimeve të energjisë. Regjimi i ndarjes së OSSH-G-së është përcaktuar në nenin 26 të Direktivës 2009/73 / EC. Në thelb, OSSH-G-ja duhet të jetë e pavarur të paktën në kuptimin e formës së saj juridike, organizimit dhe vendimmarrjes nga aktivitetet tjera që nuk lidhen me shpërndarjen e gazit. Regjimi mbetet në thelb i pandryshuar në krahasim me atë paraprak të përshkruar nga Direktiva 2003/55 / EC, pra siç përcaktohet më poshtë:

1) Ndarje ligjore, funksionale, kontable, si edhe operacionale (stafi). Ndarja ligjore e OSSH-G lidhet me ndarjen nga veprimtaritë e tjera të ndërmarrjes që nuk lidhen me shpërndarjen. Ndarja funksionale ka të bëjë me pavarësinë e saj nga aktivitetet e tjera të kompanisë, ndërsa ndarja kontable nënkupton mbajtjen e llogarive për aktivitetet e OSSH-së gazit veçmas nga ato të ndërmarrjes së integruar vertikalisht për të parandaluar ndër-subvencionimet);

2) Përjashtimi i ndërmarrjeve të gazit me më pak se 100.000 konsumatorë është i mundur (mundësia e përjashtimeve nga kërkesat e ndarjes ligjore

dhe funksionale për OSSH-G të caktuara në mënyrë që të shmanget imponimi i një barrë shpërpjestimisht të madhe financiare dhe administrative për OSSH-G-të e vogla);

3) OSSH-G duhet të ketë burimet e nevojshme njerëzore, teknike, financiare dhe të veprojë në mënyrë të pavarur nga KIV (për të përmbushur kërkesat e ndarjes në mënyrë që OSSH-G të mund të përmbushë rolin e saj në mënyrë efektive);

4) OSSH-G (të gjithë punonjësit) duhet të plotësojnë kërkesat e përcaktuara në programin e përputhshmërisë dhe të sjelljes jo-diskriminuese ashtu si është përcaktuar nga zyrtari i përputhshmërisë në raportin e tij vjetor (vëzhgimi i pavarur dhe monitorimi e OSSH-G-së për të siguruar se nuk ndodh asnjë sjellje diskriminuese); dhe

5) 5) OSSH-G është e nevojshme për të ndryshuar komunikimin dhe marketimin e saj për t'u dalluar qartë nga dega e furnizimit me gaz të KIV (të veçojë identitetin dhe marketimin e OSSH-G nga aktorët e tjerë të energjisë).

Edhe pse ndarja e plotë pronësore (që do të thotë së OSSH-G bëhet një kompani e veçantë nga çdo operacion prodhimi apo furnizimi) konsiderohet të jetë modeli më i fortë për pavarësinë e OSSH-së, modelet e tjera mund të sigurojnë vendimmarrje transparent dhe të pavarur dhe trajtim të barabartë të të gjithë klientëve të OSSH-G, për sa kohë që fondet qëndrojne qartësisht të ndara dhe monitorimi rregullator dhe mbikëqyrja implementohen siç duhet. Këto kërkesa për regjimin e ndarjes së OSSH-së së re të gazit janë paraqitur më poshtë.

13.2 Ndarja Ligjore

[Neni 26 i Direktivës 2009/73/KE]

› Shpërndarja e gazit do të kryhet nga një kompani e veçantë e rrjetit të gazit.

Ndarja Ligjore nënkupton detyrimin për të krijuar një kompani të veçantë që të merret vetëm me aktivitetet e rrjetit të gazit. Aktivitetet e tjera të tilla si furnizimi me gaz dhe tregtimi apo prodhimi i gazit mund të kryhet në brenda një kompanie të vetme. KIV është e lirë për të zgjedhur formën ligjore të OSSH-G, me kusht që kjo formë ligjore të sigurojë një nivel të mjaftueshëm të pavarësisë së menaxhimit të OSSH-G nga pjesët e tjera të KIV për të përmbushur kërkesat e ndarjes funksionale. Si pasojë, në qoftë se mbikëqyrja institucionale që parashikohet nga ligji kombëtar në fuqi për llojin e kompanisë nuk përputhet me kërkesat e ndarjes funksionale, (për shembull, nëse ligji lejon që pjesët e tjera të kompanisë të udhëzojnë OSSH-G në lidhje me aktivitetet e përditshme) atëherë është e nevojshme që të kërkohet ndryshimi i saj. Po kështu, çdo marrëveshje kontraktuale që rrit të drejtat e mbikëqyrjes, përtej atyre të parashikuara nga legjislacioni kombëtar në fuqi dhe kufizon pavarësinë e OSSH-G, duhet të ndryshohet në mënyrë që të jetë në përputhje me kërkesat e ndarjes funksionale.

13.3 Ndarja Funksionale

13.3.1 Ndarja e strukturave menaxhuese

[Neni 26 i Direktivës 2009/73/KE]

› Personat përgjegjës për menaxhimin e OSSH-G nuk duhet të marrin pjesë drejtpërdrejt apo tërthorazi në strukturat që janë përgjegjëse, për aktivitetet ditore në fushën e prodhimit, transmetimit, furnizimit, apo tregtimit.

Neni 26 nuk kufizon grupin e personave përgjegjës për menaxhimin e lartë të OSSH-G, të tillë si anëtarët ekzekutivë ose anëtarët e një bordi që ka kompetenca vendimmarrëse. Neni 26 trajton një grup më të gjerë të personave, duke përfshirë nivelin operacional të menaxhimit të OSSH-G. Si pasojë, një menaxher i OSSH-G nuk mund të jetë në të njëjtën kohë një drejtor i departamenteve që lidhen me transmetimin, furnizimin, tregtimin apo prodhimin, dhe anasjelltas. Nëse dhe në çfarë mase një menaxher i OSSH-G mund të punojnë në të njëjtën kohë për kompani aksionere që nuk është e përfshirë direkt në prodhimin, furnizimin apo tregtimin, kjo duhet të vendoset sipas specifikave të çdo rasti të veçantë. Një kombinim i tillë i funksioneve mund të jetë i lejueshme vetëm nëse kompania aksionere nuk ka merr vendime për veprimtarinë e përditshme të menaxhimit të aktiviteteve të furnizimit, tregtimit, prodhimit, apo të sistemit të shpërndarjes.

[Neni 26 i Direktivës 2009/73/KE]

› Masat e duhura duhet të merren për të siguruar që interesat profesionale të personave përgjegjës për menaxhimin e OSSH-G janë marrë parasysh në mënyrë të tillë që sigurojnë se ata janë të aftë për të vepruar në mënyrë të pavarur.

Është në dorën e palëve kontraktuese te KE-së dhe shteteve anëtare të BE-së për të përcaktuar masat që duhet të merren, sipas rrethanave specifike kombëtare. Në përcaktimin e këtyre masave situata të tilla si më poshtë duhet te zgjidhen.

Pavarësia e personave përgjegjës për menaxhimin e rrjetit të gazit mund të vihet në rrezik nga struktura e tyre e pagave, sidomos në qoftë se paga e tyre është e bazuar në performancën e kompanisë aksionere ose kompanisë që merret me prodhimin, furnizimin, apo tregtimin, pasi kjo mund të krijojë konflikte interesi. Gjithashtu transferimi i menaxherëve nga OSSH-G në pjesë të tjera të kompanisë dhe anasjelltas mund të sjellë rrezikun e konflikteve të interesit dhe kërkon rregulla dhe masa për ruajtjen e pavarësisë. Konfliktet e interesit për menaxhimin e rrjetit të gazit mund të lindin, nëse OSSH-G-ja direkt ose indirekt ka aksione që lidhen me prodhimin, furnizimin, apo tregtimin, ose ka interesa financiarë përkundrejt këtyre aktiviteteve. Gjithashtu, posedimi i aksioneve nga vetë drejtuesit e OSSH-G mund të ngrejë shqetësime sa i përket pavarësisë së menaxhimit. Vendimet e kompanisë mëmë për të zëvendësuar një apo më shumë anëtarë të grupit menaxhues të OSSH-G mund të minojë pavarësinë e saj në rrethana të caktuara, sidomos nëse arsyet për të cilat anëtarët mund të zëvendësohen nuk janë përcaktesuar më parë në statutin i OSSH-së.

Situatat e përmendura më sipër kanë nevojë të parandalohen nga palët kontraktuese të KE-së dhe nga shtetet anëtare të BE-së në një mënyrë që siguron

pavarësinë e OSSH-G dhe menaxhimit të tij. Kur të hartohen rregullat mbi pavarësinë e stafit dhe menaxhimin e OSSH-G, dispozitat hollësishme mbi pavarësinë e stafit dhe menaxhimin e OPT siç përcaktohet në Nenin 19 të Direktivës 2009/73 / KE-së mund të shërbejë si një pikë reference.

Një çështje e rëndësishme në kontekstin e ndarjes së strukturave të menaxhimit është shkalla në të cilën është e lejuar që të ketë shërbime të përbashkëta midis aktiviteteve të transmetimit, shpërndarjes, furnizimit, tregtimit, dhe bizneseve të tjera të mundshme brenda kompanisë. Shërbime të tilla mund të lidhen me personelin, financat, shërbimet e IT-së, strehimit, transportit, etj. Kjo çështje duhet të merren në konsideratë rast pas rasti.

13.3.2 Vendimmarrja efektive

[Neni 26(2)(c) i Direktivës 2009/73/EC]

› OSSH-G duhet të ketë të drejtën e vendimmarrjes në mënyrë të, pavarur nga pjesët e tjera të kompanisë së integruar, në lidhje me asetet e domosdoshme për operimin, mirëmbajtjen dhe zhvillimin e rrjetit të gazit.

Për të përmbushur këto detyra, OSSH-G duhet të ketë në dispozicion burimet e nevojshme, njerëzore, teknike, fizike dhe financiare. Kjo nuk nënkupton domosdoshmërisht se OSSH-G duhet të zotërojë asetet. Edhe kur një pjesë tjetër e kompanisë së integruar vertikalisht mbetet pronari i pasurisë dhe i vë ato në dispozicion të OSSH-G, vendimet madhore lidhur me këto asete duhet t'i lihen OSSH-së, ndërsa pjesa tjetër e kompanisë mund të jetë zbatuese e këtyre vendimeve, dhe për rrjedhojë duhet të merren masat e duhura që pjesa tjetër e kompanisë thjesht ekzekuton vendimet e marra nga OSSH-G pa ndërhyrë në vendimet e saj.

[Neni 26(2)(c) of Direktivës 2009/73/EC]

› Dy dispozita i referohen shprehimisht çështjes së të drejtave të mbikëqyrjes: (1) plani vjetor financiar i OSSH-G ose ndonjë instrument ekuivalent, dhe (2) niveli i përgjithshëm i borxhit të OSSH-G.

Kërkesa për të drejtën e vendimmarrjes efektive nuk nënkupton humbjen e të drejtave të mbikëqyrjes së KIV-i në lidhje me fitimin mbi asetet nga një filial. Përsa i përket kufijve të të drejtave të mbikëqyrjes, Direktiva 2009/73 / EC është po aq e qartë: mbikëqyrja e përditëshme e funksionit të OSSH-G mbi rrjetin e gazit nga pjesët e tjera të KIV nuk është e lejuar. Gjithashtu udhëzimet në lidhje me vendimet për ndërtimin apo përmirësimin e rrjetit të gazit, në qoftë se këto vendime janë brenda kuotave të planit të miratuar financiar, nuk lejohen. Brenda sferës së planit të miratuar financiar, OSSH-G duhet të ketë pavarësi të plotë. Për më tepër, plani financiar i miratuar nga KIV, duhet të jetë i tillë që t'i sigurojë OSSH-G burime të mjaftueshme financiare për të ruajtur dhe zgjeruar infrastrukturën ekzistuese. Direktiva 2009/73 / EC i referohet planit financiar apo "ndonjë instrumenti ekuivalent". Termi i fundit duhet të interpretohet në mënyrë restriktive në kuptimin që vetëm instrumentet që janë funksionalisht të barasvlershme me një plan financiar, por që në përputhje me terminologjinë specifike kombëtare nuk janë të shprehura si një "plan financiar", mund t'i nënshtrohen miratimit nga KIV.

13.3.3 Ruajtja e konfidencialitetit

[Neni 27 of Direktivës 2009/73/EC]

› Rregullat mbi ndarjen funksionale duhet të plotësohet nga: 1) detyrimi i OSSH-G për të ruajtur konfidencialitetin e informacioneve sensitive të biznesit, dhe 2) detyrimi i OSSH-G për të parandaluar që informacionet në lidhje me aktivitetet e veta të cilat mund të japin dikujt përparësi në treg të zbulohen në mënyrë diskriminuese.

Kjo do të thotë, për shembull, se personeli që punon për pjesën e furnizimit nuk duhet të ketë akses të privilegjuar mbi informacionet që mund t'i japin përparësi në treg, si për shembull detaje mbi përdoruesit aktual ose potencialë të rrjetit.

13.4 Ndarja e kontabilitetit (ndarja e llogarive)

Dispozitat mbi ndarjen e kontabilitetit të Direktivës 2009/73 / EC mbetet kryesisht e pandryshuar në krahasim me legjislacionin e mëparshëm.

[Neni 31(3) i Direktivës 2009/73/EC]

› Kompanitë duhet të mbajnë llogari të veçanta për secilin nga aktivitetet e tyre të transmetimit dhe shpërndarjes në lidhje me energjinë elektrike dhe gazin. Llogaritë e konsoliduara janë të mundshme për të gjitha aktivitetet e tjera, duke përfshirë aktivitetet e energjisë elektrike dhe gazit.

Ndryshe nga ndarja ligjore dhe funksionale, asnjë përjashtim nuk mund të bëhet nga rregullat e ndarjes së kontabilitetit në rastin e OSSH-ve të vogla. Ndarja e kontabilitetit është pra kërkesë minimale për ndarjen që duhet të respektohet nga çdo operator i rrjetit të gazit, pa përjashtim. Për ndarjen e kontabilitetit, një aplikim i saktë i parimeve të kontabilitetit është e një rëndësie parësore. Është jetike që kostot të ndahen në mënyrë transparente dhe të saktë sipas zërave. Veçanërisht, ekzagjerimet e kostove të biznesit rrjetit të gazit nuk lejohen. Alokimi i tillë i pasaktë kostove ka të ngjarë të çojë në ndër-subvencionim, dhe favorizim të biznesit të furnizimit dhe rrjedhimish shtrembërimin e konkurrencës në tregun e furnizimit me gaz. Duhet të theksohet se ERE luan një rol kyç në këtë drejtim, përmes monitorimit të ndarjes efektive të kontabilitetit, në mënyrë që të sigurojë se nuk ka ndër-subvencioneve në mes transmetimit ose shpërndarjes të gazit nga njëra anë, dhe prodhimit, furnizimit, tregtimit të gazit nga ana tjetër. Meqë neni 31 (4) i Direktivës 2009/73 / KE thekson se auditimi i cili parashtrohet në nenin 31 (2) duhet të shqyrtojë çështjet e mundshme ndër-subvencionimit, është e qartë se auditimi duhet të analizojë mënyrën se si kanë qënë ndarë shpenzimet.

13.5 Përjashtimet për OSSH-të e gazit që u shërbejnë më pak se 100,000 konsumatorëve

[Neni 26(4) i Direktivës 2009/73/EC]

› OSSh-të e vogla të gazit që u shërbejnë më pak se 100.000 konsumatorëve të lidhur mund të përjashtohen nga kërkesat e ndarjes ligjore dhe funksionale. Ky përjashtim nuk është i kufizuar në kohë**.**

Direktiva 2009/73 / KE nuk jep një përkufizim të termit " konsumatorë të lidhur". Ky term mund të interpretohet, në mënyrë të arsyeshme, si 'lidhjet'. Sipas një interpretimi të tillë një familje konsiderohet një lidhje brenda kuptimit të Direktivës

2009/73 / EC, pavarësisht nga numri i njerëzve që janë pjesë e familjes. Në të kundërt, një ndërtesë e përbërë nga, tetë apartamente, për shembull, konsiderohet të ketë tetë lidhje brenda kuptimit të Direktivës 2009/73 / EC.

13.5.1 Aplikimi në praktikë — dy skenarët bazë

Aty ku shpërndarja, furnizimi, tregtimi, dhe prodhimi i gazit janë kryer në një njësi e vetme ligjore, zbatimi i rregullit të 100.000 konsumatorëve është i drejtpërdrejtë. Nëse ndërmarrja e gazit ka më pak se 100.000 konsumatorë të lidhur, dmth në qoftë se rrjeti i shpërndarjes së gazit ka më pak se 100.000 lidhje, atëherë përjashtimi është i mundur, dhe në këtë rast kompania mund të vazhdojë të operojë rrjetin e gazit dhe furnizimin, tregtimin dhe aktivitetet e prodhimit të gazit brenda të njëjtit entitet juridik. Në të kundërt, në qoftë se numri i lidhjeve është mbi 100,000, një kompani të veçantë të rrjetit të gazit duhet të krijohet.

Kur krijon një kompani të veçantë të rrjetit të gazit, ndërmarrja ka dy opsione bazë:

1. Ajo mund të mbajnë aksionet në kompaninë e rrjetit të gazit, duke e lejuar atë për të kontrolluar kompaninë e rrjetit të gazit brenda kuptimit të nenit 3 (3) të Rregullores Bashkimi KE. Në këtë rast kompania e rrjetit të gazit mbetet pjesë e KIV dhe, rrjedhimisht, duhet të jetë e pavarur në aspektin funksional brenda kuptimit të nenit 26 të Direktivës 2009/73 / EC; ose
2. Ajo mund të heqë dorë nga kontrolli mbi kompaninë e rrjetit të gazit, si për shembull, nga shitja e aksioneve të kompanisë palëve të treta. Si pasojë, kompania e rrjetit të gazit nuk është më pjesë e KIV dhe në veçanti neni 26 të Direktivës 2009/73 / KE nuk zbatohet më.

Nëse ndërmarrja e gazit e përfshirë në furnizimin, tregtimin dhe prodhimin kontrollon një ose më shumë OSSH-G që janë ligjërisht të veçanta dhe grupi i kompanive përbën në tërësi një KIV të vetme, të gjithë konsumatorët e lidhur dhe të gjithë OSSH-G-të e shërbyer nga ndërmarrja e gazit duhet të të bashkohen.

Kur është e aplikueshme, konsumatorët e lidhur me rrjetin e shpërndarjes së gazit i cili është operuar nga e njëjta strukturë e kompanisë si furnizimi, tregtimi, dhe prodhimi duhet të shtohen gjithashtu.

Nëse numri i agreguar i konsumatorëve të lidhur është mbi 100,000, të gjithë OSSH-G-të që janë të kontrolluara nga e njëjta kompani apo person duhet të ndahen në përputhje me nenin 26 të Direktivës 2009/73 / EC, edhe në qoftë se kompanitë në fjalë, në mënyrë individuale, kanë më pak se 100.000 konsumatorë të lidhur.

Më poshtë, tre shembuj praktikë ilustrojnë zbatimin e rregullit të 100.000 konsumatorëve të lidhur:

1. Një kompani e përfshirë në furnizimin me gaz blen tre OSSH-G dhe secila ka 40,000 konsumatorë të lidhur: të gjitha tri kompanitë duhet të jenë

funksionalisht të ndarë (ose të bashkohen në një ose dy kompani të ndara).

2. Një kompani e përfshirë në furnizimin me gaz blen pesë OSSH-G, njëra u shërben 120,000 klientëve, katër të tjerat u shërbejnë nga 1000 klientëve secila: të pesë kompanitë duhet të jetë të ndahen (ose të bashkohen në një ose më shumë kompani të ndara).

3. Një kompani e përfshirë në furnizimin me gaz dhe që vepron një rrjet të shpërndarjes së gazit prej 80.000 konsumatorësh të lidhur në strukturën e të njëjtës kompani (dmth nuk është e ndarë) blen një OSSH-G që u shërben 30,000 konsumatorëve: i gjithë biznesi i rrjetit të gazit, duke përfshirë rrjetin e gazit në shërbim të 80.000 konsumatorëve, duhet të ndahet.

13.5.2 Opsionet personale të palëve kontraktuese dhe Shteteve Anëtare të BE-së në aplikimin e përjashtimit nga rregulli i 100,000 klientëve

Pragu i 100.000 konsumatorëve u zgjodh pasi u konsiderua një shifër e duhur në funksion të situatës në BE si një e tërë. Megjithatë, në aplikimin e përjashtimit, Palët Kontraktuese të KE-së dhe Shtetet Anëtare të BE-së mund të marrin në konsideratë rrethanat kombëtare dhe të ulin pragun kur kjo është e përshtatshme. Në veçanti, ato mund të zgjedhin të mos përjashtojë sistematikisht OSSH-G-të me më pak se 100.000 konsumatorë nga të dy ndarjet; ligjore dhe funksionale. Një qasje më graduale është e mundur. Në një qasje të tillë vetëm OSSH-të më të vogla do të përjashtohen nga të dyja kërkesat ligjore dhe funksionale të ndarjes. OSSH-të relativisht të mëdha – por akoma me më pak se 100.000 konsumatorë - do të përjashtohen vetëm nga ndarja ligjore, duke bërë vetëm ndarjen funksionale, ose të paktën elemente të caktuara të ndarjes funksionale.

13.6 Burimet

[Neni 26(2)(c) i Direktivës 2009/73/EC]

› OSSH-G duhet të ketë në dispozicion burimet e nevojshme, duke përfshirë burimet njerëzore, fizike, financiare, dhe teknike, në mënyrë që të përmbushë detyrat e saj për funksionimin, mirëmbajtjen dhe zhvillimin e rrjetit.

Kjo do të thotë se OSSH-G duhet të ketë burime të mjaftueshme financiare nën kontrollin e saj direkt, si dhe burime njerëzore të mjaftueshme të punësuara drejtpërdrejt për të siguruar pushtetin e vërtetë vendimmarrës dhe pavarësinë në punën e tyre. ERE-ja nuk mund të mbështetet vetëm në ligjin kombëtar ose në kushtet e liçencës së OSSH-G që i diktojnë asaj për të paraqitur burime të mjaftueshme financiare, por përveç kësaj ajo duhet të kryejë teste vjetore në vende të ndryshme ose të sigurojë mjaftueshmërinë e burimeve nëpërmjet përcaktimit të tarifave. Për më tepër, ERE-ja mund të kërkojë nga OSSH-G të paraqesë planin e saj afatgjatë të investimeve. OSSH-G duhet të punësojë stafin e saj drejtpërdrejt dhe të ofrojë trajnime në mënyrë jo-diskriminuese. Menaxhimi i saj duhet të jetë i pavarur si në vendimmarrjen ditore dhe në atë të kontrollit strategjik. ERE duhet të

monitorojë vendimet aktuale të marra nga OSSH-G për të zbuluar nëse ajo vepron në mënyrë të pavarur apo jo. Për më tepër, ERE duhet të analizojë raportin vjetor të përputhshmërisë përsa i përket ekzistencës së fuqisë së mjaftueshme punëtore të për të garantuar ekzekutimin e pavarur të shërbimeve

OSSH-G nuk mund të mbështetet padrejtësisht në shërbimet e pjesëve të tjera të KIV, pasi vetë OSSH-G duhet të kenë në dispozicion burimet e nevojshme për operimin, mirëmbajtjen dhe zhvillimin e rrjetit të gazit. Prandaj, ofrimi i shërbimeve nga pjesët e tjera të KIV ndaj OSSH-së, duhet të jetë i kufizuar. Kur shërbime të tilla jepen, kushte të caktuara duhet të përmbushen për të zvogëluar prishjen e konkurrencës dhe për të përjashtuar konfliktet e interesit. Në veçanti, çdo ndër-subvencionim nga OSSH-ja drejt pjesëve të tjera të KIV nuk mund të pranohet. Për të siguruar këtë, shërbimi duhet të sigurohet sipas çmimeve të tregut dhe të përcaktuara në një marrëveshje kontraktuale. Është e rëndësishme të përmendet se OSSH-G nuk ka të drejtë të japë shërbime për kompanitë e lidhura sipas modelit OPT (Neni 17 (1) (c) të Direktivës 2009/73 / EC). Megjithatë, këto kritere nuk duhet të ndalojnë kompanitë mëmë nga miratimi i planeve vjetore financiare, apo ndonjë instrumenti ekuivalent, ose vendosjen e kufijve globalë mbi nivelet e detyrimeve të filialit të saj. Për më tepër, kjo nuk duhet të pengojë ristrukturimin e nevojshëm dhe të duhur të menaxhimit dhe të personelit

13.7 Programi i përputhshmërisë

[Neni 26(2)(d) i Direktivës 2009/73/EC]

- OSSH-G do të krijojë një program të përputhshmërisë, i cili përcakton masat e marra për të siguruar që sjelljet diskriminuese janë të përjashtuara dhe për të siguruar që respektimi i këtij rregulli monitorohet rigorozisht.

[Neni 26(2)(d) i Direktivës 2009/73/EC]

- OSSH-G emëron zyrtarin e përputhshmërisë. Zyrtari i përputhshmërisë duhet të jetë plotësisht i pavarur dhe duhet të ketë akses mbi të gjitha informatat e nevojshme të OSSH gazit dhe çdo ndërmarrje e lidhur për të përmbushur detyrën e tij ose të saj. Zyrtari i përputhshmërisë duhet në baza vjetore t'i paraqesë një raport ERE-s ku t'i tregojnë të gjitha masat e ndërmarra. Ky raport duhet të publikohet.

[Neni 27 i Direktivës 2009/73/EC]

- Programi i përputhshmërisë duhet të përmbajë rregullat të cilat duhet të respektohen nga stafi në mënyrë që të përjashtohen sjelljet diskriminuese. Rregullat e tilla mund të lidhen, për shembull, për detyrimin për të ruajtur konfidencialitetin e informacioneve sensitive tregtare.

Në përgjithësi, çështja e përputhshmërisë nuk është e zbatueshme për juridiksionet që nuk kanë KIV, ose ku OSSH-ja është plotësisht e ndarë. Qëllimi kryesor i një programi përputhshmërie është që të sigurojë një kornizë formale për të siguruar që aktivitetet e rrjetit të gazit si një tërësi, si dhe punonjësit individualë dhe menaxhimi i OSSH-G, janë në përputhje me parimet e mos-diskriminimit. Programi i përputhshmërisë mund të përcaktojë në detaje llojin e informacionit që duhet të konsiderohet si konfidenciale dhe si duhet të trajtohet ai informacion. Ai mund t'i referohet gjithashtu sanksioneve të vendosura sipas legjislacionit kombëtar në fuqi në rast të mos-respektimit të rregullave të konfidencialitetit. Një

grup rregullash të cilat, për shembull, mund të formojnë një pjesë të programit të përputhshmërisë ka të bëjë me sjelljen e stafit përkundrejt klientëve të rrjetit të gazit. Punonjësit e OSSH-G duhet ti shmangen çdo reference lidhur me biznesin e furnizimit, dhe tregtimit në kontaktet e tyre me klientët e OSSH-G. Programi i përputhshmërisë duhet të zbatohet në mënyrë aktive dhe të promovohet përmes politikave dhe procedurave specifike. Politikat e tilla mund të përbëhen, ndër të tjera, nga masat e mëposhtme:

1. Mbështetja aktive, e rregullt dhe e dukshme e menaxhimit për programin e përputhshmërisë, nëpërmjet, për shembull, një mesazhi personal nga menaxhmenti që deklaron angazhimin e tij ndaj programit;

2. Nënshkrimi i premtimit për mbështetje të programit të përputhshmërisë nga ana e stafit të programit;

3. deklarata të qarta se masa disiplinore do të merren ndaj pjesëtarëve të stafit që shkelin rregullat e përputhshmërisë; dhe

4. Trajnime të rregullta për përputhshmërinë dhe veçanërisht si pjesë e programit induksion për personelin e ri.

Për hartimin e rregullave për pavarësinë e zyrtarit të përputhshmërisë të OSSH-G ERE mund t'i referohet rregullave mbi zyrtarin e përputhshmërisë të OPT sipas nenit 21 (2) të Direktivës 2009/73 / KE, kur është e përshtatshme. Që programi i përputhshmërisë të jetë i suksesshëm, efektiviteti i saj duhet të monitorohet rregullisht. Kjo është thelbësore jo vetëm si një mjet për të siguruar se programi i përputhshmërisë është duke funksionuar si duhet, por edhe për të mundësuar identifikimin e atyre zonave që paraqesin rreziqet më të larta të mos-përputhshmërisë. Procesi i vlerësimit duhet të kryhet në një mënyrë transparente, dhe mund t'i tregojë punonjësve që sjellja e tyre është duke u shqyrtuar përkundrejt kushteve të programit të përputhshmërisë në mënyrë të vazhdueshme. Mjeti kryesor për ERE-n që të vlerësojë nëse programi përputhshmërisë është i suksesshëm, është raporti vjetor i përputhshmërisë që përpilohet nga zyrtari i përputhshmërisë. Numri i ankesave përreth sjelljes së OSSH-G nga klientët, klientët e pjesëve të tjera të KIV dhe kompanive të treta duhet të mbahet në nivele përgjithësisht të ulta dhe jo kritike. Ankesat e klientëve janë një tjetër metodë që ERE mund të përdorë për ta vlersuar efektivitetin e programit të përputhshmërisë.

13.8 Ri-marketimi

[Neni 26(3) i Direktivës 2009/73/EC]

› Kur OSSH-G është pjesë e një KIV, aktivitetet e OSSH-G do të monitorohen nga ERE ose një organ tjetër kompetent në mënyrë që OSSH-G të mos përfitojnë nga integrimi i saj vertikal për të shtrembëruar konkurrencën. OSSH-G në komunikimet dhe marketimin e tij nuk duhet të krijojë konfuzion në lidhje me identitetin e tij të veçantë brenda kompanisë së integruar vertikalisht (KIV)**.**

Kjo nënkupton një detyrim të përgjithshëm për të shmangur çdo konfuzion për konsumatorët në mes të OSSH-G dhe kompanisë së furnizimit. Në këtë arsye,

OSSH-G duhet të përpiqet për të krijuar një imazh të qartë të veçantë me atë të degëve të tjera të kompanisë mëmë. Në mënyrë që të identifikohet nëse ka apo jo konfuzion në një rast të veçantë, ligji i BE-së për markat tregtare të mund të shërbejë si një pikë referimi. Duhet të theksohet se rregullat mbi ndarjen, të përfshira në Direktivën 2009/73 / EC janë rregulla minimale. Këto rregulla, pra, duhet të plotësohen me masa të mëtejshme, me qëllim për të siguruar efektivitetin e ndarjes. Për shembull, në qoftë se OSSH-G fillimisht refuzon të ri-marketojë identitetin e saj të korporatës, ERE duhet të marrë masa dhe të informojë në lidhje me pasojat ligjore me të cilat mund të përballet, dhe nëse është e përshtatshme të marrë masa nëse nuk është ndërmarrë ky hap. Nëse identiteti korporativ i OSSH-G është ende shumë i ngjashëm me ato të degës së furnizimit të kompanisë mëmë, kjo mund të çojë në konfuzion, dhe në rast të tillë ERE mund t'i kërkojë OSSH-G-së të paraqesë një plan të detajuar veprimi se si ajo synon për të larguar paqartësitë. Përveç monitorimit të procesit, ERE gjithashtu mund të përfshihet në procesin ri-marketimit duke ofruar udhëzime, duke pasur bisedime dypalëshe, ose thjesht duke ndihmuar OSSH-G-në përmes procesit të licencimit. Kjo ndërhyrje në procesin ri-marketimit nuk duhet të shihet si ndërhyrje në vendimet komerciale të OSSH-së gazit. Kostot e shkaktuara si rezultat i aktiviteteve të ri-marketimit nuk duhet të financohen përmes tarifave të rrjetit të shpërndarjes së gazit. Për më tepër, ERE mund të hartojë një raport vjetor mbi progresin e bërë nga OSSH-G.

13.9 Perspektiva e klientit

Parimi bazë prapa kërkesave të ndarjes së zinxhirit të furnizimit me gaz është që të promovojë dhe të ruajë konkurrencën në tregun e gazit, duke siguruar mundësi më të mëdha zgjedhjeje për konsumatorët dhe të aplikojë presion mbi kompanitë e gazit për të ofruar vlerën më të mirë të mundshme dhe të shërbimeve. OSSH-G duhet të inkurajohet për të vepruar si ndermjetës neutral i tregut të gazit, dhe si nxitës i konkurrencës së drejtë midis të furnizuesve të gazit në tregun me pakicë të gazit. Asocijimi i OSSH-G me pjesëmarrës të tregut të gazit (ku OSSH-G mund të ndajë një pjesë të rëndësishme të aksioneve me prodhuesit, transportuesit, furnizuesit, tregtuesit, ose edhe konsumatorëve të mëdhenj të gazit) mund të ngrejë shqetësime se OSSH-G mund të veprojë në favor të interesave të këtyre kompanive me të cilat ajo është e asociuar. Prandaj, është e domosdoshme për OSSH-G-në të jetë e pavarur nga zinxhiri tregtar i furnizimit (prodhim-furnizim-tregtim), në mënyrë që të shmangen konfliktet e interesit, sjelljet diskriminuese apo monopolizimet. Konsumatorët duhet të përfitojnë plotësisht nga hapja e tregut të gazit, dhe furnizuesve të integruar vertikalisht të gazit duhet t’u parandalohet mundësia për të transferuar pushtetin e tyre në shpërndarjen e gazit në tregtinë me pakicë të gazit. Nëse kjo nuk ndodh, ligji i përgjithshëm i konkurrencës duhet të zbatohet për të parandaluar falimentimin e tregun të gazit. Rregullimet e ndarjes së OSSH-së synojnë pikërisht funksionimin e duhur të tregut të gazit dhe sigurinë e furnizimit me gaz natyror për konsumatorët.

13.10 Kontrolli i çmimit

OSSH-G-të janë kompanitë që zotërojnë ose operojnë rrjetet e shpërndarjes së gazit si monopole natyrore. ERE duhet t'i rregullojë ato në mënyrë që të mbrojë interesat e konsumatorëve të gazit. Më konkretisht, ERE miraton ose përcakton të ardhurat e lejuara të përgjithshme të cilat OSSH-G mund të mbledhë nga përdoruesit përfundimtarë të sistemit të shpërndarjes për të mbuluar shpenzimet operative dhe shpenzimet për zhvillimin, operimin dhe mirëmbajtjen e rrjetit të shpërndarjes së gazit. ERE gjithashtu miraton strukturën e tarifave dhe tarifat e rrjetit të shpërndarjes së gazit në mënyrë që të rikuperohen të ardhurat e nevojshme për mbarëvajtjen e OSSH-së.
Gjate përcaktimit të çmimeve të tarifave dhe të të ardhurave të lejuara, ERE mund të zhvillojë një gamë të gjerë të mekanizmash nxitës. Këto janë fokusuar në përgjithësi në uljen e kostove të OSSH-së, promovimin e efikasitetit apo arritjen e objektivave kyçe (si p.sh. përmirësime të performancës përkundrejt parametrave të cilësisë së furnizimit me gaz). Shkalla e rrezikut me të cilën përballohet OSSH-ja dhe / ose konsumatori fundor i gazit do të varet nga vendimet specifike rregullatore në Shqipëri (tejkalimi i buxhetit, tejkalimi i afateve, bllokimi i aseteve, efikasiteti i shpenzimeve, likuiditeti).

OSSH-G-të zakonisht preferojnë të investojnë në asetet e shpërndarjes së gazit që çon në rritjen e normës së fitimit mbi asetet bazë. Kjo preferencë mund të rritet në qasjet rregullatore ku shumica e costove kapitale (CAPEX) njihen si shpenzime te rikuperueshme, ndërsa vetëm një pjesë e shpenzimeve operacionale (OPEX) faktorizohen ne të ardhurat e lejuara. Kjo preferencë financiare është e mbështetur në preferencat kulturore të OSSH-G-ve që priren të favorizojnë investimet më tradicionale. ERE mund të zgjedhë për këtë arsye qasje rregullatore të bazuara në modelin TOTEX (Total Expenses), i cili i trajton kategoritë e kostove njëlloj. Kjo zgjedhje sjell avantazhin që një OSSH-G të stimulohet për të zvogëluar shpenzimet e përgjithshme në mënyrën që ajo e konsideron më efikase për ta bërë këtë, në vend të fokusimit në njërën prej zërave të kostos.
Sipas një qasje tradicionale, CAPEX / OPEX, ERE mund të përcaktojë CAPEX, bazuar në procedurat e kontabilitetit, ose në një qasje të veçantë rregullatore. OSSH-G-të janë të lejuara për t'ja shtuar ndonjë shpenzim në këto artikuj aseteve bazë. OSSH-G-të lejohen të marrin një normë fitimi (norma e kthimit të kapitalit) mbi keto shpenzime (për të pasqyruar koston e huamarrjes) përgjatë një numër vitesh (për shembull, 20 vjet). Çdo shpenzim që nuk përfshihet në përkufizimin CAPEX trajtohet si OPEX për të cilën nuk paguhet asnjë normë e kthimit të kapitalit (kryesisht, një faktor efikasiteti aplikohet për OPEX të tilla si faktori X në formulën e tavanit të çmimeve). OSSH-G-të lejohen të rikuperojnë shpenzimet operacionale (OPEX) nga konsumatorët e gazit gjatë një periudhe kohe më të shkurtër.

Ka një numër të mënyrash me të cilat ERE mund të zbatojë një qasje TOTEX. Për shembull:

1) ERE thjesht përcakton një qasje TOTEX si një sistem i cili nuk i trajton kategoritë e shpenzimeve (OPEX dhe CAPEX) ndryshe. Sistemi zakonisht

përbën një normë të përshtatshme të kthimit te kapitalit dhe amortizimit (shuma e të dy kostove, CAPEX dhe OPEX). Një formulë rregullator aplikohet më pas në shumën totale të përbërësve (dhe jo vetëm në një nga kostot). Një sistem i tillë shmang zhvendosjen e kostove midis CAPEX dhe OPEX.

2) ERE përcakton një ndarje të TOTEX midis OPEX dhe CAPEX. Të gjitha shpenzimet trajtohen pastaj si TOTEX, me një përqindje fikse duke i'u shtuar bazës së aseteve për të fituar një norme kthimi te kapitalit, dhe një përqindje e caktuar trajtohet si OPEX. Kjo largon incentivën e OSSH-së për të favorizuar investimet kapitale (CAPEX), pasi tashmë norma e kthimit të kapitalit është në raport me të gjitha shpenzimet.

13.11 Sistemet e mbyllura të shpërndarjes

[Neni 28 i Direktivës 2009/73/EC]

› Ato sistemet e gazit të cilat shpërndajnë energji në një mjedis të mbyllur industrial ose komercial dhe jo për konsumatorët shtëpiakë mund të klasifikohen si sisteme të mbyllura të shpërndarjes nga ERE (ose ndonjë autoritet tjetër kombëtar).

Kjo është një dispozitë fakultative në legjislacionin kombëtar në fuqi, dhe rrjedhimisht nuk është e detyrueshme ta transpozojë dhe të sigurojë një regjim të caktuar për sistemet e mbyllura të shpërndarjes të gazit. Prandaj, përcaktimi i sistemeve të mbyllura të shpërndarjes së gazit ndryshon shumë nga vendi në vend, ashtu si edhe organi që është përgjegjës për një klasifikim të tillë. Klasifikimi i sistemeve të mbyllura të shpërndarjes së gazit ndryshon gjerësisht, dhe po ashtu ndryshon edhe shkalla e transpozimit të dispozitës, gjë që e bën dhënien e konkluzioneve të përgjithshme mjaft të vështirë

Rregullat specifike kombëtare zakonisht rregullojnë kushtet e hyrjes dhe kërkesat e ndarjes apo parashtrojnë se nuk ka asnjë detyrim për të siguruar shërbimin publik. Disa karakteristika që i dallojnë sistemet e mbyllura të shpërndarjes së gazit nga sistemet e tjera të shpërndarjes së gazit rezultojnë në faktin se ato përdoren vetëm nga konsumatorët industrialë. Këto sisteme të shpërndarjes së gazit për konsumatorë industrialë mund të përjashtohen nga detyrimi i aksesit të palës së tretë apo nga detyrime të tjera. ERE (apo ndonjë autoritet tjetër kombëtar) mund të përcaktojë rregulla të veçanta për sistemet e mbyllura të shpërndarjes së gazit.

ERE (ose autoritet tjetër kombëtar) mund t'u japë sistemeve të mbyllura të shpërndarjes së gazit përjashtime nga detyrime të caktuara që do të përbënin një barrë të panevojshme administrative për shkak të natyrës së veçantë të marrëdhënies ndërmjet OSSH gazit dhe shfrytëzuesve të sistemit. Për shembull, një përjashtim mund t'i jepet klientëve nga kërkesat e aprovimit ex-ante nga ana e ERE-s të tarifave / metodologjisë së llogaritjes dhe kërkesave për të blerë energji elektrike për mbulimin e humbjeve dhe kapacitet rezervë.

Në raste të veçanta të pronave industriale, OSSH-G (ose OST-G) mund të nënshkruajë një kontratë të furnizimit të energjisë me një ndërmjetës. Ndërmjetësi duhet të plotësojnë të njëjtat kushte si OSSH-G për të siguruar se gazi është

furnizuar për konsumatorët fundorë në kushte që nuk janë më pak të favorshme sesa kushtet e furnizimit të drejtpërdrejtë me gaz nga rrjeti.

Nëse një sistem të shpërndarjes të gazit është klasifikuar si i mbyllur mund të varet nga numri i konsumatorëve të lidhura ose ndonjëherë nëse ajo ka ekzistuar para transpozimit të nenit 28 të Direktivës 2009/73 / EC. Sistemet e mbyllura të shpërndarjes së gazit ndryshojnë shumë nga vendi në vend, sepse nuk ka afat për regjistrimin, të dhënat e blerjes nuk janë të centralizuara në nivel vendi, apo përcaktimi ligjor në legjislacionin kombëtar në fuqi është shumë i gjerë.

13.12 Konkluzionet

Pavarësisht domosdoshmërisë për të zbatuar plotësisht Paketën e Tretë të Energjisë, mund të ndodhë që për një sërë arsyesh disa nga palët kontraktuese të KE-së, duke përfshirë Shqipërinë, nuk kanë adoptuar ende Direktivën 2009/73 / EC. Në këtë mënyrë, ata nuk kanë përmbushur ende kërkesat kryesore për ndarjen e OSSH-G, siç është shpjeguar më sipër.

Aktualisht, përveç Albpetrolit nuk ka ndërmarrje të tjera të gazit që janë paracaktuar për t'u bërë OSSH-G. Megjithatë, është e nevojshme për të siguruar të gjitha kushtet ligjore dhe rregullatore, si edhe institucionale dhe organizative, në mënyrë që OSSH-G të përcaktohet, të ndahet dhe të licensohet nga ERE. OSSH-G do të mundësojë gazifikimin (nëpërmjet gazsjellësve të shpërndarjes drejt përdoruesve fundorë) në përputhje me Strategjinë e Zhvillimit të Energjisë, duke ndjekur parimet e zhvillimit të një tregu konkurrues të gazit.

Roli dhe potenciali i OSSH-G në Shqipëri duhet të njihet dhe të merret në konsideratë në detaje, veçanërisht teknologjitë e reja dhe modelet e tregut që hyjnë në lojë përmes energjive të rinovueshme, efikasitetit të energjisë, rrjeteve inteligjente, injeksionet e shpërndara, dhe masat e menaxhimit nga e ana e kërkesave. Funksionimi efikas dhe i pavarur i rrjeteve të shpërndarjes së gazit do të bëhet gjithnjë e më e rëndësishme sepse rrjetet e shpërndarjes së gazit do të luajnë një rol më të madh në lehtësimin e këtyre elemente të reja të tregut (dhe shërbimeve).

OSSH-G-ja në Shqipëri duhet të ndjekë parimet e mëposhtëme:

1. OSSH-G-të duhet të menaxhojnë bizneset e tyre në një mënyrë që reflektojë pritshmëritë e arsyeshme të përdoruesve të rrjetit të gazit dhe aktorëve të tjerë

2. OSSH-G-të duhet të veprojnë si ndërmjetës neutralë të tregut gjatë kryerjes së funksioneve të tyre kryesore, gjë që do të thotë që: (a) OSSH-G-të duhet të sillen në mënyrë jo-diskriminuese; (b) OSSH-G-të nuk duhet të ndër-subvencionojnë; dhe (c) Marketimi dhe politika e komunikimit të OSSH-G-ve duhet të dallohet qartë nga pjesa tjetër e KIV për të shmangur konfuzionin te konsumatorët.

3. OSSH-ja me gaz (s) duhet të veprojnë në interes të publikut, duke marrë parasysh kostot dhe përfitimet .

ERE duhet të dijë se strukturat e OSSH-G mund të jenë gjerësisht të ndryshme, që do të thotë se: nuk ka një model të vetëm për OSSH-G; dhe disa prej tyre luajnë role më të gjera në sektorin e gazit krahasim me të tjerët. Megjithatë, tre parimet e mësipërme duhet të zbatohen pavarësisht nga lloji i OSSH-G, të cilat mund të ndryshojnë nga: 1) madhësia (numrit të konsumatorëve); 2) Nivelet e presionit të gazit (nivelet e tensionit për OSSH-E-të); 3) lidhja e drejtpërdrejtë ose indirekte me rrjetin e transmetimit (ose jashtë rrjetit për ishuj të vegjël dhe lugina të largëta); 4) automatizimit të rrjetit dhe matjeve inteligjente; dhe 5) niveli i RES (reagimi nga ana e kërkeses për gaz) dhe penetrimit të injektimit të shpërndarë.
OSSH –G duhet të kryejë aktivitetet kryesore të mëposhtme: 1) Aktivitetet në lidhje me efikasitetin e infrastrukturës së rrjetit të energjisë (planifikimi, zhvillimi, operimi, mirëmbajtja e rrjetit të shpërndarjes, sigurimi i kapaciteteve të mjaftueshme, lidhja e përdoruesit të gazit me rrjetin e shpërndarjes); 2) Aktivitetet e sigurisë së sistemit (menaxhimi i ngarkesave); 3) Aktivitetet mbi kontrollet e cilësisë së gazit (sipas specifikave ndërveprimit të gazit, në pikat hyrëse për të rritur sigurinë në përdorimin e gazit); 4) Aktivitetet e menaxhimit të të dhënave teknike (menaxhimin e të gjitha të dhënat që lidhen me funksionimin dhe sigurinë e sistemit të shpërndarjes së gazit, duke përfshirë shkëmbimin e informacionit OST-OSSH dhe gjithashtu OSSH-OSSH); dhe 5) Aktivitetet e menaxhimit të humbjeve në rrjet (përmirësimin e efikasitetit të rrjetit duke zvogëluar humbjet aktuale, duke përfshirë blerjen / shitjen e energjisë)
PTE përmban rregullat për ndarjen e OSSH-G, të cilat janë projektuar për të siguruar se OSSH-G-të nuk janë në konflikt interesi gjatë ofrimit të shërbimeve të tyre dhe që favorizojnë gjatë ofrimit të këtyre shërbimeve palë të caktuara klientësh dhe rrjedhimisht deformojnë konkurrencën e ndershme në tregun e gazit. Ndarja kompanive të integruara është një shtyllë kryesore e politikës energjetike evropiane dhe ka rregulla strikte për fushat e veprimtarisë ku mund të përfshihet OSSH-G. Edhe pse ka shkallë të ndryshme të ndarjes, praktikisht këto rregulla mundohen të sigurojnë që OSSH-G-të të mos lejohen për të vepruar në bizneset e prodhimit, furnizimit, tregtimit të gazit, ose të kenë interesa që lidhen me këto biznese.
Megjithatë, mund të ketë disa rrethana të jashtëzakonshme, në të cilën këto aktivitete mund të kryhen ose ndërmjetësohen nga OSSH-G, të paktën përkohësisht. Për shembull, në rast të emergjencave të gazit, OSSH-G mund të lejohet të ketë aktivitete përtej matjes, të tilla si verifikimi i pajisjeve të gazit para ri-lidhjes. Këto raste të jashtëzakonshme nuk duhet të ngatërrohen me aktivitete të tjera strukturore që i ndalohen OSSH-G-së të tilla si furnizimi i mundësisë së fundit. I vetmi përjashtim nga ky rast këtë është kur detyrimet e shërbimit publik, të lidhura me konsumatorët në nevojë, mund të kërkojnë përfshirjen e OSSH-G-së në furnizim, por vetëm kur furnizimi me gazin e kërkuar nuk ofrohet ose nuk është i disponueshëm nga furnizuesit e gazit.

Lidhur me liberalizimin e tregut me pakicë të gazit, OSSH-G duhet të ketë një marrëdhënie me furnizuesit e gazit në mënyrë që të mbulojë të ardhurat e rrjetit të

shpërndarjes së gazit. Liberalizimi i shitjes me pakicë do të thotë se OSSH-G normalisht nuk duhet të ketë marrëdhënie tregtare konkuruese me konsumatorët e vegjël fundorë (familjet dhe ndërmarrjet e vogla). Aty ku OSSH-G-të janë përgjegjëse për menaxhimin e të dhënave matëse, atyre mund t'u kërkohet për të kryer aktivitete të caktuara për të lehtësuar funksionimin e tregut me pakicë të gazit dhe konkurrencën. Megjithatë, para se të bëjnë këtë, ERE duhet të sigurohet që OSSH-G-të janë të ndara në mënyrën e përshtatshme dhe se kontrollet dhe rregulloret e duhura zbatohen në mënyrë rigoroze dhe nuk ndodhin deformime të tregut.

Ndarja e OSSH-G-ve mund të kërkohet nga furnizuesit e gazit për të kryer veprime të caktuara në lidhje me konsumatorët për mbrojtjen e të ardhurave, për shembull; shkëputja e lidhjes në rast të mospagesave dhe ri-lidhje të shpejtë pas pagesës. Aktivitetet e kryera nga OSSH-G-të, me kërkesën e furnizuesve të gazit, mund të përfshijnë edhe kalimin e një konsumatori në një furnizues tjetër të gazit. Ky aktivitet është i lidhur me trajtimin e të dhënave komerciale. OSSH-G duhet t'i kryejë këtë aktivitete duke ofruar të dhënat përkatëse në një mënyrë jo-diskriminuese për të gjithë lojtarët e tregut. Ato duhet të sigurojnë mbrojtjen e të dhënave personale, sipas legjislacionit kombëtar mbi konfidencialitetin (privacinë).

OSSH-G-të zakonisht janë përgjegjëse për aktivitetet e menaxhimit të të dhënave. Kjo përfshin menaxhimin e të dhënave të nevojshme për funksionimin e tregut të gazit dhe i referohet jo vetëm konsumatorëve fundorë, por edhe injeksioneve të shpërndara dhe njësive të magazinimit. Menaxhimi i këtyre të dhënave duhet të kryhet në mënyrë të tillë që këto të dhëna i jepen aktorëve të tregut të gazit në mënyrrë të besueshme, në kohën e duhur, dhe në formë të standardizuar dhe të përditësuar. Për më tepër, aktivitete të tilla si kujdesi dhe menaxhimi i pajisjeve matëse të gazit, kryhen zakonisht nga OSSH-G-të, por ky nuk është modeli i vetëm. Nga ana tjetër, një qasje e drejtuar drejt tregut është e mundur, ku aktivitetet matëse kryhen nga operatorë të veçantë. Proceset e tregut ndryshojnë në varësi të pronësisë së mjeteve matëse.

Edhe pse nuk është një domosdoshmëri, modeli NP (ndarja pronësore) i OSSH-G-së siguron që neutraliteti është një tipar themelor në ofrimin e të gjitha aktiviteteve të OSSH-G dhe një tipar kryesor në shpërndarjen e funksioneve të tyre. Megjithatë, ka rregulla të mëtejshme ndarjes që rregullojnë rastet kur OSSH-G nuk është e ndarë sipas modelit NP dhe është pjesë e një KIV (kompanie të integruar vertikalisht). Në veçanti, ndarja e bizneseve brenda KIV-ve duhet të implementohet, dhe aktivitetet e OSSH-G duhet të monitorohen nga ERE, në mënyrë që integrimi vertikal të mos shtrembërojë konkurrencën. Në vijim, ERE duhet të monitorojë në mënyrë aktive ndarjen e OSSH-G.

Si pjesë e kërkesave të ndarjes (duke përfshirë menaxhimin dhe ndarjen e informacionit), OSSH-G e integruar vertikalisht nuk duhet të krijojnë konfuzion ndaj konsumatorëve duke përdorur emër apo identitet të ngjashëm me degët e furnizimit të së njëjtës kompani. Është e nevojshme në mënyrë të veçantë për të rregulluar çështjen e ri-marketimit. OSSH-G duhet të ketë identitetin e saj brenda korporatës. Ri-marketimi nënkupton ndryshimin e plotë të emrit, logo të veçantë, dhe të tjera forma, që e bëjnë të dallohet nga pjesët e tjera të KIV. ERE duhet të

sigurohet se ekziston një dallim i qartë në mes të degëve të prodhimit dhe furnizimit brenda KIV.

Në rastet kur OSSH-G refuzon të operojë në përputhje me kërkesat e ndarjes të përcaktuara nga PTE, ligji i ri i sektorit të gazit në Shqipëri i jep ERE-s mjetet e nevojshme për zbatimin e përputhshmërisë. Në këtë pikëpamje, ERE zakonisht lejohet të: 1) të japë udhëzime se si të zbatohen dispozitat për ndarjen e OSSH-së në praktikë; 2) të informojë OSSH-G-në përmes letrave mbi pasojat; 3) të vërë gjoba; dhe 4) të përdorë masa ligjore shtënguese.

Përveç detyrave të lidhura me ndarjen e OSSH-së, ERE duhet t'i rezervohet e drejta për të analizuar nivelin e shërbimeve për konsumatorët, meqë efikasiteti i energjisë dhe kujdesi ndaj konsumatorëve janë dy fushat kryesore në të cilën OSSH-G-të luajnë një rol thelbësor. Përveç kësaj, siguria, cilësia e shërbimit, dhe mënyra se si këto shërbime janë përcaktuar dhe si janë ofruar nga OSSH-G është një pjesë e rëndësishme e projektimit të tregut të gazit. Duke pasur parasysh përgjegjësinë e ERE-s në rregullimin e monopoleve natyrore të OSSH-G-ve, rolet dhe përgjegjësitë e tyre në të ardhshmen në Shqipëri duhet të përcaktohen.

Në këtë aspekt, sfida kryesore për ERE-s do të jetë sigurimi i një kuadri rregullator që sjell përfitime për konsumatorët nëpërmjet shërbimeve që ofron rrjeti i shpërndarjes së gazit, dhe aftësive matëse të kapaciteteve të gazit, duke përfshirë edhe përgjigjen ndaj kërkesave për gaz. Detyra e ERE-s është që të sigurojë se OSSH-G-të nuk funksionojnë në mënyra të cilat diskriminojnë ose deformojnë tregun konkurrues të gazit, jo vetëm nga ana e furnizimit por edhe nga ana e kërkesës për gaz.

6 November 2015

GAS MARKET SECONDARY LEGISLATION

The table herein below presents secondary legislation acts necessary for the regulation and development of the natural gas market in Albania based on a recently adopted Law No 102/2015 on the Natural Gas Sector (the Gas Law). It was initially prepared by the Energy Community Secretariat (ECS) and submitted to the Ministry of Energy and Industry of the Republic of Albania (MEI) on 3 November 2015, and reviewed following the meeting of representatives of ECS, MEI and the Energy Regulatory Authority (ERE) which took place on 5 November 2015 in Tirana.

	Name of the legal act	Legal basis from the Gas Law	Responsible institution for adoption	Deadline from the Gas Law	Deadline for the draft	Responsible for drafting	Comments
1.	Criteria and procedures established for issuance of professional certificates for specialists performing studying -designing and implementing activities in the fields defined in this law, and in the activities of exploration, production, processing, transportation, storing and trading of hydrocarbons in general	Article 5(5)	Council of Ministers	30.10.2016	N/A	N/A	MEI: The existing acts is considered as fully in compliance with the Gas Law (Decision No 551, as of 18.6.2015, of the Council of Ministers). No further legislative actions are needed.
2.	Emergency Plan	Article 6(1)	Council of Ministers	30.10.2016.	**31.01.2016**	ECS	
3.	Conditions and procedures for granting the permits for construction of natural gas transmission and distribution pipelines, LNG facilities, storage facilities of natural gas, direct lines	Article 11(2)	Council of Ministers	30.10.2016.	30.04.2016	MEI/SECO [to be assessed by ECS]	The existing act (ref. to article 115) *Decision no. 713, dated 25.08.2010 of the Council of Ministers "On establishing the rules for the terms and procedures upon issuing permits for the construction and use of pipelines and infrastructure of natural gas systems"* to be amended by the Ministry.

4.	Procedure and criteria for the appointment of an administrator responsible for interim management of the undertaking which license was revoked	Article 27(5)	Council of Ministers	30.10.2016.	30.04.2016	MEI/ERE	Similar act is adopted in the electricity sector. MEI and ERE will coordinate its adaptation for the natural gas sector.
5.	Gas market model	Article 88(1)	Council of Ministers	30.10.2016.	**31.01.2016**	ECS	
6.	Conditions and procedure for designation of the supplier of last resort	Article 89(2) Article 90(1)	Council of Ministers	30.10.2016.	**23.12.2015**	ECS	Coordination with similar legislative developments for the electricity sector will be ensured by MEI.
7.	Procedure for establishing the status of socially vulnerable customers	Article 97(1)	Council of Ministers	30.10.2016.	30.04.2016	ECS	Ministry of Social Affairs shall be involved. MEI will coordinate the process.
8.	Rules and procedures for supervisory functions of the ministry	Article 100(1)	Council of Ministers	30.10.2016.	30.04.2016	MEI	MEI: Amendments are needed to the existing legislation. MEI will evaluate and coordinate.
9.	Technical rules	Article 10(1)	Council of Ministers	30.10.2017	30.10.2016	MEI/SECO	Two existing acts (ref. to art 115) - Decision no. 1030, as of 27.11.2013 of the Council of Ministers "*On the approval of technical rules and safety criteria, first part, the minimal requirements for the technical design, construction and operation of the transmission and distribution systems of natural gas, installation of LNG storage facilities and direct lines*" and Decision No. 104, as of 04.02.2015, of the Council of Ministers "*On approval of technical and safety criteria, the second part, the minimum requirements for the technical design, construction and operation of transmission systems*

							and distribution of natural gas, installation of LNG and storage facilities and direct lines", to be amended. MEI will evaluate and coordinate, also including consultancy assistance.
10.	Interim technical rules and safety criteria	Article 10(2)	MEI	30.10.2016	30.04.2016	MEI/SECO	The existing Order Nr.666 as of 03.08.2009 issued by the Minister of Economy, Trade and Energy, "*On the approval of technical and safety requirements, temporary, the minimal requirements for the technical design, construction and operation of transmission and distribution systems of natural gas, the LNG and storage facilities and direct lines* " to be amended. MEI will evaluate and coordinate, also including consultancy assistance.
11.	Instruction of designation of transmission and distribution zones	Article 23(4)	MEI	30.10.2016	30.04.2016	MEI/WBIF (?)	MEI will evaluate and coordinate, also possibly including consultancy assistance.
12.	General terms and conditions for the access to upstream pipeline activities	Article 58(2)	MEI	30.10.2016	30.04.2016	ECS	
13.	Regulation on State Inspectorate in charge of the natural gas sector surveillance	Article 101(1)	MEI	30.10.2016	30.04.2016	MEI	
14.	Conditions and procedures for levying fines	Article 106(3)	MEI	30.10.2016	30.04.2016	MEI	
15.	Report on security of gas supply	Article 7	MEI	31.07.2016	30.05.2016	MEI	Document to be prepared and submitted on annual basis.
16.	Policies/programmes for natural gas sector development	Article 5	MEI	N/A	N/A	MEI	Similar acts most likely already in place

17.	License application fees and regulatory fees methodology	Article 14	ERE	30.04.2017	30.10.2016	ERE	ECS to provide with practices in other Contracting Parties, particularly in Serbia.
18.	Fees for connection and tariffs for access to the natural gas networks and to LNG facilities; for supply of natural gas to household customers and small non-household customer, as well as tariffs for the supply of last resort; tariffs for access to cross-border infrastructures, including the procedures for the allocation of capacity and congestion management.	Article 16(1) Article 32(1)	ERE	30.04.2017	30.10.2016	ERE/USAID (?) [to be assessed by ECS]	
19.	Establishing prices according to tariff methodologies	Article 16(2)	ERE	30.04.2017	30.04.2017	ERE	
20.	General conditions of supply, including transparent general contractual terms and conditions	Article 16(10)	ERE	30.04.2017	30.10.2016	ECS	
21.	Requirements for the TSO for maintenance and development of transmission grid	Article 16(13)	ERE	30.04.2017	30.10.2016	ERE/ECS [to be decided]	ECS: Proposal to make as a part of the Transmission Code. ERE: Will evaluate from the perspective of legal technique and will inform ECS.
22.	Accounting unbundling guidelines	Article 16(14)	ERE	30.04.2017	30.10.2016	ERE	ERE: Similar act is already adopted for the electricity sector.
23.	Dispute resolution mechanisms for natural gas undertakings	Article 16(16)	ERE	30.04.2017	30.10.2016	ECS	
24.	Exemptions for new infrastructure procedure	Article 16(17)	ERE	30.04.2017	30.10.2016	ECS	
25.	Quality of service and supply minimum standards	Article 16(18)	ERE	30.04.2017	30.10.2016	ERE/(?) consultancy assistance	ECS: Proposal to make as a part of the Metering Code.

26.	Reporting requirements for natural gas undertakings	Article 16(24)	ERE	30.04.2017	30.10.2016	ECS	
27.	Methodology for calculating the price for ancillary and balancing services	Article 16(27)	ERE	30.04.2017	30.10.2016	ERE/(?) consultancy assistance	ERE will evaluate and coordinate.
28.	Rules and regulations for public consultations	Article 18(2)	ERE	30.04.2017	30.10.2016	ERE	
29.	Rules of proceedings	Article 20	ERE	30.04.2017	30.10.2016	ERE	
30.	Licensing conditions	Article 23(1) Article 24(1)	ERE	30.04.2017	30.10.2016	ERE	
31.	Regulation on procedures for transferring the assets	Article 29(2)	ERE	30.04.2017	30.10.2016	ERE/(?) consultancy assistance	
32.	Certification rules including the rules for exempted TSO	Article 37 Article 38(2)	ERE	30.04.2017	N/A	N/A	Already in place, as drafted by ECS (amended act adopted on 31 October 2015).
33.	Transmission Code	Article 44(1)	ERE	30.04.2017	30.10.2016	ERE/(?) consultancy assistance [to be reviewed by ECS]	ERE will coordinate in cooperation with TAP and Greek regulator. ECS will participate in the process.
34.	Regulation on the procedures for the submission and approval of TSO investment plans	Article 46(12)	ERE	30.04.2017	30.10.2016	ECS	
35.	TSO compliance programme	Article 47(1)	ERE	30.04.2017	30.10.2016	ECS	
36.	Compliance officer contract	Article 47(3)	ERE	30.04.2017	30.10.2016	ECS	
37.	Transparency requirements	Article 48(2)	ERE	30.04.2017	30.10.2016	ERE/(?)	Part of the Transmission Code. See item 33.
38.	Distribution Grid Code	Article 54(1)	ERE	30.04.2017	30.10.2016	ERE/(?) consultancy assistance	ERE will coordinate. To be developed later on as an operational document. ECS will participate in the process.

39.	Criteria for access to storages	Article 63(2)	ERE	30.04.2017	30.10.2016	ECS	
40.	Storage Code	Article 67	ERE	30.04.2017	30.10.2016	ERE/(?) consultancy assistance [to be decided]	
41.	LNG Code	Article 74	ERE	30.04.2017	30.10.2016	ECS	
42.	Supplier switching rules	Article 76(2)	ERE	30.04.2017	30.10.2016	ECS	Part of the Gas Supply Rules. See item 22.
43.	Market rules	Article 85	ERE	30.04.2017	30.10.2016	ECS	Following the Gas Market Model. See item 5.
44.	Imposition of PSO act	Article 89(11)	ERE	30.04.2017	30.10.2016	ECS	
45.	Operational rules for the supplier of last resort	Article 90(10)	ERE	30.04.2017	30.10.2016	ECS	
46.	Operational rules for suppliers with public service obligations	Article 92(3)	ERE	30.04.2017	30.10.2016	ECS	
47.	Standard supply contract	Article 93(1)	ERE	30.04.2017	30.10.2016	ECS	
48.	Procedure for suppliers and final customers to have access to the measurement data	Article 94(3)	ERE	30.04.2017	30.10.2016	ECS	Part of the Gas Supply Rules. See item 22.
49.	Regulation on the procedures on the dispute resolution	Article 98	ERE	30.04.2017	30.10.2016	ECS	
50.	Metering Code and Standard contract	Article 102	ERE	30.04.2017	30.10.2016	ERE/(?) consultancy assistance	
51.	Levying fines procedure	Article 106(2)	ERE	30.04.2017	30.10.2016	ERE	

* * *

Financed from EWBJF by a contribution from the EU IPA Multi-Beneficiary Programme for Albania, Bosnia and Herzegovina, the former Yugoslav Republic of Macedonia, Kosovo*, Montenegro and Serbia

Kuadri i Investimeve të Ballkanit Perëndimor
Instrumenti Lehtësues për Projektet e Infrastrukturës (IPF)
Asistenca Teknike 4 (IPF 4)

WB11-ALB-ENE-01

Master Plani i Gazit Natyror për Shqipërinë dhe Identifikimi i Projekteve Prioritare në Fushën e Gazit Natyror

Master Plani i Infrastrukturës së Gazit

Raporti Përfundimtar

Nëntor 2016

COWI | IPF

*) This designation is without prejudice to positions on status, and is in line with UNSCR 1244/1999 and the ICJ Opinion on the Kosovo declaration of independence.

Fondi i Përbashkët Evropian për Ballkanin Perëndimor (EWBJF)

Kuadri i Investimeve të Ballkanit Perëndimor

Instrumenti Lehtësues për Projektet e Infrastrukturës (IPF)

Asistenca Teknike Nr. 4 (IPF 4)

Infrastrukturat: Energjia, Mjedisi, Transporti dhe Ndikimi Social

WB11-ALB-ENE-01

Master Plani i Gazit për Shqipërinë dhe Plani i Identifikimit të Projekteve në Fushën e Gazit Natyror

Master Plani i Infrastrukturës së Gazit

Raporti Përfundimtar

Nëntor 2016

Asistenca Teknike për këtë projekt financohet nga Kuadri i Investimeve të Ballkanit Perëndimor që është një iniciativë e përbashkët e Komunitetit Evropian, Institucioneve Financiare Ndërkombëtare, dhuruesve dypalësh dhe qeverive të Ballkanit Perëndimor, të cilat mbështesin zhvillimet socio-ekonomike dhe procesin e anëtarësimit të vendeve të Ballkanit Perëndimor në Bashkimin Evropian nëpërmjet sigurimit të fondeve dhe asistencës teknike për investime strategjike veçanërisht në infrastrukturë, në efiçensën e energjisë dhe zhvillimin e sektorit privat.

Shënim: *Autorët marrin përgjegjësi të plotë për përmbajtjen e këtij raporti. Mendimet e shprehura në këtë raport nuk reflektojnë domosdoshmërisht pikëpamjet e Bashkimit Evropian ose Bankës Evropiane të Investimeve.*

Dokumenti:	WB11-ALB-ENE-01 Drafti përfundimtar i Master Planit të Infrastrukturës së Gazit
Versioni	Përfundimtar
Data	Nëntor 2016
Përgatiti	Ole Johansen, Yannis Stergiopoulos, Marko Krejci, Andy Zhugli , Ardian Shehu , Donatella Bradic , Bujar Drishti , Alban Çaushi , Damir Pešut, Goran Bosanac, Davor Kolednjak, Nijaz Dizdarević, Jurica Brajković, Enis Aliko, Lirim Selfo, Elsa Dindi, Alred Mullaj
Kontrolluesi	Ole Johansen
Aprovuesi	Martyn Osborn

Lista e Shkurtimeve

AKBN	Agjencia Kombëtare e Burimeve Natyrore
ANE	Agjencia Ndërkombëtare e Energjisë
bmk	Bilion (Miliardë) metër kub (për të qenë në ndryshim nga mmk që është milion metër kub)
BB	Banka Botërore
BE	Bashkimi Evropian
BEI	Banka Evropiane e Investimeve (European Investment Bank)
BERZH	Banka Evropiane për Rindërtim dhe Zhvillim (European Bank for Reconstruction and Development)
BVS	Stacioni i Valvulave Bllokuese (Block Valve Station)
CAPEX	Kostot Kapitale (CAPital EXpenditures)
CCGT	HEC i kombinuar për prodhimin e ngrohjes dhe energjisë elektrike (Combined Cycle Gas Turbine)
CNG	Gaz Natyror i Kompresuar (Compressed Natural Gas)
CP	Pika e Lidhjes me TAP (Connection Point)
CTMS	Stacioni i Transferimit (Custody Transfer Measuring Station)
EN	Standarted Evropiane (European Norms)
ESIA	Vlerësimi i Ndikimit Mjedisor dhe Social (Environmental Social Impact Assessment)
FCRT	Tarifa që Rikuperon Plotësisht Kostot (Full Cost Recovery Tariff)
FYRoM	Ish Republika Jugosllave e Maqedonisë (Former Yugoslav Republic of Macedonia)
GHG	Gazet Serrë (GreenHouse Gasses)
GNL	Gazi Natyror i Lëngëzuar (Liquefied petroleum gas)
GIS	Geographic Information System
HDD	Shpimi i Drejtuar (Horizontal Directional Drilling)
HDPE	Polietilen me densitet të lartë (High-Density PolyEthylene)
HP	Tubacionet e shpërndarjes së gazit me presion të lartë (High Pressure)
IAEA	Agjencia Ndërkombëtare e Energjisë Atomike (International Atomic Energy Administration)
IAP	Ionian Adriatic Pipeline (Gazsjellësi Adriatik-Jonian)
ISO	International Organization for Standardization
ktne	Kilo ton naftë ekuivalent
MAED	Model for Analysis of Energy Demand
mmk	Million Metër Kub
NBK	Norma e Brendshme e Kthimit të kapitalit
NJQV	Njësitë e Qeverisjes Vendore

OPEX	Shpenzimet Operacionale (Operational Expenditures)
OS	Stacioni i Aromatizimit të gazit për ta bërë gazin të dallueshëm nëpërmjet nuhatjes (Odorization Station)
PRMS	Stacion i Reduktimit dhe Matjes të Pressionit (Pressure Reduction and Measuring Station)
PSP	Pjesëmarrës të Sektorit Privat (Private Sector Participants)
QSH	Qeveria Shqiptare
SEE	Evropa Jug-Lindore (South Eastern Europe)
TAP	Gazsjellësi Trans Adriatik (Trans Adriatic Pipeline)
ToR	Termat e Referencës (Terms of Reference)
TPP	Termocentral (Thermal Power Plant)
TRPK	Tarifa që Rikuperon Plotësisht Kostot
VAN	Vlera Aktuale Neto
VNMS	Vlerësimi i Ndikimit Mjedisor dhe Social
WBIF	Kuadri i Investimeve të Ballkanit Perëndimor (Western Balkans Investment Framework)

1 Përmbledhja Ekzekutive

Konsorciumi COWI-IPF është caktuar për të përgatitur Master Planin e Gazit për Shqipërinë (që në vazhdim quhet "MPG") dhe Planin e Identifikimit të Projekteve. Projekti ka për qëllim zhvillimin e një sistemi të qëndrueshëm të gazit natyror që mundëson një kontribut të ekuilibruar në sistemin e energjisë, sigurimin e furnizimit me gaz përmes konkurrencës dhe mbrojtjes së mjedisit. Shqipëria është sot, së bashku me Malin e Zi dhe Kosovën, ndër të vetmet vende në Evropë, që nuk është e lidhur me sistemet ndërshtetërore të transmetimit të gazit dhe që ka një sistem kombëtar krejtësisht të izoluar të shpërndarjes së gazit.

Ky raport i referohet projektit IPF WB11-ALB-ENE-01, (Master Plani i Gazit dhe Plani i Identifikimit të Projekteve për Shqipërinë (më poshtë i referuar thjesht si "Projekti") dhe është produkti kryesor sipas Termave të Referencës të miratuar më 20 mars 2015 nga përfituesi dhe nga BERZH-i, si Institucioni Financiar Ndërkombëtar kryesor.

Në të kaluarën Shqipëria ka pasur një sektor të rëndësishëm të gazit, por tashmë nuk ka pothuajse asnjë burim gazi të rëndësishëm. Prodhimi i gazit ka rënë nga 1 bmk në vitin 1982, në 0.01 bmk së fundmi. Veprimtaria e mbetur e gazit është e përqendruar në pjesën jugore të vendit dhe furnizon rafineritë e naftës me vëllime modeste të gazit vendas. Gazi nxirret nga fushat e Divjakës dhe Frakullës, dhe si gaz shoqërues në puset e naftës në afërsi të Ballshit. Rrjeti ekzistues i gazit ka një gjatësi prej 498 km dhe lidh të gjitha vendburimet e dikurshme të gazit. Me përjashtim të gazsjellësit të riparuar që lidh puset e gazit natyror në Delvinë me rafinerinë e Ballshit, infrastruktura e gazit është jo-funksionale dhe ka nevojë për rehabilitim të plotë. Shumica e tubacioneve ekzistuese të gazit janë të vjetra dhe defektozë, që e bëjnë përdorimin e këtyre tubacione jo rentabël dhe rrjedhimisht nevojitet një sistem tërësisht i ri i transmetimit dhe i shpërndarjes së gazit.

Karakteristikat demografike të vendbanimeve shqiptare janë shumë të pafavorshme për zhvillimin e rrjeteve të shpërndarjes së gazit: Shqipëria ka një numër relativisht të lartë vendbanimesh (përafërsisht 3,000) me një numër relativisht të vogël banorësh për vendbanim. Konsumi i parashikuar për energji në të gjithë Shqipërinë është llogaritur dhe është modeluar me modelin IAEA MAED (*Model për Analizën e Kërkesës për Energji*). Modeli vlerëson kërkesat e ardhshme për energji për çdo sektor në periudhën afatmesme dhe afatgjatë sipas skenarëve të zhvillimeve socio-ekonomike, teknologjike dhe demografike[1].

Baza për parashikimet e konsumit për ekonomitë familjare dhe për shërbimet është numri i parashikuar i banorëve dhe familjeve. Treguesi i përdorur në matjen e zhvillimit ekonomik ka qenë produkti i brendshëm bruto për banor (PBB/banor). Projeksioni i popullsisë deri në vitin 2040 është bazuar në të dhënat e Bankës Botërore për vitin 2050. Shpërndarja e numrit total të popullsisë sipas prefekturave dhe pastaj sipas rajoneve apo zonave është bërë duke marrë parasysh përqindjen

[1] Për më shumë informacion në lidhje me modelin MAED dhe potencialin e kërkesës për gazit natyror referojuni raportit "WB11-ALB-en-01, "Vlerësimi i kërkesës dhe burimeve të furnizimit me gaz natyror", Nëntor 2015

që zë çdo prefekturë në projeksionet e popullsisë sipas INSTAT. Potenciali i konsumit të gazit natyror sipas sektorëve është parashikuar si më poshtë:

- Kërkesa totale e parashikuar për energji termike në familje, shërbime dhe industri në Shqipëri, që mund të mbulohet nga përdorimi i gazi natyror është rreth 2,167 mmk në vitin 2040 (duke përfshirë bujqësinë dhe transportin). Kjo sasi është shpërndarë sipas prefekturave dhe më tej sipas njësive administrative vendore të Shqipërisë;

- Potenciali i konsumit të gazit natyror për prodhimin e energjisë elektrike mund të jetë rreth 770 mmk në vitin 2040, dhe konsumi i gazit natyror nga rafineritë në vitin 2040 mund të jetë rreth 89 mmk.

Ndërtimi i rrjeteve të shpërndarjes së gazit kërkon përdorim në shkallë të gjerë të gazit. Një mënyrë matëse e shkallës së përdorimit është vëllimi mesatar i gazit të përdorur për kilometër të rrjetit të shpërndarjes, i cili varet në një masë të madhe nga dendësia e popullsisë së një rajon të caktuar. Faktorët që nxisin rritjen e kërkesës dhe shkallën e penetrimit të gazit janë si më poshtë:

- Dendësia e popullsisë dhe shpërndarja e saj
- Niveli i urbanizimit;
- Lloji i banesës;
- Prania e konsumatorëve spirancë.

Bazuar në kriteret e mësipërme, nga 376 njësi administrative vendore janë selektuar 85 prej tyre që kanë potencial të mjaftueshëm për zhvillimin e rrjetit të shpërndarjes të gazit. Kërkesa nga këto 85 njësi vendore përbën rreth 77% të totalit të parashikuar për Shqipërinë për vitin 2020 dhe 82% të totalit për vitin 2040. Për të gjetur pjesën e kërkesës së mundshme në këto 85 njësi vendore e cila mund të shpërndahet në mënyrë ekonomike, është kryer një analizë teknike dhe financiare. Analiza teknike për llogaritjen e investimeve kapitale të nevojshme për çdo fushë të shpërndarjes është bazuar në katër njësi administrative referenciale: Tiranë, Kamëz, Gjirokastër dhe Zall-Herr. Qëllimi i analizës financiare ishte për të përcaktuar nëse investimi në rrjetet e shpërndarjes së gazit për njësitë individuale është atraktiv nga ana ekonomike, në raport me potencialin e konsumit të gazit natyror në zonën e vëzhguar. Procesi i vlerësimit u fokusua në llogaritjen dhe vlerësimin e Tarifave që rikuperojnë plotësisht kostot (TRPK), e cila është një tarifë që mundëson rikuperimin e shpenzimeve kapitale dhe operative. Analiza tregoi se TRPK të ulëta janë të mundshme në Fier, Pogradec, Tiranë, Shijak, Durrës, Elbasan dhe Fushë-Krujë (nën 0.10 euro/km). Së fundmi, duke zbatuar parimin që qendrat me konsum të mjaftueshëm të gazit janë më tërheqëse, janë përcaktuar zonat e mundshme të shpërndarjes së gazit.

Nga analiza e shpërndarjes së gazit, janë nxjerrë konkluzionet e mëposhtëme:

- Zona e Fier - Vlorë - Ballsh paraqet një trekëndësh të rëndësishëm të konsumit të gazit ku janë të vendosur shumica e konsumatorëve spirancë.

- Zona e Tiranës dhe Durrësit përbën zonën kryesore me konsum të konsiderueshëm gazi. Kontributi i secilit sektor ndaj totalit të konsumit të gazit përbën 32%, ku sektori industrial zë peshën më të madhe me 37%. Për këtë arsye, kjo zonë rekomandohet të konsiderohet si një qendër e përbashkët për shpërndarjen e gazit.

- Tarifat e lidhjes me rrjetin e gazit ndikojnë dukshëm në zgjerimin e rrjetit të shpërndarjes dhe për këtë arsye nevojitet përdorimi i politikave administrative dhe skemave financiare mbështetëse të cilat lehtësojnë kalimin e konsumatorëve fundorë drejt përdorimit të gazit.

- Për shkak të karakteristikave demografike të Shqipërisë (numër i lartë i vendbanimeve me dendësi të ulët për vendbanim), vëllimi i gazit nuk ndikohet ndjeshëm nga rritja e tarifave. Duhet të theksohet se tarifa më të larta të shpërndarjes do të mundësojnë zhvillimin e sistemeve të mëdha të shpërndarjes, duke supozuar se kjo rritje nuk do të ndikojë në pozicionin e gazit natyror në krahasim me lëndët e tjera djegëse konkurruese. Një rritje e tarifave me 10% çon në një rritje margjinale të konsumit të gazit (me rreth 2.5%), për shkak të madhësisë së vogël të njësive administrative shtesë, me përjashtim të rasteve kur përfshihen qendrat me konsum të mjaftueshëm të gazit. Ndërkohë, niveli i shpenzimeve kapitale ndikohet më shumë nëse shtohen zonat e konsumit kur ato bëhen të realizueshme nga rritja e tarifave. Një rritje e tarifave me 10% çon në një rritje proporcionale të kërkesave për investime kapitale.

- Rrjeti i propozuar i transmetimit të gazit mund të ndahet në pesë degë kryesore:
    - Dega Veriore, duke filluar nga pika e lidhjes me TAP-in (pranë Fierit) në drejtim të Shkodrës dhe pikës së kalimit kufitar me Malin e Zi;

    - Dega e Elbasanit, që fillon nga pika e lidhjes me TAP-in (pranë Fierit), kalon nëpërmjet Lushnjës dhe Dumresë dhe mbaron në Elbasan;

    - Dega Jugore që furnizon zonat e Fierit, Vlorës, Ballshit, Tepelenës dhe Gjirokastrës;

    - Dega Lindore që fillon nga pika e lidhjes me TAP-in (pranë Korçës) drejt Pogradecit, Përrenjasit dhe drejt ish Republikës Jugosllave të Maqedonisë;

    - Dega e Kosovës, që fillon nga Miloti dhe përfundon në pikën kufitare të Morinës, në afërsi të Kukësit.

Për projektimin e gjurmës së rrjetit të transmetimit dhe specifikimin teknik të tubacionit u përdorën hartat zyrtare kombëtare topografike me shkallë 1:25,000 së bashku me software GIS. Korridoret e përshtatshme u përzgjodhën nëpërmjet

minimizimit të gjatësisë, ndikimeve mjedisore, presionit të punës dhe optimizimit hidraulik. Përveç kësaj, për secilin nga seksionet e gazsjellësit u vlerësuan kushtet mjedisore dhe janë dhënë rekomandimet dhe masat zbutëse përkatëse. Së fundi, shpenzimet kapitale për çdo seksion janë llogaritur sipas katër skenarëve të mëposhtëm:

Skenari 1: Ndërtimi i IAP me diametrin e tij të paracaktuar plus gazsjellësit drejt Kosovës dhe ish Republikës Jugosllave të Maqedonisë.

Skenari 2: Ndërtimi i IAP me diametrin e tij të paracaktuar.

Skenari 3: Ndërtimi i rrjetit kombëtar të gazit plus gazsjellësit drejt Kosovës dhe ish Republikës Jugosllave të Maqedonisë.

Skenari 4: Ndërtimi i rrjetit kombëtar të gazit.

Duke u bazuar në skenarët e mësipërm, analiza financiare vlerësoi tri opsione të zhvillimit:

(a) Sistemi Shqiptar i Transmetimit,

(b) Gazsjellësi ndërkombëtar drejt Kosovës, dhe

(c) Gazsjellësit ndërkombëtarë drejt Kosovës dhe IRJM.

Për të identifikuar ndikimin e IAP për zhvillimin e rrjetit kombëtar të gazit, tri variante janë analizuar më tej. **Varianti A (pa IAP-in),** i cili supozon se pjesët e përbashkëta të tubacionit me IAP do të jetë projektuar në bazë të kërkesës së brendshme të gazit. **Varianti B (Sipas specifikimeve teknike të IAP)**, i cili supozon se pjesët e përbashkëta të tubacionit me IAP-in do të ndërtohen sipas madhësisë së IAP-it dhe **Varianti C (me IAP)**, i cili supozon se ekziston tubacioni i IAP-it.

Duke supozuar zbatimin e një regjimi tarifor rregullator të tipit “pullë postare” variacionet e tarifës së transmetimit, që rezulton nga zhvillimi gradual i rrjetit të transmetimit të gazit në Shqipëri, janë si në vijim;

Tabela 1.1: Diapazoni i tarifave të transmetimit për rrjetin shqiptar të gazit

	Pa IAP-in	Me specifikimet e IAP-it	Me IAP-in
Nga:	0.0148	0.0148	0.0148
Deri në:	0.0423	0.0597	0.0267

Nga analiza, kanë dalë konkluzionet e mëposhtëme:

- Prania e konsumatorëve spirancë në fillimin e periudhës së ndërtimit të rrjetit ofron vëllimet e nevojshme të gazit për zbatimin e Projektit dhe

kontribuon kështu në zhvillimin e një rrjeti të gazifikimit që është i përballueshëm dhe i qëndrueshëm.

- Regjimi tarifor i tipit “Pullë Postare”, ku të gjithë përdoruesit e rrjetit të transmetimit paguajnë të njëjtën tarifë, është në të vërtetë një sistem subvencioni për tarifa të tjera të lidhura me rrjetin e transmetimit të gazit në vend, dhe ofron mbështetje të fuqishme për zhvillimin e rrjetit të gazit në të gjithë vendin.

- IAP-i si një gazsjellës privat do të rrisë gazifikimin e Shqipërisë, pasi do të nevojiten shpenzime më të ulëta kapitale, që do të ndikojë drejtpërdrejtë në një tarifë më të ulët të transmetimit të gazit.

- Duke supozuar se tarifa totale e gazit (duke marrë në konsideratë transmetimin dhe shpërndarjen) është 0,20 Euro/m^3 dhe se tarifa e shpërndarjes është 0.15 Euro/m^3, zhvillimi i një rrjeti që mbulon NJQV kryesore ka tendencë të jetë i mundur për Variant A dhe C dhe për këtë arsye rekomandohet një analizë më e detajuar. Lidhur me Variantin B, rrjeti i transmetimit të gazit mund të zgjerohet deri në zonën e Tiranës dhe Durrësit në veri dhe Fier - Ballsh dhe zonën e Vlorës në jug. Gazifikimi i zonës në veri të Tiranës ka të bëjë me mundësinë e lidhjes me sasi të mjaftueshme të gazit

Depozitimi i gazit natyror ka një ndikim të rëndësishëm në sigurinë dhe qëndrueshmërinë e furnizimit me gaz natyror dhe në mbulimin e kërkesave të konsumatorëve. Formacioni kripor i Dumresë është një diapir i madh që mbulon një sipërfaqe prej rreth 250 km². Ka dy opsione të zhvillimit të depozitave nëntokësore në Dumre - Alternativa Dumrea 1 dhe Dumrea 2.

- Alternativa Dumrea 1 është një mundësi depozitimi me vëllim të mjaftueshëm, por pa kapacitet të mjaftueshëm tërheqës.

- Alternativa Dumrea 2 është një alternativë me vëllim më të madh depozitimi dhe me kapacitet të mjaftueshëm tërheqës për nevojat e konsumit të gazit.

Për shkak se tregu i gazit në Shqipëri do të jetë relativisht i vogël, dhe piku i kërkesës për gaz do të jetë gjithashtu relativisht i vogël (deri në 184 mmk, vetëm një fraksion i vëllimit të transmetimit që pritet të furnizohet nga IAP për vendet e treta), opsioni i depozitimit me qira është më i pranueshëm. Ky opsion bashkë me opsionet e tjera të menaxhimit të kërkesës që nuk kërkojnë investime paraprake si: lëndët djegëse dyfishe, stimujt tariforë, dhe opsione të tjera të ngjashme, përbëjnë opsionet e rekomandueshme për menaxhimin e ngarkesave në Shqipëri. Në se do të ketë interes të mjaftueshëm nga vendet e tjera për kapacitete depozitimi, atëherë Alternativa Dumrea 2 për depozitimin nëntokësor të gazit është më e rekomandueshme.

2 Hyrje

Titulli i Projektit:	Master Plani i Gazit për Shqipërinë (MPG) dhe Plani i Identifikimit të Projekteve (PIP)
Kodi i Projektit:	WB11-ALB-ENE-01
Kontraktori:	Konsorciumi i COWI IPF
Përfituesit:	Ministria e Energjisë dhe Industrisë (përfituesi kryesor), Albpetrol dhe ERE
Data e fillimit të Projektit:	2 Qershor 2015
Kohëzgjatja e parashikuar:	16.5 muaj
Data e parashikuar e mbarimit:	Tetor 2016

2.1 Qëllimi dhe objektivat e Raportit të Master Planit të Infrastrukturës së Gazit

Ky projekt konsiston në përgatitjen e një Master Plani gjithëpërfshirës të gazit natyror për Shqipërinë dhe Planit të Identifikimit të Projekteve në fushën e Gazit. Ky projekt përfshin:

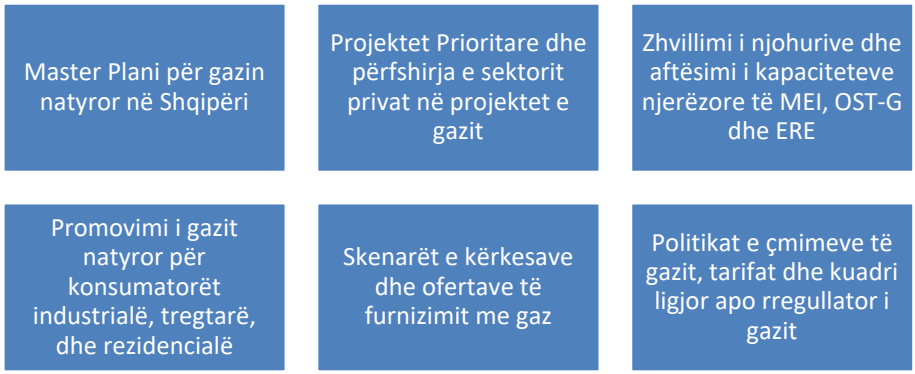
(1) Identifikimin e kërkesave për gaz dhe skenarët e mundshëm për furnizimin me gaz;

(2) Politikat e çmimeve, tarifat dhe rregulloret e gazit;

(3) Promovimin e përdorimit të gazit natyror në Shqipëri;

(4) Zhvillimin e njohurive dhe aftësive brenda Ministrisë së Energjisë dhe Industrisë (MEI), Operatorit të Sistemit të Transmetimit të Gazit (OST-G) dhe Entit Rregullator të Energjisë (ERE); dhe

(5) Zhvillimin e një Plani të Identifikimit të Projekteve që përfshin projektet prioritare të investimit në fushën e gazit natyror së bashku me një analizë në nivel parafizibiliteti të projekteve të mundshme, së bashku me mënyrat për tërheqjen e investimeve nga të gjitha palët e interesuara, por në veçanti nga sektori privat.



Ky projekt është pjesë e Instrumentit Lehtësues të Projekteve të Infrastrukturës (IPF 4) që financohet nga Kuadri i Investimeve të Ballkanit Perëndimor.

Ky raport është në përputhje me Termat e Referencës të miratuara dhe të dakordësuara nga Qeveria Shqiptare dhe BERZH (20 Mars 2015) dhe me metodologjinë (komentet ndaj Termave të Referencës) të miratuar nga BERZH (13 maj 2015).

Objektivat e përgjithshme të Projektit janë:

- Rritja e përdorimit të gazit për të mirën e ekonomisë kombëtare;
- Diversifikimi i burimeve të energjisë dhe rrugëve të furnizimit për të rritur sigurinë e energjisë në Shqipëri;
- Futja e teknologjive të përparuara të furnizimit me gaz nëpërmjet tubacioneve virtuale, Gazit Natyror të Lëngëzuar (GNL), Gazit Natyror të Kompresuar (CNG), etj.;
- Konsolidimi dhe përmirësimi i kuadrit ligjor dhe institucional që rregullon sektorin e gazit dhe sektorin e energjisë në tërësi, si dhe forcimin e institucioneve përkatëse në këtë fushë;
- Krijimi i institucioneve të reja, aty ku shihet e nevojshme; dhe
- Zhvillimi i konkurrencës midis furnizuesve të energjisë.

Objektivat specifike të projektit janë:

- Adresimi i çështjeve që lidhen me kuadrin institucional kombëtar të sektorit të gazit, dhe dhënia e rekomandimeve për zhvillimin e mëtejshëm të tij, si dhe mbështetja në zhvillimin e njohurive në fushën e gazit dhe aftësimin profesional të institucioneve përfituese;
- Vlerësimi i potencialit të përfshirjes së sektorit privat në investimet në sektorin e gazit;
- Identifikimi i problemeve kryesore të shpërndarjes së gazit në Shqipëri dhe sugjerimi i zgjidhjeve përkatëse për problemet e identifikuara;
- Vlerësimi i studimeve ekzistuese në sektorin e gazit dhe analiza e konkluzioneve të nxjerra nga këto studime;
- Rishikimi i kushteve aktuale të tregut, duke përfshirë pikat e dobëta të sistemit të gazit, në të tashmen dhe në të ardhmen, me qëllim që t'i

analizojë këto përkundrejt parashikimit të mundësive afatmesme të balancimit të furnizimit apo kërkesës me gaz;

- Vlerësimi i kërkesave mesatare dhe të pikut të ngarkesës si në të tashmen dhe në të ardhmen, duke marrë në konsideratë rritjen e prodhimit në sektorin industrial, sektorin e prodhimit të energjisë, transportit, si dhe në sektorin e tregtisë dhe atë rezidencial;
- Vlerësimi i kuadrit institucional aktual për gazin, energjinë apo sektorë të tjerë që janë të lidhur me gazin, ose që mund të ndikohen në të ardhmen nga krijimi i një tregu të gazit në Shqipëri;
- Vlerësimi i rrjetit ekzistues të gazit në Shqipëri, dhe dhënia e rekomandimeve për integrimin e tij të mundshëm në sistemin e ardhshëm kombëtar të gazit; dhe
- Dhënia e rekomandimeve mbi përfshirjen e projekteve prioritare të gazit, dhe terminaleve të mundshme të GNL apo impianteve nëntokësore të depozitimit të gazit, në Planifikimin e Detajuar Hapësinor dhe procesin e miratimit në Shqipëri.
- Përgatitja e Vlerësimit Strategjik Mjedisor (VSM) mbi gazifikimin e Shqipërisë.

Mbas zbatimit të suksesshëm të projektit, dhe përcaktimit të Planit të Identifikimit të Projekteve Prioritare, rezultatet e projektit do të merren për bazë nga Qeveria Shqiptare dhe Institucionet Financiare Ndërkombëtare (BERZH-i, Banka Botërore, Banka Evropiane e Investimeve, etj.) si dhe investitorë të tjerë (Pjesëmarrës të Sektorit Privat) për të marrë vendimet e duhura për investimet në infrastrukturën e gazit.

Nën një projekt të veçantë, do të kryhet ndërtimi i kapaciteteve të gazit, si dhe zhvillimi i politikave të gazifikimit, si edhe zhvillimi i kuadrit ligjor, rregullator dhe institucional. Kjo do të shërbejë në mundësimin e zhvillimit të sektorit të gazit në Shqipëri, në përputhje me Ligjin për Sektorin e Gazit Natyror në Shqipëri si dhe detyrimet e Shqipërisë si pjesëmarrëse në Traktatin e Energjisë të Komunitetit Evropian.

3 Konteksti i përgjithshëm

3.1 Mjedisi socio-ekonomik

Shqipëria është një vend në Evropën Juglindore që ka një sipërfaqe totale prej 28.748 kilometrash katrorë. Ajo kufizohet nga Mali i Zi në veriperëndim, Kosova në verilindje, IRJM në lindje dhe Greqia në jug dhe juglindje. Vija e saj bregdetare ka një gjatësi rreth 476 km, dhe kufizohet në perëndim me detin Adriatik dhe në jugperëndim me detin Jon.

Shqipëria konsiderohet si një ekonomi me të ardhura të mesme. PBB ishte 13.21 miliardë dollarë në vitin 2014 dhe përfaqëson 0.02% të ekonomisë botërore. PBB në Shqipëri ka qenë mesatarisht 5.65 miliardë dollarë nga viti 1984 deri në vitin 2014, duke arritur shifrën më të lartë në vitin 2014 (PBB në Shqipëri është raportuar nga Banka Botërore). Reformat e kohëve të fundit i kanë hapur rrugën investimeve të huaja, sidomos në zhvillimin e energjisë dhe infrastrukturës së transportit. Sektori i shërbimeve dominon ekonominë dhe përbën 68.5% të saj, i ndjekur nga sektori industrial me 12% dhe bujqësia me 19.5%.

Sipas censusit të vitit 2011, popullsia e përgjithshme e Shqipërisë ishte 2,821,977 dhe karakterizohej nga një normë e ulët e lindjeve (1.49 fëmijë për grua). Rënia e regjimit komunist në vitin 1990 u shoqërua me një migrim masiv. Ndërkohë, migrimi i brendshëm ka influencuar në masë të madhe shpërndarjen e brendshme të popullsisë. Numri i popullsisë është zvogëluar kryesisht në veri dhe në jug të vendit, ndërsa është rritur në Tiranë dhe në Durrës. Sipas Institutit Shqiptar të Statistikave (INSTAT), popullsia e Shqipërisë më 1 janar 2015 ishte 2.893.005.

Kryeqyteti i vendit, Tirana, përfaqëson qendrën financiare dhe industriale të vendit, me një popullsi totale (duke përfshirë rrethinat) prej gati 800.000 banorësh.

Tabela 3.1: Qytetet më të mëdhenj në Shqipëri

Qytetet	Popullsia
Tirana	622,190
Durrës	203,917
Vlorë	135,032
Elbasan	124,179
Shkodër	111,686
Korçë	86,994
Fier	84,638
Kamëz	81,688
Berat	63,132
Lushnjë	53,507

3.2 Konteksti brenda sektorit të gazit dhe strategjitë përkatëse

Ndërtimi i gazsjellësit TAP, Studimi i Fizibilitetit për IAP-in[2] dhe Perspektivat dhe Sfidat për Zhvillimin e Tregut të Gazit në Shqipëri janë konsideruar si burimet kryesore në përpunimin e të dhënave ekonomike dhe teknike të zhvillimit të sistemit të transmetimit dhe shpërndarjes, si dhe përdorimin e gazit natyror në Shqipëri.

Gazsjellësi Trans Adriatik (TAP)

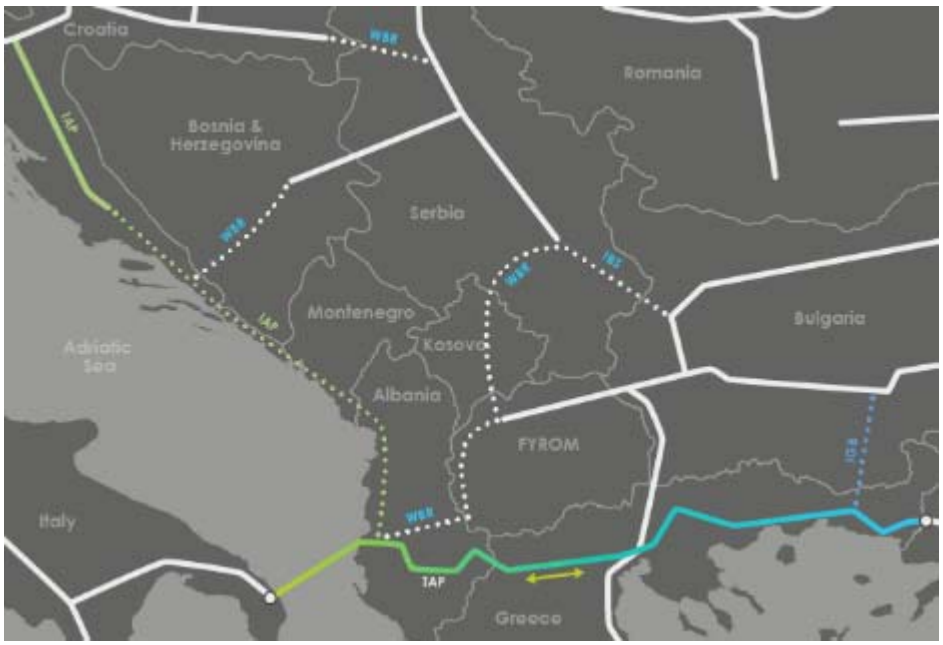


Figura 3-1 Korridori i TAP-it

TAP është një projekt rajonal i gazit natyror. Gazsjellësi do të transportojë gaz natyror nga fushat e gazit në Shah Deniz II në Detin Kaspik (Azerbajxhan) drejt tregjeve evropiane. Ai do të kalojë përmes Greqisë, Shqipërisë dhe detit Adriatik, dhe do të arrijë në bregun jugor të Italisë. Bashkimi Evropian, e konsideron TAP-in si një “Projekt me Interes të Përbashkët” për objektivat e tij të përgjithshme në politikat e energjisë.

TAP do të jetë rreth 800 km i gjatë, me rreth 215 kilometra në pjesën tokësore dhe 37 km në pjesën shqiptare të detit Adriatik. Ai fillon në Bilisht në rajonin e Korçës në kufirin shqiptar me Greqinë, dhe kalon në detin Adriatik 17 km në veri-perëndim të Fierit, dhe 400 metra brenda bregut tokësor.

Gazsjellësi fillimisht do të ketë një kapacitet prej 10 bmk/vit dhe një prurje maksimale prej 1.35 mmk/h. Në një fazë të dytë, ky kapacitet do të dyfishohet në 20 bmk/vit deri në arritjen e kapacitetit të instaluar të stacioneve të kompresorëve.

---

[2] *Raporti mbi Studimin e Fizibilitetit dhe VNMS për Gazsjellësin Jonian – Adriatik, Janar 2014*, COWI-IPF

TAP konsiderohet i rëndësishëm për Shqipërinë, sepse e lidh atë me Korridorin Jugor të Gazit, duke i ofruar tregut shqiptar një mundësi të furnizimit me gaz natyror. Projekti TAP do të jetë një nga investimet e huaja më të mëdha në Shqipëri dhe, si i tillë, do të gjenerojë përfitime të konsiderueshme dhe perspektiva të reja për industrinë dhe komunitetet lokale.

Shoqëria TAP AG do të ndërtojë, dhe operojë gazsjellësin TAP. Shqipëria, Greqia dhe Italia kanë nënshkruar një marrëveshje ndërqeveritare për TAP-in. Në bazë të Vendimit të Përbashkët të Enteve Rregullatore të Energjisë të Italisë, Shqipërisë, dhe Greqisë në qershor 2013, TAP AG është do të ofrojë të paktën një pikë dalje në Shqipëri (që gjendet në Fier), me një kapacitet prej 2-10 mmk/ditë (0,73-3,65 bmk/vit). Përveç Fierit, një pikë e dytë dalje është në diskutim në zonën e Kuçovës. Në bazë të marrëveshjes, TAP AG ka për të ndërtuar një pikë dalje në Shqipëri me një kapacitet minimal prej 0.3 bmk/vit.

Gazsjellësi Jonian – Adriatik (IAP)

IAP do të jetë rreth 511 km i gjatë, ku rreth 168 km do të jenë në seksionin shqiptar. Korridori i IAP-it fillon në stacionin e kompresorit të gazsjellësit TAP afër Fierit dhe shkon në lindje në drejtim të Shkodrës (shih figurën më poshtë). Pranë Torovicës do të vendoset një stacion valvulash bllokuese (SVB) ndërsa në Bushat do të vendoset një stacion matjeje dhe transferimi (CTMS). Nga Torovica, rruga shkon drejt kufirit midis Shqipërisë dhe Malit të Zi në Shkodër. Në kufi gazsjellësi do të kalojë lumin e Bunës.

Figura 3-2: Korridori i IAP-it – Seksioni Shqiptar

Studimi i Fizibilitetit dhe VNMS për IAP, që përfundoi në vitin 2014 nën financimin e WBIF, ka vlerësuar fizibilitetin ekonomik të zhvillimit të Gazsjellësit Jonian Adriatik. Analiza gjithëpërfshirëse teknike, ekonomike dhe financiare janë kryer për të vlerësuar aspektet financiare dhe rentabilitetin e projektit, nën supozimin se norma e pranuar e fitimit është 8%. Duke përdorur modelet e tri OST-ve, projekti IAP-it në Shqipëri, brenda kushteve të parashikuara të transmetimit dhe të investimeve, rezulton me një tarifë jashtëzakonisht të ulët të transmetimit të gazit prej rreth 0.9 Euro cent/m^3.

Perspektivat dhe Sfidat për Zhvillimin e Tregut të Gazit në Shqipëri

Prezantimi i vitit 2012 nga Prof. As. Dr. Stavri Dhima jep një opinion të plotë të gjendjes aktuale të tregut të gazit në Shqipëri, si dhe sfidat me të cilat do të përballet ky treg. Pikat kryesore të paraqitura ishin:

- Prodhimi aktual i gazit është i kufizuar dhe përdoret kryesisht në aktivitetet e rafinimit të naftës nga ARMO dhe Albpetrol, për të përmbushur një pjesë të nevojave të tyre teknologjike.
- Konsumi vjetor i gazit në sektorin rezidencial dhe sektorin e shërbimeve është rreth 100.000 ton/vit.
- "Strategjia Kombëtare e Energjisë" (e përditësuar), vlerëson se konsumi i gazit në vitin 2030 do të jetë 1.5 - 1.8 mmk/vit, dhe konsumatorët kryesore pritet të jenë:
  - Prioriteti i parë: Sektori i prodhimit të energjisë elektrike dhe konsumatorët industrialë,
  - Prioriteti i dytë: Sektorët e shërbimit, të cilët do të përdorin gazin natyror për ngrohje,
  - Prioriteti i tretë: sektori rezidencial që do të përdorë gazin natyror për ngrohje, dhe për gatim.

Potencialet e depozitimit të gazit në Shqipëri.

Shqipëria ka disa vende të përshtatshme për depozitimin e gazit, duke përfshirë, diapirin kripor në Dumre (që shkon deri në 2 bmk) dhe kavernat e varfëruara të gazit në Divjakë (deri në 1 bcm). Bazuar në një studim paraprak fizibiliteti, të prezantuar në Forumin e Tretë të Gazit në Lubjanë, depozitat e Dumresë mund të kenë kosto më të lirë për ruajtjen e gazit (76 $/mmk). Nëse këto hapësira depozitimi gazi do të lidhen me rrjetin rajonal të gazit (duke përfshirë Komunitetin e Energjisë) Shqipëria mund të ofrojë hapësira depozitimi rajonale për vendet e tjera të Ballkanit.

3.3 Aspektet kryesore institucionale, legjislative dhe politike

3.3.1 Aspektet Institucionale

Shteti shqiptar do të luajë një rol të rëndësishëm strategjik dhe do të jetë 1) mbartësi i politikës energjetike, 2) rregullator i sektorit, dhe 3) pronari i pjesës strategjike për sa i përket infrastrukturës së energjisë. Në këtë kontekst, përgjegjësia për aspekte të ndryshme të sektorit të energjisë është e ndarë midis disa institucionesh/agjencish publike me një ndikim të drejtpërdrejtë dhe të tërthortë në zhvillimin e sektorit të gazit, që janë:

- *Kuvendi i Shqipërisë:* Kryen procesin legjislativ që konsiston në miratimin e ligjeve dhe përafrimin e legjislacionit shqiptar me *acquis*-in e BE-së. Mbikëqyr veprimtarinë e Qeverisë Shqiptare dhe të ministrave në veçanti. Mbikëqyr jo vetëm institucionet ekzekutive, por edhe ato kushtetuese ose ato të krijuara prej saj në zbatim të ligjit, për të monitoruar zbatimin e kuadrit ligjor. Miraton anëtarët e Bordit dhe skemën organizative të ERE-s;

- *Presidenti i Shqipërisë:* Dekreton të gjithë legjislacionin parësor, marrëveshjet e investitorëve të miratuar nga Kuvendi ose marrëveshjet ndërkombëtare të ratifikuara nga Kuvendi. Ka të drejtë të ushtrojë të drejtën e vetos mbi çdo projekt-ligj, kur nuk është dakord me të, dhe vetëm një herë në çdo projekt-ligj të veçantë;

- *Qeveria Shqiptare:* Përcakton drejtimin kryesor të politikës së përgjithshme shtetërore dhe të strategjive të veçanta, të tilla si Strategjia Kombëtare e Energjisë. Ajo përcakton rregullat mbi termat dhe kushtet për dhënien e lejeve të ndërtimit dhe operimit të tubacioneve të sistemit dhe të infrastrukturës të gazit natyror. Miraton leje të veçanta për ndërtimin dhe operimin e infrastrukturës së transmetimit dhe shpërndarjes së gazit natyror, objekteve të depozitimit të gazit natyror, dhe tubacioneve ndërlidhëse me sistemet fqinje. Administron sektorin e naftës dhe kujdeset për marrëveshjet e ndarjes së prodhimit;
- *Ministria e Energjisë dhe Industrisë (MEI):* Harton politikat për zhvillimin e sektorit të gazit natyror në përputhje me kërkesat e përcaktuara në Traktatin e Komunitetit të Energjisë dhe objektivat e përcaktuara në Planin Kombëtar të Zbatimit të Stabilizim Asociimit. Miraton planet e infrastrukturave të reja të gazit natyror. Lëshon lejet dhe autorizimet për ndërtimin e infrastrukturave të reja të gazit. Harton rregullat teknike dhe të sigurisë dhe ia propozon këto për miratim Qeverisë Shqiptare. MEI luan një rol vendimtar në harmonizimin e sektorit të gazit me standardet dhe rregulloret e BE-së dhe operimin e sistemeve të gazit natyror në Shqipëri;

- *Ministritë e tjera:* Plotësojnë detyrat dhe japin rekomandime të kuadrit kombëtar strategjik lidhur me zbatimin në sektorin e gazit natyror (Strategjia e Kombëtare e Energjisë, Plani Kombëtar i Zbatimit të Marrëveshjes së Stabilizim Asociimit etj.). Ato japin mendime, komente,

sugjerime dhe rekomandime mbi çështjet e sektorit të gazit natyror. Lejet mjedisore lëshohen nga Ministria e Mjedisit dhe Qendra Kombëtare e Licencimit;

- *Enti Rregullator i Energjisë.* Miraton çështjet, rregullat dhe rregulloret e nevojshme për të përmbushur detyrimet sipas Ligjit për Sektorin e Gazit Natyror të vitit 2015. Lëshon licencat për operimin e aktiviteteve në fushën e gazit natyror. Përcakton tarifat dhe çmimet në përputhje me kushtet e Ligjit për Sektorin e Gazit Natyror të vitit 2015. Vëzhgon, kontrollon dhe siguron pajtueshmërinë me kushtet, ligjet dhe licencat. Siguron mbrojtjen e konsumatorit në lidhje me tarifat;

- *Albpetroli:* Albpetroli është një kompani shtetërore që ka të drejta ekskluzive për zhvillimin e të gjitha vendburimeve të naftës dhe gazit që janë nën menaxhimin e tij. Kjo kompani nënshkruan kontratat me organizatat dhe personat fizikë në përputhje me ligjet dhe rregulloret. Kompania zotëron të gjitha rrjetet aktuale të gazit në Shqipëri (rreth 500 km tubacione), të cilat janë kryesisht jo funksionale ose që mungojnë pjesërisht. Albpetroli ka nënshkruar marrëveshje hidrokarburesh me një numër kompanish, duke përfshirë Phoenix Oil që operon vendburimet ekzistuese të gazit. Që nga 22 gushti 2012, Albpetroli është liçensuar nga ERE për të kryer aktivitetet e transmetimit dhe të shpërndarjes në zonat ku zotëron tubacionet. Kompania operon aktualisht vetëm disa dhjetëra kilometra tubacione të transmetimit dhe të shpërndarjes së gazit që furnizojnë sipërmarrësit e vegjël dhe ekonomitë familjare në zonën e Kuçovës dhe Patosit-Marinzës;

- *Agjencia Kombëtare e Burimeve Natyrore (AKBN):* AKBN është institucioni i cili harton strategjinë në sektorin e energjisë, monitoron zbatimin e saj, planifikon nevojat për energji në të ardhmen, lëshon rekomandime, si dhe zbaton politikat e qeverisë shqiptare në fushën e mineraleve, naftës dhe energjisë hidrike. Kjo agjenci negocion dhe nënshkruan marrëveshjet për ndarjen e prodhimit. Konsultohet, propozon dhe bashkëpunon me strukturat përkatëse qeveritare për të hartuar politikat e saj në fushën e hidrokarbureve;

- *Inspektorati Shtetëror Teknik dhe Industrial (ISHTI):* Ky inspektorat monitoron aktivitetet natyrore të gazit dhe të sigurisë teknike në projektimin, si edhe ndërtimin apo përdorimin e llojeve të ndryshme të infrastrukturës së gazit;

- *Njësitë Administrative Vendore:* Këto kanë detyrimin për të miratuar vendimet në lidhje me investimet e gazit brenda zonës së tyre gjeografike,

- *Organizatat apo institucionet e tjera:* Organizatat e shoqërisë civile dhe institucioneve kulturore luajnë një rol kryesor në sektorin e gazit përmes mbrojtjes ligjore, mobilizimit dhe dialogut me komunitetet.

Në bazë të Ligjit për Sektorin e Gazit Natyror të vitit 2015, shumica e detyrave dhe përgjegjësive në sektorin e gazit është shpërndarë midis QSH, MEI-t, AKBN-së, ERE-s, Albpetrolit si edhe OST-ve apo OSSH-ve të gazit.

Shqipëria ka ministrinë përkatëse që është përgjegjëse për gazin (MEI) dhe entin e pavarur rregullator të energjisë (ERE). Të dy këto institucione i marrin kompetencat e tyre nga Ligji për Sektorin e Gazit Natyror i vitit 2015, i cili adopton Direktivën 2009/73/KE që është pjesë e Paketës së Tretë e Energjisë e cila është bërë e detyrueshme në Shqipëri që nga viti 2015.

Detyrat e OST-G dhe OSSH-G janë të përcaktuara në Ligjin për Sektorin e Gazit Natyror të vitit 2015, por nuk ka kuadër ligjor tjetër të miratuar në këtë drejtim. OST-G (tani për tani Albpetroli) pret zhvillimin e saj të mëtejshëm në përputhje me kërkesat e Paketës së Tretë të Energjisë. Ajo duhet të ndahet, dhe pastaj të çertifikohet dhe të liçensohet nga ERE para se QSH/MEI ta emërojë atë si OST G. Përveç Albpetrolit, akoma nuk janë identifikuar ndërmarrje të tjera që mund të jenë kandidatë për OSSH G në Shqipëri. Megjithatë, është e nevojshme për të siguruar të gjitha parakushtet institucionale, ligjore dhe rregullatore në mënyrë që OSSH-G të ndahet dhe të liçensohet nga ERE.

Kompetencat si dhe aftësimi i burimeve njerëzore të MEI-t, ERE-s dhe OST-së (Albpetrol) do të mundësohen nga trajnime të mëtejshme për këtë qëllim. Zhvillimi i njohurive dhe aftësive brenda këtyre institucioneve, autoritetet dhe operatorët në lidhje me zhvillimin e sistemit të gazit është një aspekt kryesor i asistencës teknike që ofrohet.

3.3.2 Aspektet Ligjore

Kuadri ligjor dhe rregullator për tregun e gazit në Shqipëri, aktualisht është i përcaktuar në Ligjin për Sektorin e Gazit Natyror të vitit 2015, miratuar nga Parlamenti Shqiptar më 23 shtator 2015. Me Ligjin për Sektorin e Gazit Natyror të vitit 2015, Shqipëria ka adoptuar detyrimet e saj që dalin nga Paketa e Tretë e Energjisë (Direktiva 2009/73/KE dhe Rregullorja (KE) Nr. 715/2009) e legjislacionit të BE-së.

Adoptimi i Paketës së Tretë të Energjisë do ndiqet nga miratimi i akteve nënligjore të nevojshme për sektorin e gazit, të përcaktuara në këtë ligj brenda afateve të rëna dakord me institucionet e Komunitetit të Energjisë. Kuadri ligjor dhe rregullator duhet të plotësohet fillimisht me miratimin e kuadrit nënligjor për funksionimin e sistemit të transmetimit dhe të shpërndarjes së gazit, dhe më pas të atij për funksionimin e tregut të gazit.

Për nevojat e projektit të gazifikimit, dispozitat e Ligjit për Sektorin e Gazit Natyror të vitit 2015 sanksionojnë në mënyrë të mjaftueshme dhe të kënaqshme çështjet kyçe të mëposhtme:

- Termat e tillë si kontrolli, dhe çertifikimi i OST-së dhe shoqëritë e integruara vertikalisht janë përcaktuar në mënyrën e duhur;
- Kërkesat për ndarjen e OST dhe OSSH, janë adoptuar plotësisht;

- ERE është përgjegjëse për miratimin e Rregullores për çertifikimin e OST, nëpërmjet përcaktimit të rregullave për procedurat dhe afatet kohore për çertifikimin;
- Përshkrimi i mënyrës së çertifikimit dhe emërimit të OST G;
- Përcakton liçencat që duhen marrë për të kryer aktivitetet e shpërndarjes së gazit natyror, si dhe përdorimit të objekteve të depozitimit të gazit dhe GNL-së, si edhe paraqitja njëkohësisht e akteve për përcaktimin e operatorëve përkatës;
- ERE është përgjegjëse për njoftimin e organeve përkatëse ndërkombëtare për emërimin e OST-së; dhe
- Çertifikimi i OST së gazit në lidhje me vendet e treta është gjithashtu i përcaktuar.

Progresi i mëtejshëm në zbatimin e *acquis communautaire* të Komunitetit të Energjisë është i lidhur me miratimin e rregullave të detajuara të nevojshme për gazifikimin. Shqipëria ende duhet të miratojë aktet e nevojshme në lidhje me funksionimin e sektorit të gazit. Për sa i përket kuadrit ligjor dhe rregullator, është e nevojshme që të hartohen dhe të miratohen rregullat specifike për çështje të tilla si Kodi i Tregut të gazit, Kodi i Rrjetit të Transmetimit, Kodi i Rrjetit të Shpërndarjes, Alokimi i Kapaciteteve dhe Menaxhimi i Kapaciteteve të Kufizuara, Cilësia e Rregullave të Shërbimit etj. Përgatitja e këtyre rregullave ka nevojë për ekspertizë të specializuar. Gjithashtu, forcimi i kapaciteteve administrative të institucioneve dhe aktorëve të tregut është një parakusht për përgatitjen e këtyre rregullave.

Ligji për Planifikimin dhe Zhvillimin e Territorit, është i detyrueshëm të zbatohet gjatë zhvillimit të infrastrukturës së gazit. Infrastruktura e gazit duhet të zhvillohet nëpërmjet zbatimit jo vetëm të dispozitave të Ligjit për Planifikimin dhe Zhvillimin e Territorit, por edhe duke u bazuar në miratimin e dokumenteve përkatëse të planifikimit me pjesëmarrje publike dhe miratimit të lejeve që autorizojnë ndërtimin dhe përdorimin e objekteve të sistemit të shpërndarjes së gazit. Zbatimi i këtij ligji siguron vlerësimin dhe planifikimin e masave për të shmangur ose për zbutur ndikimet negative në mjedis. Ky ligj përcakton gjithashtu të drejtat e pronësisë mbi tokën me qëllim përdorimin e saj për ndërtimin e infrastrukturës së gazit, dhe objekteve të lidhura me to.

Kuadri ligjor për mbrojtjen e mjedisit dhe natyrës vjen nga dispozitat e Ligjit për Mbrojtjen e Mjedisit, si ligji kryesor në këtë fushë, dhe nga Ligji për Vlerësimin e Ndikimit në Mjedis, Ligji për Mbrojtjen e Ajrit nga Ndotja, Ligji për Zonat e Mbrojtura, Ligji për Mbrojtjen e Mjedisit në Kontekstin Ndërkufitar, Ligji për Lejet Mjedisore, dhe Ligji për Pyjet.

Rregullat që lidhen me të drejtat e pronësisë janë të përfshira në Kodin Civil, Ligjin për Kthimin dhe Kompensimin e Pronave të ish-Pronarëve, Ligjin e Tokës, Ligjin mbi Pronën Shtetërore, Ligjin mbi Shpronësimin, dhe Ligjin mbi Regjistrimin e Pasurive të Paluajtshme. Kodi Civil Shqiptar rregullon mënyrat për marrjen e të drejtës së pronësisë. Ka disa mënyra për fitimin e të drejtave të pronësisë; nëpërmjet Kontratës, Trashëgimisë, Blerjes në Mirëbesim, Marrjes në Kundërshtim, Shpronësimit etj. Përdorimi dhe menaxhimi i pronës shtetërore

(pronat e luajtshme dhe të paluajtshme) janë të rregulluara sipas Ligjit për Investimet Strategjike në Republikën e Shqipërisë. Rregullat e përgjithshme në lidhje me të drejtat e pronësisë vlejnë për blerjen dhe marrjen e të drejtave të pronësisë lidhur me pronën e shtetit. Ligji mbi Shpronësimin, përcakton kushtet themelore në lidhje me shpronësimin, përgatitjen e veprimeve të nevojshme për shpronësimin, dhe procedurat e shpronësimit dhe kompensimit. Shpronësimi nënkupton marrjen ose kufizimin e të drejtës mbi pronën, kur kjo është në interes të publikut, dhe kompensimin e saj në përputhje me vlerën e tregut. Sipas Ligjit për Regjistrimin e Pasurive të Paluajtshme, pasuria e paluajtshme duhet të regjistrohet në regjistrin e pasurive të paluajtshme. Ky regjistër është i hapur për publikun dhe administrohet nga zyrat vendore të Regjistrimit të Pasurisë së Paluajtshme. Zyrat lokale të Regjistrimit të Pasurisë së Paluajtshme raportojnë në Zyrën Qendrore të Regjistrimit të Pasurive të Paluajtshme e cila drejtohet nga Bordi i Drejtorëve dhe Krye regjistruesi.

Kuadri ekzistues ligjor në lidhje me pronat e paluajtshme në Shqipëri do të zbatohet për planifikimin, zhvillimin dhe ndërtimin e çdo rrjeti të gazit. Për ndërtimin e rrjetit të gazit, korniza aktuale ligjore nuk ka nevojë të ndryshohet, sepse ekzistojnë institucione të mjaftueshme ligjore në legjislacionin e Shqipërisë, që mund të përfshihen në infrastrukturën e gazit. Të gjitha procedurat janë të përcaktuara në ligjet aktuale. Pengesat në këto procedura ligjore janë të njohura dhe jo domosdoshmërisht të lidhura me zhvillimin e infrastrukturës së gazit.

3.3.3 Aspektet Politike

Sektori i energjisë në Shqipëri është identifikuar si një sektor strategjik, shpesh i cilësuar si nxitës i rimëkëmbjes ekonomike të vendit. Një numër reformash në sektorin e energjisë janë zbatuar gjatë periudhës së kaluar. Megjithatë, mbeten ende për t'u bërë përpjekje të konsiderueshme në fushën e gazit, që përfshijnë gazifikimin e vendit.

Shqipëria, si palë kontraktuese e Traktatit të KE-së, ka obligime ligjore ndërkombëtare dhe rregullatore për të harmonizuar kuadrin e saj ligjor me Acquis Communautaire të BE-së. Me fjalë të tjera, pavarësisht nga statusi i vendit në raport me procesin e integrimit në BE, sektori i gazit është i detyruar tashmë të miratojë Acquis Communautaire të gazit në përputhje me afatet kohore të zbatimit të përcaktuara nga institucionet e Komunitetit të Energjisë dhe në përputhje me dispozitat e Traktatit të KE-së.

Sipas të dhënave zyrtare, Shqipëria disponon aktualisht vetëm rezerva të kufizuara të gazit natyror dhe nuk ka ende akses mbi tregjet ndërkombëtare të gazit natyror. Në varësi të rezultateve të eksplorimit në 5-10 vitet e ardhshme, si dhe të zhvillimit të TAP-it, Shqipëria do të marrë në konsideratë më konkretisht mundësinë e shfrytëzimit dhe të transportimit të gazit natyror. Paralelisht, Shqipëria duhet të marrë në konsideratë shpërndarjen e gazit natyror në të gjithë vendin. Mirëpo, edhe në kushtet më të favorshme, kjo nuk mund të pritet të ndodhë para vitit 2020.

Për shkak të pasigurive të tilla dhe kohëzgjatjes (nëse lidhja me TAP vonohet, apo nëse eksplorimi i gazit në Shqipëri rezulton jo rentabël), rruga më e sigurtë do të

ishte përqendrimi në ndarjen, çertifikimin, liçencimin dhe emërimin e OST-G dhe më pas të OSSH-G. Krijimi i këtyre operatorëve është thelbësor për zhvillimin e infrastrukturës së gazit. Një fokus i tillë justifikohet me angazhimin e qartë të Shqipërisë drejt integrimit në BE dhe rolin e saj aktiv në bashkëpunimin ndërkombëtar në fushën e gazit natyror në kuadër të Traktatit të KE. Nga ana tjetër, aktivitetet që lidhen me OST-G dhe OSSH-G mund të realizohen në "të thatë" (që nënkupton krijimin paraprak të OST-G dhe OSSH-G dhe fillimin e aktiviteteve kur sistemet e gazit të jenë funksionale).

Lidhja me TAP-in që pritet të ndodhë jo më herët se viti 2020 dhe zbulimet e mundshme të gazit brenda vendit do të përcaktojnë në të ardhmen specifikat e tregut të gazit natyror. Prandaj, përgatitja e akteve nënligjore në këtë fushë (si modeli që do të ndiqet, projektimi dhe struktura e tregut të gazit natyror) është parë si prioritet afatmesëm sepse ka çështje më urgjente për t'u zgjidhur në terma afatshkurtër, siç është përshkruar më sipër. Organizimi dhe zhvillimi i një tregu konkurrues të gazit natyror do të vihet në fokus pas zgjidhjes së çështjeve të lidhura me rregullimin e sektorit të gazit, të tilla si aksesi dhe përdorimi i rrjetit të gazit natyror dhe metodologjia për përcaktimin e tarifave.

Ju lutem referojuni *Raportit "Shqyrtimi Institucional dhe Vlerësimi Institucional dhe Organizativ"* për aspekte më të detajuara ligjore dhe institucionale të zbatimit të projektit.

3.4 Baza e kërkesës potenciale për gaz

3.4.1 Shqipëria

Konsumi total i energjisë për të gjithë territorin shqiptar është parashikuar dhe modeluar me programin kompjuterik MAED (*Modeli i Analizës së Kërkesës për Energji*) të Agjencisë Ndërkombëtare të Energjisë Atomike (IAEA). Modeli vlerëson kërkesat e energjisë sipas sektorëve duke u bazuar në skenarë afatmesëm dhe afatgjatë të zhvillimeve socio-ekonomike, teknologjike dhe demografike[3].

Baza për parashikimet në përdorimin e gazit nga konsumatorët familjarë dhe nga sektori i shërbimeve është numri i banorëve dhe i familjeve. Treguesi i përdorur për matjen e zhvillimit ekonomik është Prodhimi i Brendshëm Bruto për frymë (PBB/frymë). Parashikimi më i mundshëm për popullsinë shqiptare deri në vitin 2040 është ai i Bankës Botërore. Shpërndarja e popullsisë së përgjithshme sipas çdo prefekture dhe sipas rajoneve apo zonave është bërë duke marrë në konsideratë peshën që zë çdo prefekturë në parashikimet e popullsisë totale për Shqipërinë sipas INSTAT-it.

Bazuar në të dhënat e regjistrimit të vitit 2011, kryer nga INSTAT, është bërë e mundur shpërndarja e konsumit të energjisë termike në familje sipas rajoneve të Shqipërisë. Në të njëjtën mënyrë si për sektorin rezidencial dhe atë të shërbimeve,

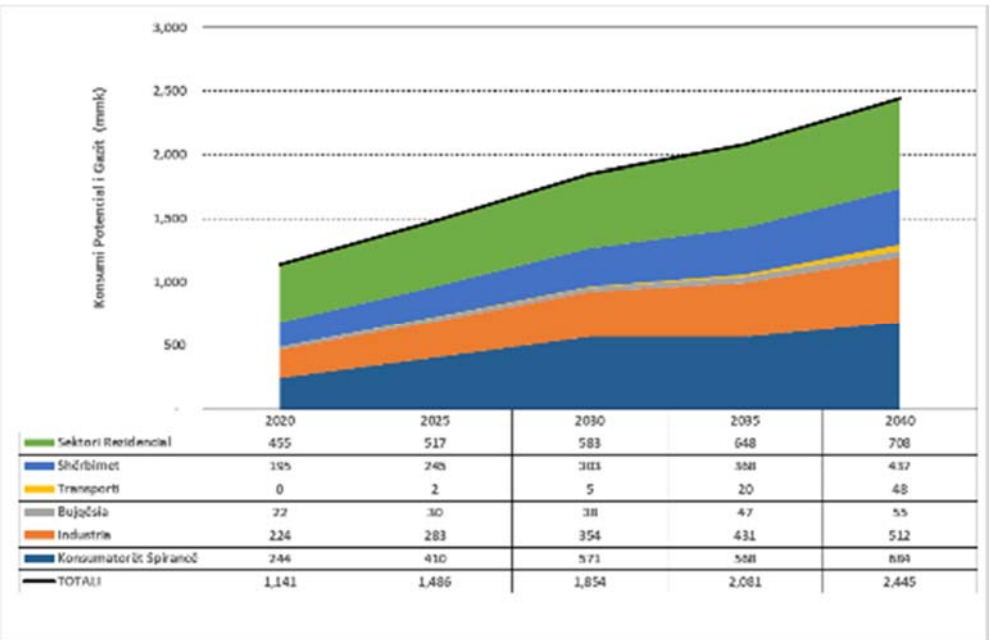
[3] *Për më shumë informacion në lidhje me modelin MAED dhe një analizë të detajuar të kërkesës së mundshme të gazit natyror, referojuni raportit "WB11-ALB-ENE-01, Vlerësimi i Kërkesës dhe Burimeve të Furnizimit me Gaz Natyror", nëntor 2015*

është bërë parashikimi i shpërndarjes së mëtejshme të konsumit të energjisë nga industritë sipas njësive administrative vendore bazuar në të dhënat statistikore në lidhje me peshën e numrit të subjekteve të biznesit brenda prefekturave (vetëm në njësitë administrative urbane) dhe pastaj me peshën e numrit të banorëve për secilën njësi administrative në krahasim me numrin e përgjithshëm të banorëve në të gjitha njësitë administrative urbane të prefekturës sipas të dhënave të vitit 2011.

Modeli MAED është aplikuar për çdo rajon/njësi administrative vendore dhe konsumi potencial i gazit natyror nga sektori është parashikuar si më poshtë:

- Kërkesa totale e parashikuar e energjisë për ngrohje që mund të zëvendësohet nga gazi natyror në sektorin rezidencial, të shërbimeve dhe atë industrial është shpërndarë sipas prefekturave dhe më pas sipas njësive administrative vendore (rreth 2,167 mmk në vitin 2040, duke përfshirë sektorët e bujqësisë dhe transportit), por duke përjashtuar konsumatorët spirancë.

- Në vitin 2040, konsumi potencial i gazit natyror për prodhimin e energjisë elektrike mund të jetë rreth 437 mmk, ndërsa konsumi i parashikuar në rafineritë e vendit dhe konsumatorëve të tjerë spirancë mund të jetë rreth 247 mmk.



	2020	2025	2030	2035	2040
Sektori Residencial	455	517	583	648	708
Shërbimet	195	245	303	368	437
Transporti	0	2	5	20	48
Bujqësia	22	30	38	47	55
Industria	224	283	354	431	512
Konsumatorët Spirancë	244	410	571	568	669
TOTALI	1,141	1,486	1,854	2,081	2,445

Figura 3-3: Potenciali total i konsumit të gazit natyror në Shqipëri sipas sektorëve

Karakteristikat demografike të vendbanimeve në Shqipëri janë shumë të pa-favorshme për zhvillimin e rrjeteve të shpërndarjes së gazit. Shqipëria ka një numër relativisht të madh vendbanimesh (përafërsisht 3,000) me një numër relativisht të vogël të banorësh për vendbanim. Shqipëria është e ndarë në 12 qarqe, 36 rrethe administrative, 61 bashki dhe 373 njësi administrative vendore.

Shqipëria ka 74 qytete dhe 2972 fshatra[4] që mbulojnë një sipërfaqe totale prej 28,371 km^2.

Rentabiliteti i rrjeteve të shpërndarjes së gazit kërkon volume të konsiderueshme. Një mënyrë për matjen e rentabilitetit të rrjetit të gazit është vëllimi mesatar i kërkesës së gazit për kilometër të rrjetit të shpërndarjes, i cili varet në masë të madhe nga dendësia e vendbanimeve. Faktorët që influencojnë rritjen e kërkesës për gaz, si dhe shkallën e penetrimit të tij janë si më poshtë:

- Dendësia e popullsisë dhe shpërndarja e saj;
- Niveli i urbanizimit;
- Lloji i banesave;
- Prania e konsumatorëve spirancë.

Sa për zonat rurale ato nuk mund të konsiderohen si zona prioritare për zhvillimin e rrjeteve të shpërndarjes së gazit natyror, sepse volumet e konsumit të gazit që do të mundësonin rentabilitetin e rrjetit janë të vështira për t'u arritur në këto zona.

Një parashikim i mundshëm i konsumit të gazit në zonat rurale në Shqipëri është paraqitur më poshtë;

Tabela 3.2: Parashikimet e konsumit të gazit në zonat rurale në Shqipëri

	Numri i Njësive Administr	Popullsia	Sipërfaq. km^2	Konsumi i Gazit (në '000 m^3)							
				Sek. Rezidencial		Sek. Shërbimeve		Sek. Industrial		Totali	
				2020	2040	2020	2040	2020	2040	2020	2040
Zonat Rurale	308	1,339,173	25,899	298,120	384,868	39,771	82,324	0	0	**337,891**	**467,193**
Totali	373	2,800,138	28,371	660,525	958,705	234,050	520,398	274,985	687,577	**1,169,560**	**2,166,680**
%	82.57%	47.83%	91.29%	45.13%	40.14%	16.99%	15.82%	0.00%	0.00%	**28.89%**	**21.56%**

Karakteristikat kryesore të këtyre zonave janë mungesa e kërkesës së gazit për qëllime industriale dhe densiteti i ulët i popullsisë, apo kërkesa e ulët për gaz. Konsumi potencial total i gazit përfaqëson vetëm 29% të totalit të Shqipërisë në vitin 2020. Është parashikuar që në vitin 2040 konsumi i gazit natyror të arrijë 470 mmk, që përfaqëson vetëm 21% të totalit të energjisë në Shqipëri, ndërsa për zonat urbane norma e rritjes do të jetë më e lartë. Konsumi i parashikuar i gazit për vitin 2040 ndryshon nga 0.079 mmk në 474.28 mmk, duke pasur një vlerë mesatare prej 5.75 mmk dhe vlerë të mesme 1.19 mmk. Konsumi i parashikuar i gazit për vitin 2020, ndryshon nga 0.075 mmk në 235.18 mmk, apo mesatarisht 3.11 mmk ndërsa vlera e mesme pritet të jetë 0.91 mmk.

Në krahasim me zonat rurale, konsumi i përgjithshëm i gazit për njësitë administrative urbane është paraqitur në tabelën e mëposhtme:

Tabela 3.3: Konsumi Total i Gazit i parashikuar për zonat urbane në Shqipëri

	Numri i Njësive Administr	Popullsia	Sipërfaq. km^2	Konsumi i Gazit (në '000 m^3)			
				Sek. Rezidencial	Sek. Shërbimeve	Sek. Industrial	Totali

[4] Burimi: INSTAT, Klasifikimi i ri Urban dhe Rural i popullatës shqiptare, Maj, 2014

				2020	2040	2020	2040	2020	2040	2020	2040
Zonat Urbane	65	1,460,965	2,472	362,405	573,835	194,279	438,073	274,985	687,577	**831,669**	**1,699,485**
Totali	373	2,800,138	28,371	660,525	958,705	234,050	520,398	274,985	687,577	**1,169,560**	**2,166,680**
%	17.43%	52.17%	8.71%	54.87%	59.86%	83.01%	84.18%	100.00%	100.00%	**71.11%**	**78.44%**

Bazuar mbi kriteret e mësipërme u përcaktua një zonë realisht potenciale për zhvillimin e sistemit të transmetimit dhe të shpërndarjes së gazit që përfshin 85 njësi administrative (shih Figurën 3-4) të cilat përbëjnë 77% të konsumit total të Shqipërisë për vitin 2020, dhe 82% për vitin 2040.

- Konsumi i gazit nga 85 komuna korrespondon me 77% të totalit të Shqipërisë për vitin 2020 dhe 82% për vitin 2040.
- Zona e gazifikuar 13% të sipërfaqes së përgjithshme të Shqipërisë, ndërkohë që furnizon 65% të popullsisë së Shqipërisë,
- Disa njësi vendore janë marrë në konsideratë për shkak të pranisë së konsumatorëve spirancë ose objekteve të mundshme magazinimit të gazit (d.m.th. Divjaka etj.);
- Njësitë vendore Berat, Kozarë, Kuçovë, Kutalli, Otllak, Perondi, Poshnjë dhe Urë Vajgurore në Prefekturën e Beratit janë të furnizuara nga një rrjet i shpërndarjes së gazit që degëzohet direkt nga TAP-i;
- Për rastin e Prefekturës së Korçës, dy opsione janë të mundshme në lidhje me mundësinë e zhvillimit të tubacionit drejt IRJM. Rrjeti i shpërndarjes mund të degëzohet nga TAP ose nga gazsjellësi i transmetimit drejt IRJM, në rast se ky i fundit provohet të jetë i mundur;
- Rasti i njësisë vendore Kukës. Kjo njësi ka mundësinë për të pasur një rrjet të qëndrueshëm të shpërndarjes, të lidhur me ekzistencën e gazsjellësit ndërkombëtar të transmetimit drejt Kosovës.

Tabela 3.4: Njësitë Vendore që pritet të gazifikohen

	Numri i Njësive administrative	Popullsia	Sipërfaqja (km²)	Konsumi i Gazit (në '000 m³)							
				Sek. Rezidencial		Sek. i Shërbimeve		Sek. Industria		Totali	
				2020	2040	2020	2040	2020	2040	2020	2040
Njësitë administrative të propozuara	85	1,813,521	3,469	455,900	709,898	195,671	437,807	246,316	615,892	897,887	1,763,597
Njësitë administrative në total	373	2,800,138	28,371	660,525	958,705	234,050	520,398	274,985	687,577	1,169,560	2,166,679
%	22.79%	64.77%	12.23%	69.02%	74.05%	83.60%	84.13%	89.57%	89.57%	76.77%	81.40%

Një vlerësim më i detajuar fizibilitetit të 85 komunave është paraqitur në Kapitullin 4.5.

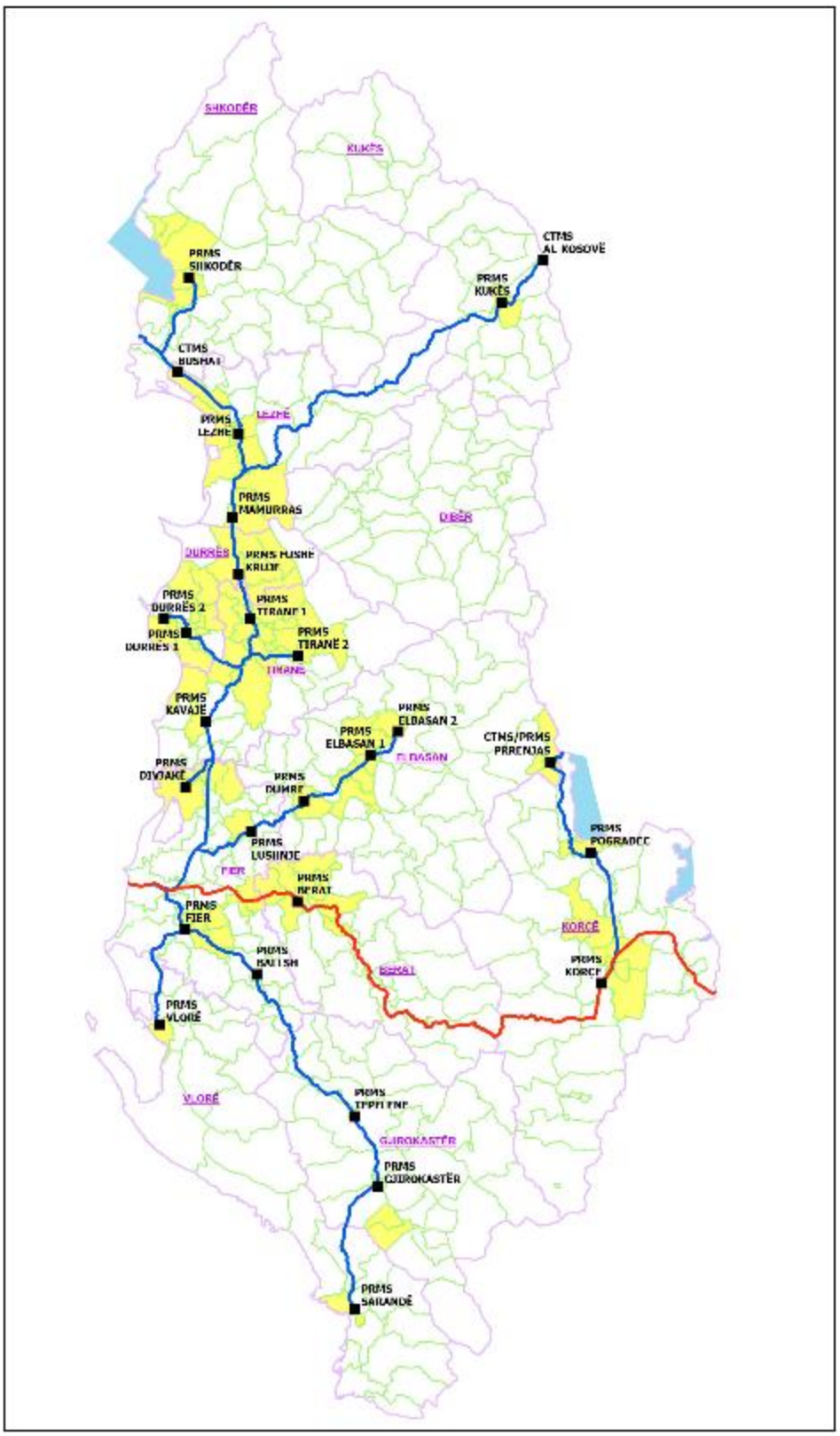


Figura 3-4: Njësitë Vendore që mund të merren në konsideratë për analizën e gazit

3.4.2 Kosova dhe Ish Republika Jugosllave e Maqedonisë

Konsumi total i gazit i parashikuar për Kosovën dhe IRJM është marrë nga "*Studimi mbi Zbatimin e Rregullores së Re (BE) 994/2010 lidhur me Masat për të Mbrojtur Sigurinë e Furnizimit me Gaz në Komunitetin e Energjisë"*.

Aktualisht, nuk ka përdorim të gazit natyror në Kosovë por sipas Studimit të Komunitetit të Energjisë, pritet që konsumi i gazit natyror në Kosovë të rritet në 1.1 bmk deri në vitin 2040. Në këtë studim, supozohet se gazi do të furnizohet nga vendet fqinje (Ish-Republika Jugosllave e Maqedonisë, Serbia dhe në terma afatgjatë nga Mali i Zi apo Shqipëria).

Në skenarët 1 dhe 3 të sistemit të transmetimit të Shqipërisë, një sasi shtesë prej 1 bmk/vit është marrë në konsideratë për furnizimin e Kosovës. Konsumi i parashikuar i gazit në Kosovë është paraqitur në Tabelën 3-5 dhe Figurën 3-5 më poshtë.

Tabela 3.5: Konsumi Total i Gazit i parashikuar për Kosovën

mmk	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Konsumi Final	66	101	137	172	207	242	288	334	380	426	472
Transformimi	0	12	24	36	48	60	69	78	86	95	103
Rafineritë	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Humbjet	1	1	2	2	3	3	4	4	5	5	6
Total	**67**	**114**	**163**	**210**	**258**	**305**	**361**	**416**	**471**	**526**	**581**

mmk	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Konsumi Final	516	560	604	648	692	739	786	833	880	927
Transformimi	107	110	113	117	120	121	123	124	126	127
Rafineritë	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Humbjet	6	7	7	8	8	9	9	10	10	10
Total	**629**	**677**	**724**	**773**	**820**	**869**	**918**	**967**	**1016**	**1064**

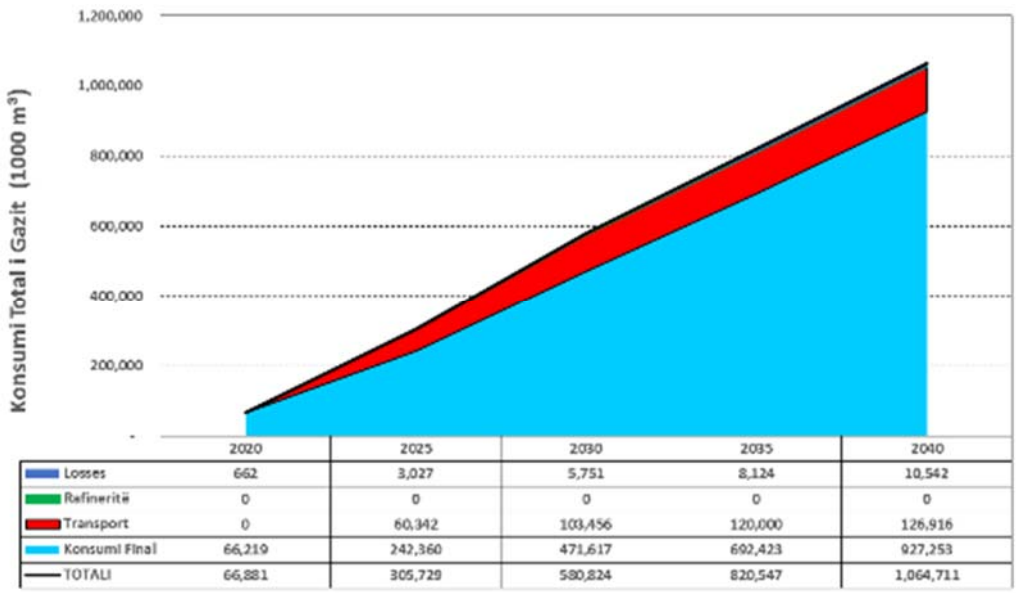


Figura 3-5: Konsumi Total i Gazit i parashikuar për Kosovën

Aktualisht, pjesa e gazit natyror në konsumin e përgjithshëm të energjisë si për prodhimin e energjisë elektrike dhe të ngrohjes në Ish-Republikën Jugosllave të Maqedonisë është shumë e vogël.

Gjithsej konsumi i gazit natyror në Ish-Republikën Jugosllave të Maqedonisë në vitin 2014 ishte 157 milionë metra kub. Nuk ka prodhim ose burime të gazit natyror në Ish-Republikën Jugosllave të Maqedonisë. Edhe pse i gjithë gazi natyror është i importuar, kapaciteti i tubacionit prej 0.8 bmk/vit është më se i mjaftueshëm dhe ky kapacitet mund të rritet deri në 1.2 bmk/ vit.

Konsumi i përgjithshëm i gazit në Ish-Republikën Jugosllave të Maqedonisë parashikohet të shkojë deri në 2.3 bmk në vitin 2040, nga të cilat 1/3 ose 0,756 bmk/vit mund të furnizohen nga Shqipëria (sipas skenarëve 1 dhe 3 të sistemit të transmetimit të Shqipërisë). Konsumi i parashikuar i gazit në IRJM është paraqitur në Tabelën 3-6 dhe Figurën 3-6 më poshtë.

Tabela 3.6: Konsumi i parashikuar i gazit në IRJM

mmk	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Konsumi Final	254	293	333	372	411	451	496	541	586	631	676
Transformimi	775	850	925	1000	1075	1150	1150	1150	1150	1150	1150
Rafineritë	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Humbjet	11	12	13	14	15	16	17	17	18	18	19
Total	**356**	**395**	**433**	**472**	**511**	**549**	**564**	**579**	**595**	**610**	**625**

mmk	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Konsumi Final	718	760	801	843	885	921	958	994	1031	1067
Transformimi	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150
Rafineritë	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Humbjet	19	19	20	20	21	21	21	20	20	20
Total	**639**	**653**	**667**	**681**	**695**	**707**	**720**	**732**	**744**	**756**

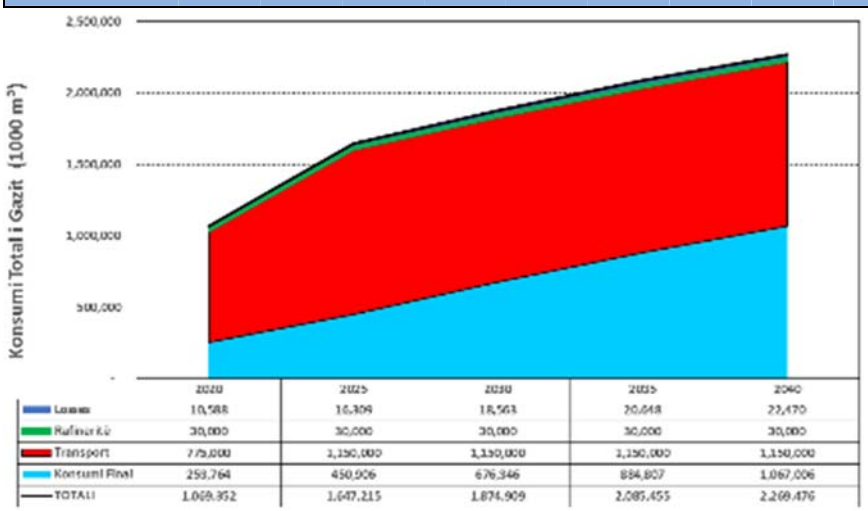


Figura 3-6: Konsumi i parashikuar i gazit në IRJM

4 Sistemi i Shpërndarjes - Vlerësimi Teknik dhe Ekonomik

4.1 Vlerësimi i infrastrukturës ekzistuese të gazit

Në të kaluarën Shqipëria ka pasur një sektor të rëndësishëm të gazit, por tashmë ky sektor pothuajse nuk ekziston. Prodhimi i gazit në Shqipëri ka rënë nga 1 bmk në vitin 1982 në 0.01 bmk në vitet e fundit dhe nevojitet një sistem tërësisht i ri i transmetimit dhe i shpërndarjes të gazit. Më poshtë paraqiten korridoret e rrjetit ekzistues të gazit.

Shqipëria, së bashku me Malin e Zi dhe Kosovën, janë sot të vetmet vende në Evropë, që nuk janë të lidhur me rrjetet ndërkombëtare të transmetimit të gazit dhe, në ndryshim nga këto vende ka një rrjet krejtësisht të izoluar të sistemit të shpërndarjes së gazit. Aktiviteti i mbetur i gazit në Shqipëri është mjaft i vogël dhe i përqendruar në pjesën jugore të vendit, dhe mbulon furnizimin e rafinerive të naftës në Ballsh dhe Fier nga burime të kufizuara të gazit të prodhuar në fushat e Divjakës dhe Frakullës dhe nga gazi shoqërues në fushat e naftës afër Ballshit. Ekzistojnë dy rafineri në vend, një në Ballsh dhe një në Fier me një kapacitet të kombinuar prej 1.5 Mega ton në vit, por që punojnë vetëm me 40-50% të kapacitetit të tyre. Industri të tjera si uzina e plehrave kimike në Fier, që ishte një konsumatore e madhe e gazit natyror në vitet 70, janë mbyllur, ose kanë reduktuar në minimum vëllimet e tyre të prodhimit.

Për shkak të vendndodhjes së fushave të gazit dhe të naftës dhe disponueshmërisë së tubacioneve, përdorimi i gazit është i fokusuar në zonën e Fierit, e cila përfaqëson rreth 70% të tregut të gazit në Shqipëri gjatë viteve të fundit.

Në Shqipëri, ekzistojnë akoma disa tubacione gazi, nga Durrësi deri në Delvinë. Ky rrjet tubacionesh ka një gjatësi prej 498 km dhe lidh të gjithë vendburimet e dikurshme prodhuese të gazit (Povelçë, Divjakë, Frakull, Panaja dhe Delvinë) me konsumatorët në Fier, Vlorë, Elbasan, Lushnje, Ballsh dhe Durrës. Infrastruktura e gazit në shumë vende nuk është funksionale dhe ka nevojë për rehabilitim. Pjesa më e madhe e rrjetit duhet të zëvendësohet plotësisht, por korridoret ekzistuese dhe të drejtat e pronësisë mbi këto korridore mund të jenë të rëndësishme për ndërtimin e infrastrukturës së re.

Gjatë përgatitjes së këtij studimi, përmes kontakteve dhe takimeve me Kompaninë Albpetrol, është siguruar një informacion i detajuar mbi statusin dhe gjendjen e rrjetin ekzistues të tubacioneve të gazit. Kompania Albpetrol ka vlerësuar gjendjen aktuale të tubacioneve ekzistuese të gazit dhe ka propozuar disa tubacione rehabilitimi i të cilëve konsiderohet i vlefshëm.

Bazuar në të dhënat e vëna në dispozicion nga Albpetrol, është kryer një analizë mbi mundësinë e integrimit të tubacioneve ekzistuese gazit në sistemin e ri të transmetimit.

Përcaktimi i opsioneve të rehabilitimit të tubacionit do të kërkojë inspektim të hollësishëm (inspektime inteligjente me sondë) dhe analiza që lidhen me integritetin dhe trashësinë e pareteve të tubacionit (aftësisë së paretit për të përballuar presionet e projektuara në sistemin e transmetimit).

Kriteret bazë të përdorura për analizën e potencialit të integrimit të tubacioneve ekzistuese janë: diametri i tubacionit, presioni i projektimit, viti i ndërtimit, qëllimi ekzistues dhe ai i planifikuar, përshtatshmëria e korridorit etj.

Për integrimin e tubacioneve ekzistuese të gazit në rrjetin e ri të sistemit të transmetimit është gjithashtu e rëndësishme të plotësohen kushtet e kërkuara të sigurisë, të tilla si distancat nga ndërtesat ekzistuese, etj. Për këtë arsye janë marrë në konsideratë ndryshimet në dendësinë e popullsisë dhe mundësitë e ndikimit në rrëshqitjet e tokës, dhe infrastrukturës rrugore, etj.

Shumica e tubacioneve ekzistuese të gazit nuk i plotësojnë kërkesat e reja për të qenë pjesë e sistemit të transmetimit për shkak të vitit të ndërtimit, gjendjes së tyre dhe diametrit. Gjithashtu, këto tubacione shpesh nuk ndjekin rrugën më të shkurtër drejt qendrave të konsumit.
Për shembull:

- tubacionet ekzistuese të gazit Frakull-Fier, Cakran-Ballsh, Povelçë-Fier nuk shkojnë në drejtim të njësive administrative që kanë konsum të madh të gazit.
- tubacioni Divjakë-Fier, seksioni Divjakë-Bubullimë nuk korrespondojnë me konfigurimin e sistemit. Rruga më e shkurtër e një tubacioni nga Fieri (pika e lidhjes me TAP-in) në Tiranë nuk kalon nëpërmjet Divjakës.

Në përgjithësi mund të thuhet se shumica e tubacioneve ekzistuese të gazit janë të vjetra ose në gjendje mjaft të keqe, që e bën të pamundur riparimin e tyre. Për rrjedhojë, vetëm përdorimi i korridorit të tubacionit ekzistues është marrë në konsideratë. Duke pasur parasysh informacionin e kufizuar për sa i përket korridoreve ekzistuese të tubacionit dhe nivelin relativisht të ulët të saktësisë për zhvillimin e MPG, korridoret janë konsideruar në vija të trasha. Vetëm duke analizuar situatën përmes rilevimit topografik në terren mund të përcaktohet vendndodhja e saktë e tubacioneve ekzistuese dhe të merret vendimi nëse korridori ekzistues është plotësisht i mundur. Kjo është e mundur vetëm në fazat e mëvonshme të zhvillimit të projektit (Projekti i detajuar).

Në përgjithësi janë analizuar korridoret e mëposhtme të tubacioneve ekzistuese:

Tubacioni Fier – Elbasan: Tubacioni në vetvete është i dëmtuar dhe praktikisht i papërdorshëm. Korridori ekzistues u mor në konsideratë, por në fund u zgjodh rruga më e shkurtër për të arritur konsumatorët potencialë në Lushnje dhe Elbasan, dhe vendndodhjen e mundshme të hapësirave depozituese nëntokësore në Dumre. Rruga e gazsjellësit ndjek tubacionin ekzistues nga Shalësi në Cërrik për një gjatësi rreth 7 km.

Tubacioni Fier – Vlorë: Tubacioni ekzistues është shumë i vjetër, diametri është i papërshtatshëm dhe shumë seksione të këtij tubacioni mungojnë. Rehabilitimi nënkupton ndërtimin e një tubacioni të ri mbi korridorin ekzistues. Korridori u morr në konsideratë, por një rrugë tjetër më e përshtatshme u përzgjodh duke pasur parasysh popullatën dhe zhvillimet e reja të infrastrukturës. Rruga e gazsjellësit ndjek korridorin e tubacionit ekzistues nga pika në afërsi të fshatit Levan në Novoselë në një gjatësi prej 3.5 km, si dhe nga Alibani në Skrofotinë në një gjatësi prej 4 km.

Tubacioni Fier – Ballsh: Tubacioni ekzistues në përgjithësi vlerësohet të jetë në gjendje të mirë. Bazuar në të dhënat e disponueshme, gjatë planifikimit të sistemit të ri të transmetimit, korridori ekzistues është përdorur në masën maksimale. Megjithatë, tubacioni ekzistues nuk është përfshirë në sistemin e transmetimit, pasi ai nuk plotëson kërkesat dhe standardet e sigurisë (p.sh. distanca nga ndërtesat e banuara). Vlerësimi i përdorimit të korridorit ekzistues do të kërkojë një studim më të hollësishëm. Përgjatë seksionit nga Fieri në Ballsh rruga e gazsjellësit ndjek pak a shumë korridorin ekzistues për rreth 11.5 km. Në seksionet pranë vendbanimeve të Portëzës (3.5 km), Criqit (1 km), Visokës (4 km) dhe në seksionet pranë qytetit të Ballshit (3 km), rruga ndjek në vija të trasha korridorin ekzistues të tubacionit, që do të thotë se një analizë më e thelluar duhet të kryhet gjatë projektimit të detajuar.

Tubacioni Ballsh – Delvinë: Pavarësisht faktit se një pjesë e mirë e tubacionit është riparuar ose zëvendësuar, ai është kryesisht një tubacion i vjetër me diametra të ndryshme të seksioneve të cilat nuk plotësojnë nevojat e planifikuara të konsumit të gazit. Korridori nuk përmbush krejtësisht standardet evropiane të sigurisë (p.sh. distanca nga ndërtesat e banuara). Prandaj, sistemi i ri i transmetimit do të përfshijë ndërtimin e një tubacioni të ri të gazit duke përdorur në maksimum korridorin ekzistues. Rruga e Gazsjellësit ndjek korridorin e tubacioneve ekzistuese të gazit pranë Ballshit në një gjatësi prej rreth 0.6 km, pranë Bejarit për 8 km, nga Toçi në Qesarit për 6.7 km, për 21.5 km nga Memailaj deri në afërsi të Gjirokastrës vetëm me disa divergjenca të vogla në afërsi të Tepelenës dhe nga Prongji të Vergo në një gjatësi prej 12 km.

Gjurma e korridorit ekzistues të tubacionit kalon edhe nëpër vende të papërshtatshme, që mund të preken nga rrëshqitjet e mundshme të dheut. Prandaj, korridori i ri është vendosur në pjesë të tij, përcaktuar mbi një terren më të favorshëm. Vlerësimi i përdorimit të korridorit ekzistues do të kërkojë një studim më të hollësishëm.

Si përfundim mund të thuhet se në zhvillimin e sistemit të transmetimit në të ardhmen, janë përdorur pjesërisht korridoret ekzistuese të sistemit, si p.sh. korridoret e tubacioneve Fier-Vlorë, korridori i tubacionit që shkon në juglindje të Fierit nëpër Ballsh drejt Delvinës dhe një pjesë e vogël e korridorit të tubacionit nga Fieri në Elbasan.

Për sa i përket rrjeteve të shpërndarjes së gazit, në **Studimin Rajonal për Gazifikimin e Evropës Juglindore (Tregu Shqiptar)**, është përgatitur Studimi i Kërkesës së Shpërndarjes së gazit për qytetet e Tiranës dhe Elbasanit. Aktualisht, nuk ka rrjete ekzistuese të shpërndarjes së gazit brenda qyteteve në Shqipëri, me përjashtim të tubacioneve ekzistuese për konsumatorët e mëdhenj.

Figura 4-1: Tubacionet ekzistuese të gazit deri në Dhjetor 2014, Burimi: Albpetrol sh.a.

4.2 Të dhënat kryesore të Sistemit të Shpërndarjes

Sistemet e shpërndarjes së gazit për qytetet dhe fshatrat zakonisht përbëhen nga njësitë e mëposhtme (duke ndjekur drejtimin e rrjedhjes së gazit):

- stacioni i aromatizimit me tubacionet lidhëse të stacioneve të reduktimit dhe matjes së presionit (PRMS);
- rrjeti i shpërndarjes i presionit të lartë
- rrjeti i shpërndarjes i presionit të mesëm
- rrjeti i shpërndarjes i presionit të ulët
- Mbajtësit e presionit të ulët (MRS)

Diapazoni i lejuar i presionit të punës në sistemin e shpërndarjes (diferenca midis presionit minimal dhe maksimal), ndahet në tre klasa:

- presioni i ulët (deri në 0,1 bar),
- presioni i mesëm (nga 0.1 bar deri në 5 bar) dhe
- presioni i lartë (më shumë se 5 bar)

Sistemi i shpërndarjes së gazit fillon nga stacionet e reduktimit dhe matjes së presionit (PRMS) që normalisht janë nën pronësinë e operatorit të sistemit të transmetimit (OST-G).

Stacionet e reduktimit dhe matjes së presionit (PRMS) kanë në përgjithësi dy dalje në sistemet e shpërndarjes së gazit: një në të cilin presioni është i reduktuar deri në 5 bar (për furnizimin e rrjetit të gazit me presion të mesëm), dhe një tjetër në të cilin presioni është reduktuar në 16 bar (për furnizimin e rrjetit të shpërndarjes së gazit me presion të lartë).
Stacioni i aromatizimit i cili është në pronësi të operatorit të shpërndarjes të gazit, vendoset zakonisht në një vend të përshtatshëm, shpesh pranë Mbajtësit të Presionit. Qëllimi i ndërtimit të stacionit të aromatizimit është për t'i dhënë gazit një erë dalluese. Në fakt, gazi natyror është pa ngjyrë, pa erë dhe pa shije, kështu që në stacionin e aromatizimit shtohet një aromatizant me erë karakteristike, për të mundësuar zbulimin e pranisë së gazit me anë të nuhatjes. Aromatizimi i gazit duhet të kryhet në përputhje me rregulloren teknike G 280-1 "Aromatizimi i gazeve".
Sistemet e presionit të mesëm dhe të ulët mundësojnë gazifikimin e plotë (për ngrohjen e ujit, të ambientit, për gatim, dhe për ftohje) të objekteve ekzistuese dhe të atyre të reja. Tubacionet e shpërndarjes me presion të lartë përdoren zakonisht për furnizimin me gaz të konsumatorëve të mëdhenj kryesisht industrialë, apo për të transportuar gaz nga stacionet e reduktimit në pjesët e largëta të qytetit apo fshatit.

Tubacionet e gazit me presion të mesëm dhe të lartë janë prej polietileni dhe testohen në përputhje me standardet EN 1555 “Sistemet e tubacioneve plastike

për furnizimin me gaz – Tubat prej Polietileni – Pjesa 2. Tubat standarde dhe aksesorët e tyre duhet të jenë të nivelit të cilësisë PE-100, ndërkohë që madhësitë e tyre duhet të jenë në përputhje me kushtet e punës.

Tubacionet e presionit të lartë janë prej çeliku dhe janë të prodhuara dhe të testuar në përputhje me standardet përkatëse; SSH EN 10208-2 Tuba çeliku për tubacionet për lëngjet e djegshme - Kushtet teknike të lëvrimit - Pjesa 2 : Kërkesat për tubat e klasës B. Cilësia dhe trashësia e pareteve duhet të jetë në përputhje me kushtet e punës dhe testimit.

Dimensionet përfundimtare të tubacioneve të shpërndarjes së gazit përcaktohen nga llogaritjet hidraulike gjatë fazës së projektimit teknik.

Tubacionet e shpërndarjes së gazit janë të vendosura kryesisht në akset e rrugëve publike, paralel me infrastrukturën ekzistuese të shërbimeve të tjera publike.

Tubacionet e presionit të ulët dhe të mesëm groposen në 0.8 m thellësi ndërsa tubacionet e presionit të lartë groposen minimalisht në 1.0 m thellësi. Gjerësia e kanalit të gazsjellësit është zakonisht nga 0.40 deri 0.70 m. Tubi i gazit vendoset mbi një shtrat rëre me trashësi rreth 15 cm.

Mbas shtrimit dhe testimit të tubacionit, hendeku mbushet me rërë të imët dhe pastaj me zhavorr dhe më pas shtohen shtresat sipërfaqësore (asfalti, trotuaret, sipërfaqet e gjelbra). Nëse përdoren tuba prej polietileni me një shtresë mbrojtëse mekanike, kanali mund të mbushet me të njëjtin material që është nxjerrë nga gërmimi pa i hedhur rërë të imët.

Distancat e tubacionit nga ndërtesat, strukturat e tjera mbitokësore dhe instalimet paralele nëntokësore, si dhe distancat e kryqëzimit me to, duhet të jenë në përputhje me rregullat dhe standardet e instalimit të tubacionit të tilla si: Rregulli Teknik G 463: Tubacionet e çelikut për presion maksimal pune mbi 16 bar; Standardi SSH EN 1594: Infrastruktura e gazit; Rregulli Teknik G 466-1: Tubacionet prej çeliku për presion maksimal pune mbi 5 bar - Mirëmbajtja dhe standardi SSH EN 12007-1: Infrastruktura e gazit - Tubacionet për presion maksimal pune deri në 16 bar - Pjesa 1: Kërkesa të përgjithshme funksionale.

Kryqëzimet e tubacionit me rrugët dhe hekurudhat realizohen zakonisht nëpërmjet metodave të shpimit në thellësi. Zgjidhjet teknike tipike për kryqëzimet me përrenjtë ose lumenjtë përfshijnë metodën me hendek të hapur që nënkupton vendosjen e tubacioneve në thellësinë e duhur nën pjesën e poshtme të rrjedhës së ujit dhe mbulimin e tyre me beton.

Tubacionet e shpërndarjes janë të instaluar pothuajse ekskluzivisht nëntokë, gjë e rrit më tej nivelin e sigurisë.

4.3 Bazat e zhvillimit të strukturës së rrjetit

4.3.1 Struktura e rrjetit

Sistemi perspektiv i shpërndarjes së gazit do të furnizohet nga stacionet e reduktimit dhe matjes së presionit (PRMS) të cilat janë planifikuar të vendosen në afërsi të qendrave të mëdha të konsumit në Shqipëri. Për qytetet e Kuçovës dhe Korçës është parashikuar që furnizimi i tyre me gaz të bëhet direkt nga PRMS-të, të cilat janë planifikuar si shtesa të ardhshme të objekteve mbitokësore të TAP-it siç parashikohet në Planin Kombëtar Sektorial për projektin TAP dhe VNMS për TAP-in në Shqipëri. Së bashku me PRMS Fier, këto janë tri pikat dalëse të TAP-it.

Numri dhe vendndodhja e stacioneve të reduktimit plotësojnë kërkesat teknike për gazifikimin e 85 njësive administrative vendore të përshkruara në Seksionin 3.4.

Rruga e tubacionit të shpërndarjes është zgjedhur në mënyrë të tillë që fillimisht të furnizohen konsumatorët e mëdhenj si konsumatorët industrialë, objektet e mëdha publike dhe ato të shërbimit, si dhe qendrat e mëdha tregtare që gjenden përgjatë asaj pjese të rrugës. Më tej rruga vazhdon për të arritur konsumatorët e tjerë. Sistemet e shpërndarjes mund të jenë radiale ose unazorë. Rrjetet e shpërndarjes të gazit janë të projektuara për të mundësuar ndërtimin e rrjetit në vendbanimet individuale dhe njësitë administrative, kështu që është e mundur për të veçuar pjesët e rrjetit nëpërmjet valvulave mbyllëse.

Rrjeti i presionit të lartë të shpërndarjes është projektuar për të arritur konsumatorët e mëdhenj industrialë që kërkojnë një presion më të madh pune se presioni që mund të sigurojë rrjeti i presionit të mesëm të gazit. Përveç kësaj, rrjeti i presionit të lartë specifikohet për PRMS-të e sistemeve të shpërndarjes në periferi të qytetit, ku presioni i mesëm i gazit nuk është i mjaftueshëm.

Ndërtimi i rrjetit të shpërndarjes të presionit të mesëm lejon gazifikimin e mëtejshëm dhe të plotë të zonave periferike të qyteteve dhe fshatrave të 85 njësive administrative të përzgjedhura në të ardhmen, duke siguruar një nivel të kënaqshëm të presionit në këto zona. Zonat industriale janë të pajisura edhe me rrjete të presionit të mesëm të furnizimit të gazit për të siguruar sasi të mjaftueshme gazi me presionin e nevojshëm për funksionimin e pajisjeve të instaluara pranë konsumatorëve të mëdhenj.

Rrjeti i presionit të ulët furnizohet me gaz nga PRMS-të e vendosura në rrjetin e presionit të mesëm të gazit. Këto PRMS bëjnë matjen e sasisë së gazit dhe reduktojnë presionin në nivelin e rrjetit të presionit të ulët të gazit.

4.3.2 Lidhjet e konsumatorëve

Lidhja e konsumatorëve rezidencialë shtëpiakë fillon me lidhjen me tubacionin në rrugë.

Për rrjetin me presion të ulët lidhja përfundon me valvulën e jashtme kryesore të izolimit dhe kutinë shpërndarëse që montohet në fasadën e objektit (që ka matësin

e gazit dhe rregullatorin e presionit) ose përfundon në valvulën e izolimit në bodrum, që gjendet menjëherë mbasi tubacioni hyn në bodrum.

Rrjetet e gazit me presion të ulët ofrohen në qendrat e vjetra të qytetit dhe pjesët e brendshme të qyteteve, ku mbizotërojnë ndërtimet të tilla si shtëpi të ulëta banimi, të cilat pengojnë gazifikimin me presion të mesëm për shkak të instalimeve të veçanta të kabineteve të gazit. Kabinetet mund të jenë shumë afër trotuareve apo infrastrukturave rrugore publike, dhe për këtë arsye ato rrezikohen nga dëmtimi aksidental. Gjithashtu, në qendrat e qyteteve kërkesat specifike për mbrojtjen e trashëgimisë kulturore mund të pengojnë instalimin e kabineteve të gazit.

Për rrjetin e gazit me presion të mesëm, lidhja e gazit përfundon në valvulën kryesore të jashtme të izolimit dhe kutinë shpërndarëse me reduktor të presionit që montohet në pjesën e jashtme të objektit.

4.4 Sistemet potenciale të shpërndarjes

Si pjesë e analizës së tregut potencial të gazit në të ardhmen është bërë një vlerësim teknik i rrjeteve të shpërndarjes.

Me qëllim vlerësimin e kostove të nevojshme, u përzgjodhën katër (4) njësi administrative përfaqësuese dhe u llogaritën kostot kapitale për këto njësi bazuar në gjatësitë e tubacioneve. Procesi i identifikimit përfshiu ndarjen e 85 njësive vendore të përzgjedhura në katër grupe në bazë të dendësisë së popullsisë për km^2. Për çdo grup është përzgjedhur një njësi administrative referenciale që ka dendësinë mesatare të popullsisë brenda grupit dhe në të njëjtën kohë konsumin më të madh të mundshëm të gazit. Siç tregohet në Tabelën 4 1 më poshtë, këto janë Zall-Herri, Gjirokastra, Kamza dhe Tirana.

Tabela 4.1: Përzgjedhja e Njësive Vendore të Referencës

Grupi	Numri i NjQV	Popullsia	Sip. Totale km²	Sip. Mesatare km²	Dendësia Mesatare e Popull pop/km²	Konsumi mesatar i Gazit 2013 mcm	Konsumi mesatar i Gazit 2040 mcm	Njësia Vendore	Qarku	Popullsia	Sipërfaq km²	Dendësia e popullsisë pop/km²	Konsumi mesatar i Gazit 2013 mcm	Konsumi mesatar i Gazit 2040 mcm
1	50	393,214	2,639.96	52.8	162.1	2,186	4,137	Prezë	Tiranë	4,727	28.96	163.24	1,202.7	2,771.5
								Maminas	Durrës	4,463	27.62	161.61	1,389.7	2,304.5
								Zall-Herr	**Tiranë**	**9,389**	**58.30**	**161,06**	**2,083.8**	**4,826.3**
								Gostimë	Elbasan	8,116	50.20	161.69	1,690.3	2,325.8
2	18	309,894	535.11	29.73	601.5	6,054	14,586	Cërrik	Elbasan	6,695	10.97	610.35	3,880.0	11,081.1
								Gjirokastër	**Gjirokastër**	**19,836**	**29.74**	**667.07**	**9,667.4**	**25,699.8**
								Bërxullë	Tiranë	9,883	15.56	634.99	2,293.7	5,303.2
3	24	608,301	215.27	15.38	2,783.70	18,940	51,756	**Kamëz**	**Tiranë**	**66,841**	**24.78**	**2,697.04**	**25,078.7**	**68,144.5**
								Lezhë	Lezhë	15,510	5.41	2,864.32	4,691.3	11,633.0
4	3	495,188	55.68	18.6	7,763.50			**Tirana**	**Tiranë**	**418,495**	**40.00**	**10,462.69**	**177,635.0**	**474,276**

Për 81 njësitë administrative të mbetura, gjatësitë u llogaritën duke përdorur gjatësitë mesatare për banor të rrjetit të shpërndarjes për secilin nga katër grupet.

4.4.1 Njësitë administrative të referencës

Forma e rrjetit të shpërndarjes për këto njësi administrative u zhvillua bazuar mbi formën e rrjetit rrugor nga Google Earth, Open Street View, hartave topografike

dhe dokumenteve të tjera duke pasur si qëllim gazifikimin e të gjitha objekteve brenda vendbanimeve. Fillimisht u synua furnizimi i konsumatorëve të mëdhenj si konsumatorët industrialë, objektet publike dhe ato të shërbimeve, si dhe qendrave të mëdha të tregut të cilat janë në rrugën e rrugës. Pas kësaj, rruga vazhdon për të arritur konsumatorët e tjerë (banimi) dhe rrjedhimisht gjatësia e rrjetit të gazit u mat për secilin prej tyre. Këto katër njësi janë: Zall-Herri, Gjirokastra, Kamza dhe Tirana (shih Tabelën 4-1).

Tabela 4.2: Njësitë administrative referenciale dhe gjatësia mesatare e rrjetit të gazit për banor

Grupi	Njësia Administrative	Populllsia	Gjatësia e tubacionit (m)	Gjatësia e tubacionit për banor
1	Zall-Herr	9,389	99,761	10.63
2	Gjirokastër	19,836	77,294	3.90
3	Kamze	66,841	226,671	3.39
4	Tirana	418,495	481,149	1.15

Rrjetet e shpërndarjes për katër njësitë e referencës janë paraqitur në Figura 4-2 deri 4-5 më poshtë.

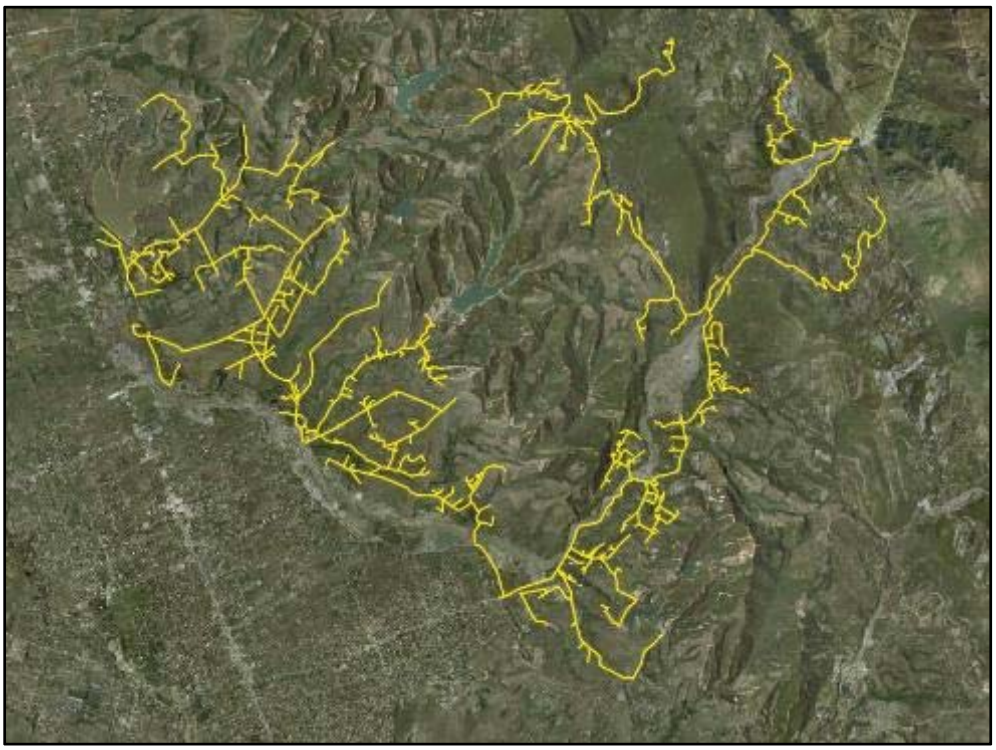


Figura 4-2: Rrjeti i parashikuar i shpërndarjes në njësinë administrative Zall-Herr

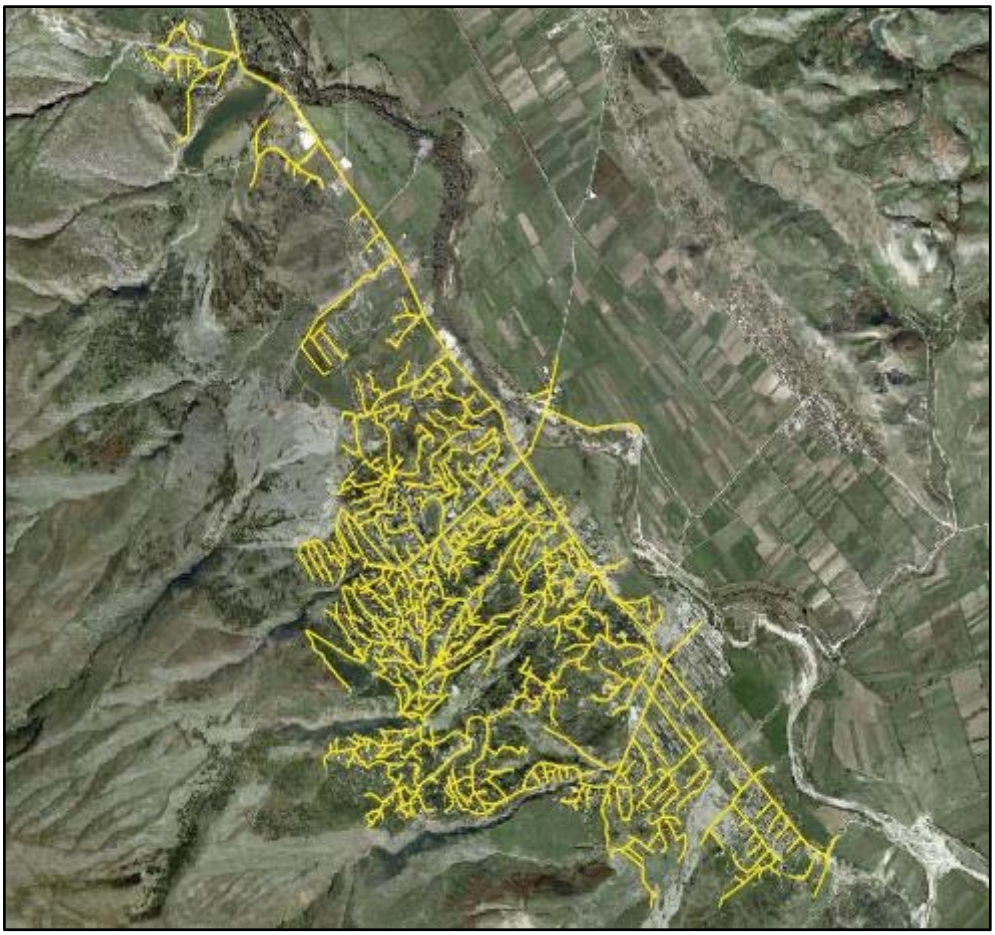


Figura 4-3: Rrjeti i parashikuar i shpërndarjes për njësinë administrative Gjirokastër

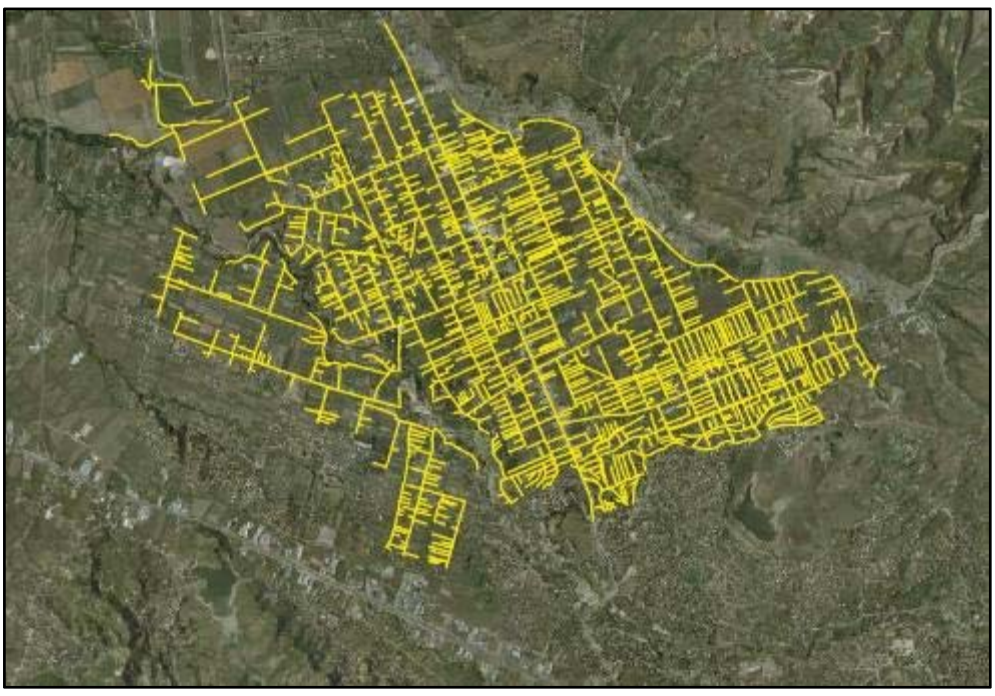


Figura 4-4: Rrjeti i parashikuar i shpërndarjes për njësinë administrative Kamzë

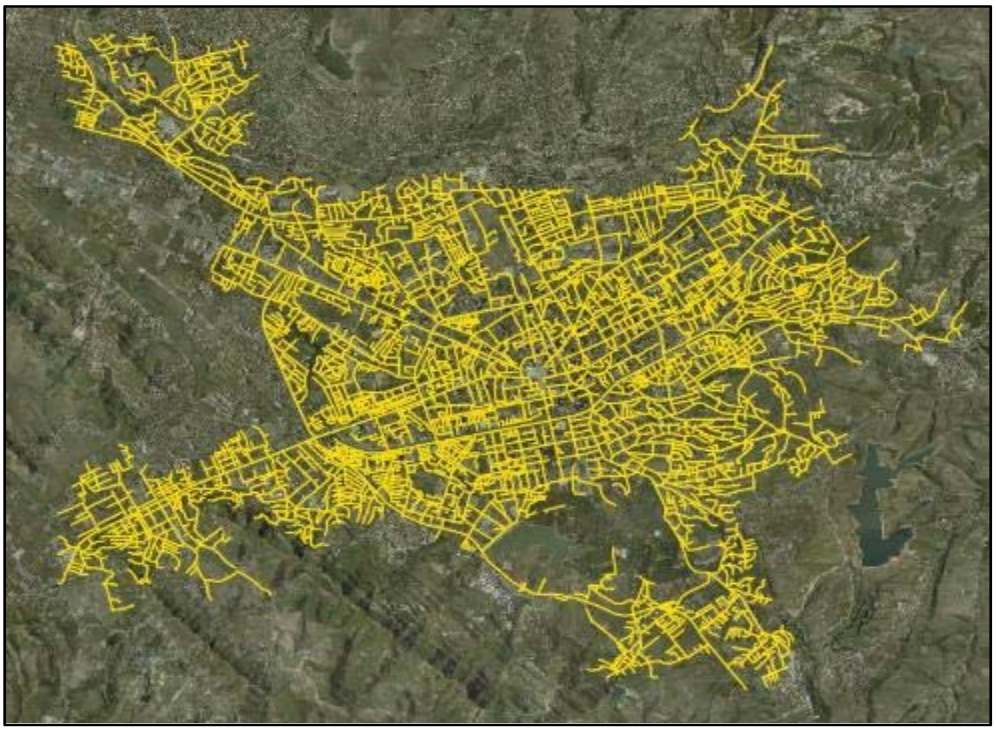


Figura 4-5: Rrjeti i parashikuar i shpërndarjes për njësinë administrative Tiranë

4.4.2 Gjatësitë e tubacioneve dhe kostot kapitale

Bazuar në rezultatet e 4 njësive administrative të referencës janë përllogaritur çmimet për ndërtimin e një metri linear të tubacionit të shpërndarjes, i cili është paraqitur në Tabelën 4-3. Këto kosto për njësi janë përdorur për vlerësimin e kostove kapitale për rrjetet e shpërndarjes. Tabela 4-4 paraqet gjatësitë e llogaritura të tubacioneve dhe kostot kapitale për 85 njësitë administrative.

Tabela 4.3: Çmimet për njësi për rrjetin e shpërndarjes

Materialet	Punimet mekanike dhe kostot e instalimit	Punimet e Ndërtimit	Totali
25 €/m	18 €/m	85 €/m	128 €/m

Tabela 4.4: Gjatësitë e llogaritura të rrjeteve të shpërndarjes në 85 njësitë administrative vendore

Prefektura	Njësia administrative	PRMS	Populsia	Gjatësia e tubacionit (m)	Kostot Kapitale Mil. Euro
Berat	Berat	Berat	36,496	123,765	15.8
	Kozarë	Berat	5,622	59,735	7.6
	Kuçovë	Berat	12,654	42,912	5.5
	Kutalli	Berat	9,643	102,460	13.1
	Otllak	Berat	9,218	31,260	4.0
	Perondi	Berat	9,005	30,538	3.9
	Poshnjë	Berat	7,375	78,362	10.0
	Urë Vajgurore	Berat	7,232	28,181	3.6
Durrës	Bubq	Fushë-Krujë	5,951	63,231	8.1

Prefektura	Njësia administrative	PRMS	Populsia	Gjatësia e tubacionit (m)	Kostot Kapitale Mil. Euro
	Durrës	Durrës 1	113,249	384,050	49.2
	Fushë-Krujë	Fushë-Krujë	18,477	71,998	9.2
	Kodër-Thumanë	Mamurras	12,335	131,063	16.8
	Krujë	Fushë-Krujë	11,721	124,539	15.9
	Maminas	Durrës 1	4,463	47,421	6.1
	Manëz	Durrës 1	6,652	70,680	9.0
	Nikël	Fushë-Krujë	9,518	101,132	12.9
	Rrashbull	Durrës 1	24,081	93,835	12.0
	Shijak	Durrës 1	7,568	25,665	3.3
	Sukth	Durrës 1	15,966	169,644	21.7
	Xhafzotaj	Durrës 1	12,381	48,244	6.2
Elbasan	Belsh	Dumre	8,781	93,301	11.9
	Bradashesh	Elbasan 1 & 2	10,700	36,286	4.6
	Cërrik	Elbasan 1 & 2	6,695	26,088	3.3
	Elbasan	Elbasan 1 & 2	78,703	266,897	34.2
	Gjergjan	Elbasan 1 & 2	5,126	54,465	7.0
	Gostimë	Elbasan 1 & 2	8,116	86,235	11.0
	Labinot-Fushë	Elbasan 1 & 2	7,058	74,993	9.6
	Përrenjas	Përrenjas	5,847	22,784	2.9
	Rrajcë	Përrenjas	8,421	28,557	3.7
	Shirgjan	Elbasan 1 & 2	7,307	28,473	3.6
Fier	Ballsh	Ballsh	7,657	25,966	3.3
	Divjakë	Divjakë	8,445	89,731	11.5
	Dushk	Divjakë	7,872	83,642	10.7
	Fier	Fier	55,845	64,206	8.2
	Golem	Kavajë	5,243	55,708	7.1
	Lushnjë	Lushnjë	31,105	121,205	15.5
	Patos	Fier	15,397	59,997	7.7
	Portëz	Fier	8,259	28,008	3.6
	Roskovec	Fier	4,975	19,386	2.5
	Strum	Fier	7,538	80,094	10.3
	Tërbuf	Divjakë	10,201	108,389	13.9
	Zharrëz	Fier	5,236	17,756	2.3
Gjirokastër	Gjirokastër	Gjirokastër	19,836	77,294	9.9
	Lazarat	Gjirokastër	2,801	29,761	3.8
	Tepelenë	Tepelenë	4,342	14,725	1.9
Korçë	Buçimas	Pogradec	15,687	53,198	6.8
	Drenovë	Korçë	5,581	59,300	7.6
	Korçë	Korçë	51,152	173,467	22.2
	Libonik	Korçë	8,922	94,799	12.1
	Maliq	Korçë	4,290	45,583	5.8
	Pogradec	Pogradec	20,848	23,969	3.1
	Bulgarec	Korçë	9,022	95,862	12.3
Kukës	Kukës	Kukës	16,719	65,148	8.3
	Shtiqën	Kukës	3,438	36,530	4.7
Lezhë	Balldren i Ri	Lezhë	6,142	65,261	8.4
	Kolsh	Lezhë	4,228	44,924	5.8
	Laç	Mamurras	17,086	66,578	8.5

Prefektura	Njësia administrative	PRMS	Populsia	Gjatësia e tubacionit (m)	Kostot Kapitale Mil. Euro
	Lezhë	Lezhë	15,510	52,597	6.7
	Mamurras	Mamurras	15,284	162,397	20.8
	Milot	Mamurras	8,461	89,901	11.5
	Shëngjin	Lezhë	8,091	85,969	11.0
	Shënkoll	Lezhë	13,102	139,213	17.8
	Zejmen	Lezhë	5,660	60,139	7.7
Shkodër	Gruemirë	Shkodër	8,890	30,148	3.9
	Koplik	Shkodër	3,734	39,675	5.1
	Qendër	Shkodër	4,740	50,364	6.4
	Rrethinat	Shkodër	21,199	71,890	9.2
	Shkodër	Shkodër	77,075	261,377	33.5
Tiranë	Bërxullë	Tirana 1 & 2	9,883	38,511	4.9
	Dajt	Tirana 1 & 2	20,139	213,983	27.4
	Farkë	Tirana 1 & 2	22,633	88,193	11.3
	Kamzë	Tirana 1 & 2	66,841	226,671	29.0
	Kashar	Tirana 1 & 2	43,353	168,932	21.6
	Kavajë	Kavajë	20,192	68,475	8.8
	Luz i Vogël	Kavajë	4,735	50,311	6.4
	Ndroq	Tirana 1 & 2	5,035	53,498	6.8
	Paskuqan	Tirana 1 & 2	37,349	126,658	16.2
	Pezë	Tirana 1 & 2	6,272	24,440	3.1
	Prezë	Tirana 1 & 2	4,727	50,226	6.4
	Tirana	Tirana 1 & 2	418,495	481,149	61.6
	Vaqarr	Tirana 1 & 2	9,106	35,483	4.5
	Vorë	Tirana 1 & 2	10,901	115,826	14.8
	Zall-Herr	Tirana 1 & 2	9,389	99,761	12.8
Vlorë	Sarandë	Sarandë	17,233	67,151	8.6
	Vlorë	Vlorë	79,513	269,644	34.5

4.5 Vlerësimi ekonomik dhe alternativat e zhvillimit

4.5.1 Metodologjia

Për të gjetur kërkesën reale për gaz, që është vetëm një pjesë e kërkesës potenciale totale në 85 njësitë administrative vendore të përzgjedhura (shih Seksionin 3.4), u krye një vlerësim ekonomik. Qëllimi ishte të përcaktonte nëse investimi për rrjetet e shpërndarjes së gazit në njësitë administrative individuale ishte i justifikueshëm në krahasim me konsumin e mundshëm të gazit natyror në zonën e shqyrtuar. Lidhja me rrjetin e gazit mund të bëhet vetëm në ato zona ku është e mundur për të zhvilluar rrjetin e gazit natyror, dhe nëse çmimi përfundimtar i gazit për përdoruesit përfundimtarë është konkurrues në krahasim me burimet e tjera të energjisë.

Proçesi i vlerësimit fokusohet në llogaritjen e Tarifës që Rikuperon Plotësisht Kostot (TRPK). TRPK është llogaritur duke pjesëtuar Vlerën Aktuale Neto (VAN) të shpenzimeve kapitale (CAPEX) dhe atyre operacionale (OPEX) me Vlerën Aktuale

Neto të vëllimit të gazit. Duhet theksuar se vëllimet e gazit janë rregulluar nga norma përkatëse e penetrimit për secilën kategori të konsumatorëve

$$TRPK = \frac{VAN\ (CAPEX + OPEX)}{VAN\ (vëllimi\ i\ gazit)}$$

Përfundimisht, përcaktimi i flukseve monetare për llogaritjen e Vlerës Aktuale Neto për treguesit e mësipërm është bazuar në supozimet themelore të mëposhtme:

- Perspektiva Kohore: Flukset monetare përfshijnë një periudhë funksionimi 21 vjeçare (nga 2020 deri në 2040),
- Koha e Ndërtimit: Për çdo projekt ndërtimi fillon në vitin 2019 dhe zgjat 5 vjet (40% gjatë vitit të parë, 20% gjatë vitit të dytë, dhe 10% gjatë vitit të tretë deri në të gjashtin),
- Inflacioni: Analiza është kryer bazuar në terma fikse. Efektet e inflacionit nuk janë marrë parasysh në llogaritjet e kryera.
- Amortizimi: Vlera e amortizimit është përcaktuar me metodën e zhvlerësimit proporcional të aseteve mbi bazën e jetëgjatësisë së tyre që është supozuar të jetë 20 vjet,
- TVSH-ja: TVSH-ja nuk është përfshirë,
- Norma e skontimit: Norma e skontimit është 7%

4.5.2 Vlerësimi i flukseve monetare

Flukset monetare janë të lidhura me kostot e investimit dhe kostot për veprimtaritë operacionale (që përfshijnë edhe kostot e mirëmbajtjes).

Kostot Kapitale : Këto përfshijnë kostot kapitale fillestare plus kostot e ri-investimit në të ardhmen. Për sa i përket vlerësimit të kostove kapitale një analizë e metodologjisë për vlerësimin të tyre është paraqitur në Seksionin 4.4.2.

Kostot e zëvendësimit të aseteve janë të lidhura me kostot kapitale të nevojshme për zëvendësimin e aseteve që janë amortizuar plotësisht gjatë periudhës së referuar. Meqë është supozuar që jeta mesatare e aseteve është 20 vjet, nuk ka kosto zëvendësim gjatë periudhës së referencës.

Kostot Operacionale dhe të Mirëmbajtjes (Kostot O&M): Kostot Operacionale dhe të Mirëmbajtjes përfshijnë të gjitha shpenzimet e lidhura me operimin e rrjeteve të gazit dhe mirëmbajtjen e tyre. Parashikimet e këtyre kostove bazohen në të dhënat historike për objekte të ngjashme. Elementet kryesore të kostove Operacionale dhe të Mirëmbajtjes dhe supozimet për vlerësimin e tyre janë paraqitur më poshtë:

- kostot e krahut të punës – 1 punëtor për 1 milion m^3 gaz të shpërndarë, me një minimum prej 5 punëtorësh që kanë një rrogë mesatare 9.600 Euro në vit[5].

[5] 9,600 Euro në vit i korrespondon një rroge mesatare mujore prej 500 Euro / muaj pa marrë në konsideratë kostot indirekte të punës, të tilla si këshilltarët e jashtëm

- kostot e mirëmbajtjes – 0.5% e investimit kapital.
- kostot e sigurimeve – 0.5% e investimit kapital.
- humbjet në rrjet – 1.5% e gazit të furnizuar (çmimi i gazit supozohet të jetë 0.3 Euro/m^3)

4.5.3 Vlerësimi i treguesve të performancës financiare

Konsumi vjetor i gazit llogaritet në bazë të volumeve potenciale vjetore të konsumit, siç është parashikuar dhe paraqitur në Raportin e Vlerësimit të Kërkesës dhe Burimeve të Furnizimit të Gazit Natyror[6] duke aplikuar një normë të penetrimit të gazit si zëvendësues i burimeve ekzistuese të energjisë. Është supozuar që norma e penetrimit të gazit natyror do të ketë dinamikën e mëposhtme:

- Sektori industrial**:** Norma e penetrimit të gazit do të rritet gradualisht nga 10% në vitin e parë në 80% (maksimalisht) pas 10 vjetësh. Pra supozohet se 20% e industrive nuk do të konvertojnë operacionet e tyre drejt gazit natyror si karburant,
- Sektori i Shërbimit**:** Norma e penetrimit do të rritet gradualisht nga 5% në vitin e parë në 70%, (maksimalisht) pas 15 vjetësh. Pra supozohet se 30% e përdoruesve fundorë potencialë nuk do të kalojnë drejt përdorimit të gazit natyror si karburant,
- Sektori rezidencial: Norma e penetrimit do të rritet gradualisht nga 3% në vitin e parë në 70%, (maksimalisht) pas 25 vjetësh. Pra supozohet se 30% e përdoruesve rezidencialë nuk do të përdorin gazit natyror.

Duhet të theksohet se norma e penetrimit ndikon dukshëm mbi shpejtësinë e zgjerimit të rrjetit të shpërndarjes dhe mund të rrezikojë qëndrueshmërinë e investimit. Për këtë arsye, është e zakonshme që këto lloj projektesh të jenë të mbështetura nga një numër skemash financiare që lehtësojnë kalimin e konsumatorëve fundorë drejt përdorimit të gazit. Në disa raste, këto duhet të shoqërohen me rregullore të veçanta administrative (si p.sh. detyrimi për të instaluar pajisjet e gazit natyror në ndërtesat e reja, etj.). Tabela më poshtë tregon TRPK e vlerësuara për 85 njësitë administrative vendore.

Tabela 4.5: TRPK për 85 njësitë administrative vendore

Nr.	Stacioni i Matjes	Prefektura	Njësia Vendore	TRPK *(Euro/ m^3)*	Konsumi Mesatar i Gazit 2020-2040 *('000 m^3)*	Kostot Kapitale *(mil. Euro)*
1	Ballsh	Mallakastra	Ballsh	**0.15**	2,940	3.3
2	Berat	Kuçovë	Kuçovë	**0.26**	2,816	5.5
3	Berat	Berat	Berat	**0.27**	7,878	15.8
4	Berat	Ura Vajgurore	Ura Vajgurore	**0.31**	1,542	3.6
5	Berat	Kuçova	Perondi	**1.27**	422	3.9
6	Berat	Berat	Otllak	**1.30**	422	4
7	Berat	Kuçova	Kozarë	**4.06**	256	7.6

Nr.	Stacioni i Matjes	Prefektura	Njësia Vendore	TRPK (Euro/ m^3)	Konsumi Mesatar i Gazit 2020-2040 ('000 m^3)	Kostot Kapitale (mil. Euro)
8	Berat	Ura Vajgurore	Kutalli	**4.14**	429	13.1
9	Berat	Ura Vajgurore	Poshnja	**4.15**	327	10
10	Divjaka	Divjaka	Divjaka	**0.48**	3,138	11.5
11	Divjaka	Divjaka	Tërbuf	**3.56**	531	13.9
12	Divjaka	Lushnjë	Dushk	**3.70**	393	10.7
13	Dumrea	Belsh	Belsh	**0.30**	5,127	11.9
14	Durrës	Shijak	Shijak	**0.09**	5,077	3.3
15	Durrës	Durrës	Durrës	**0.09**	73,928	49.2
16	Durrës	Durrës	Rrashbull	**0.92**	1,826	12
17	Durrës	Shijak	Xhafzotaj	**0.97**	882	6.2
18	Durrës	Shijak	Maminas	**2.47**	340	6.1
19	Durrës	Durrës	Sukth	**2.59**	1,158	21.7
20	Durrës	Durrës	Manëz	**2.65**	471	9
21	Elbasan (1+2)	Elbasan	Elbasan	**0.10**	45,781	34.2
22	Elbasan (1+2)	Cërrik	Cërrik	**0.11**	3,942	3.3
23	Elbasan (1+2)	Elbasan	Bradashesh	**1.36**	470	4.6
24	Elbasan (1+2)	Elbasan	Shirgjan	**1.50**	335	3.6
25	Elbasan (1+2)	Cërrik	Gostima	**3.91**	385	11
26	Elbasan (1+2)	Elbasan	Gjergjan	**3.98**	240	7
27	Elbasan (1+2)	Elbasan	Labinot-Fushë	**4.58**	287	9.6
28	Fier	Fier	Fier	**0.05**	21,966	8.2
29	Fier	Patos	Patos	**0.17**	5,878	7.7
30	Fier	Roskovec	Roskovec	**0.18**	1,879	2.5
31	Fier	Roskovec	Portëz	**1.18**	414	3.6
32	Fier	Patos	Zharrëz	**1.19**	262	2.3
33	Fier	Fier	Strum	**3.91**	355	10.3
34	Fushë-Kruja	Kruja	Fushë-Kruja	**0.10**	12,136	9.2
35	Fushë-Kruja	Kruja	Kruja	**0.27**	7,822	15.9
37	Fushë-Kruja	Kruja	Bubq	**2.63**	424	8.1
36	Fushë-Kruja	Kruja	Nikël	**3.06**	583	12.9
38	Gjirokastra	Gjirokastra	Gjirokastra	**0.15**	9,070	9.9
39	Gjirokastra	Gjirokastra	Lazarat	**4.37**	118	3.8
40	Kavaja	Kavaja	Kavaja	**0.22**	5524	8.8
41	Kavaja	Kavaja	Luz i Vogël	**1.83**	494	6.4
42	Kavaja	Kavaja	Golem	**3.39**	288	7.1
43	Korça	Korça	Korça	**0.14**	14,513	14.9
47	Korça	Maliq	Maliq	**0.65**	1,198	5.8

Nr.	Stacioni i Matjes	Prefektura	Njësia Vendore	TRPK *(Euro/ m^3)*	Konsumi Mesatar i Gazit 2020-2040 *('000 m^3)*	Kostot Kapitale *(mil. Euro)*
44	Korça	Maliq	Libonik	**3.20**	523	12.1
45	Korça	Korça	Drenova	**3.21**	326	7.6
46	Korça	Korça	Qendër Bulgarec	**3.24**	521	12.3
48	Kukës	Kukës	Kukës	**0.28**	3,900	8.3
49	Kukës	Kukës	Shtiqën	**6.73**	94	4.7
50	Lezha	Lezha	Lezha	**0.25**	3,547	6.7
51	Lezha	Lezha	Shëngjin	**3.32**	457	11
52	Lezha	Lezha	Balldren i Ri	**3.49**	328	8.4
53	Lezha	Lezha	Kolsh	**3.50**	225	5.8
54	Lezha	Lezha	Zejmen	**3.64**	290	7.7
55	Lezha	Lezha	Shënkoll	**3.79**	640	17.8
56	Lushnjë	Lushnjë	Lushnjë	**0.15**	12,036	13.5
57	Mamurras	Kurbin	Laç	**0.28**	4,017	8.5
58	Mamurras	Kurbin	Mamurras	**0.77**	3,513	20.8
59	Mamurras	Kurbin	Milot	**0.78**	1,946	11.5
60	Mamurras	Kurbin	Kodër-Thumana	**2.76**	838	16.8
61	Pogradec	Pogradec	Pogradec	**0.08**	5,865	3.1
62	Pogradec	Pogradec	Buçimas	**1.08**	876	6.8
63	Prrenjas	Prrenjas	Prrenjas	**0.12**	3,421	2.9
64	Prrenjas	Prrenjas	Rrajcë	**1.38**	365	3.7
65	Saranda	Saranda	Saranda	**0.31**	3,863	8.6
66	Shkodra	Shkodra	Shkodra	**0.12**	25,152	22.4
67	Shkodra	Malësia e Madhe	Koplik	**0.53**	1,257	5.1
68	Shkodra	Malësia e Madhe	Gruemira	**1.03**	516	3.9
69	Shkodra	Shkodra	Rrethinat	**1.06**	1,191	9.2
70	Shkodra	Malësia e Madhe	Qendër	**3.14**	281	6.4
71	Tepelena	Tepelena	Tepelena	**0.13**	1,997	1.9
72	Tirana 1	Kamëz	Kamëz	**0.16**	17,270	19.4
73	Tirana 1	Kamëz	Paskuqan	**0.69**	3,298	16.2
74	Tirana 1	Vora	Vora	**0.70**	2,891	14.8
75	Tirana 1	Tiranë	Kashar	**0.76**	4,015	21.6
76	Tirana 1	Vora	Preza	**2.06**	438	6.4
77	Tirana 1	Tirana	Zall-Herr	**2.27**	786	12.8
78	Tirana (1+2)	Tirana	Tirana	**0.08**	113,707	61.6
79	Tirana 2	Tiranë	Farka	**0.76**	2,093	11.3
80	Tirana 2	Vora	Peza	**0.80**	558	3.1
81	Tirana 2	Tiranë	Vaqarr	**0.81**	791	4.5
82	Tirana 2	Vora	Bërxulla	**0.81**	855	4.9
83	Tirana 2	Tiranë	Ndroq	**2.02**	476	6.8

Nr.	Stacioni i Matjes	Prefektura	Njësia Vendore	TRPK *(Euro/ m^3)*	Konsumi Mesatar i Gazit 2020-2040 *('000 m^3)*	Kostot Kapitale *(mil. Euro)*
84	Tirana 2	Tirana	Dajt	**2.12**	1,808	27.4
85	Vlora	Vlora	Vlora	**0.18**	17,290	23.1

4.5.4 Vlerësimi i zonës potenciale të gazifikimit

Në mënyrë që të gjendet përqindja e kërkesës totale të gazit mund të mbulohet nga sistemet e shpërndarjes së gazit, u krye një optimizim ekonomik i zhvillimit të rrjetit të gazit. Njësitë administrative që kanë konsum potencial të mjaftueshëm dhe që justifikojnë ndërtimin e rrjeteve të shpërndarjes janë automatikisht të përfshira (NJQV me TRPK të ulët). Megjithatë, duke i kombinuar njësitë vendore me potencial të lartë konsumi me zona të tjera me konsum më të vogël brenda sferës së të njëjtit stacion reduktimi (PRMS), mund të furnizohen njësi të tjera administrative me një tarifë të përballueshme. Duke zbatuar këtë koncept, lista e njësive të përshtatshme për t'u gazifikuar është paraqitur në tabelën e mëposhtme, sipas niveleve të ndryshme të tarifave të shpërndarjes së gazit.

Tabela 4.6: Zona Potenciale e gazifikimit për nivele të ndryshme tarife

PRMS	Njësitë Admin	Tarifa =<0.10 €/m³		Tarifa =<0.11 €/m³		Tarifa =<0.12 €/m³		Tarifa =<0.13 €/m³		Tarifa =<0.14 €/m³		Tarifa =<0.15 €/m³	
		Konsumi Mesatar 2020-2040	Kostot Kapitale	Konsumi Mesatar 2020-2040	Kostot Kapitale	Konsumi Mesatar 2020-2040	Kostot Kapitale	Konsumi Mesatar 2020-2040	Kostot Kapitale	Konsumi Mesatar 2020-2040	Kostot Kapitale	Konsumi Mesatar 2020-2040	Kostot Kapitale
		('000 m³)	(mil. Euro)	('000 m³)	(mil. Euro)	('000 m³)	(mil. Euro)	('000 m³	(mil. Euro)	('000 m³	(mil. Euro)	('000 m³)	(mil. Euro)
Fier	Fier Patos Roskovec Portëz Zharrëz Strum	30,137	22.0	30,399	24.2	30,399	24.2	30,399	24.2	30,399	24.2	30,754	34.5
Vlorë	Vlorë											17,290	23.1
Ballsh	Ballsh											2,940	3.3
Tepelenë	Tepelenë							1,997	1.9	1,997	1.9	1,997	1.9
Gjirokastër	Gjirokastër											9,070	9.9
Lushnjë	Lushnjë											12,036	13.5
Elbasan	Elbasan Cërrik Bradashesh Shirgjan Gostimë	49,723	37.5	50,194	42.1	50,529	45.8	50,529	45.8	50,529	45.8	50,914	56.8
Tiranë	Tirana Kamzë Paskuqan Vorë Kashar Farkë	134,275	97.2	134,275	97.2	137,166	112.1	141,181	133.7	143,832	148.1	145,478	157.6

PRMS	Njësitë Admin	Tarifa =<0.10 €/m³		Tarifa =<0.11 €/m³		Tarifa =<0.12 €/m³		Tarifa =<0.13 €/m³		Tarifa =<0.14 €/m³		Tarifa =<0.15 €/m³	
		Konsumi Mesatar 2020-2040 ('000 m³)	Kostot Kapitale (mil. Euro)	Konsumi Mesatar 2020-2040 ('000 m³)	Kostot Kapitale (mil. Euro)	Konsumi Mesatar 2020-2040 ('000 m³)	Kostot Kapitale (mil. Euro)	Konsumi Mesatar 2020-2040 ('000 m³	Kostot Kapitale (mil. Euro)	Konsumi Mesatar 2020-2040 ('000 m³	Kostot Kapitale (mil. Euro)	Konsumi Mesatar 2020-2040 ('000 m³)	Kostot Kapitale (mil. Euro)
	Pezë												
	Vaqar												
	Bërxullë												
Durrës	Shijak	79,005	52.4	80,831	64.5	81,713	70.6	82,052	76.7	82,052	76.7	82,052	76.7
	Durrës												
	Rrashbull												
	Xhafzotaj												
	Maminas												
Fushë-Krujë	Fushë-Krujë	12,136	9.2	12,136	9.2	12,136	9.2	12,136	9.2	12,136	9.2	12,136	9.2
Shkodër	Shkodër					25,152	22.4	25,152	22.4	26,409	27.5	26,925	31.3
	Koplik												
	Gruemirë												
Korçë	Korçë									14,513	14.9	14,513	14.9
Pogradec	Pogradec	5,865	3.1	5,865	3.1	5,865	3.1	5,865	3.1	5,865	3.1	5,865	3.1
Përrenjas	Përrenjas					3,421	2.9	3,421	2.9	3,421	2.9	3,421	2.9
Totali		**311,141**	**221.4**	**313,700**	**240.3**	**346,381**	**290.3**	**352,733**	**319.9**	**371,154**	**354.2**	**415,392**	**438.7**

Tregu i ardhshëm i gazit do të varet nga rentabiliteti jo vetëm i rrjetit të shpërndarjes, por edhe nga mundësitë e zhvillimit të rrjetit të transmetimit të gazit. Qëllimi final është që t'u sigurojë përdoruesve fundorë një çmim konkurrues në krahasim me lëndët e tjera djegëse.

4.5.5 Marrëdhëniet rregullatore dhe financiare

Në projektet e reja të gazifikimit, shkalla e penetrimit të gazit luan një rol të rëndësishëm, sepse ajo ndikon në zgjerimin e pritur të rrjetit të shpërndarjes dhe kështu ajo mund të rrezikojë lehtë qëndrueshmërinë e investimit. Për këtë arsye, është e zakonshme që projekte të tilla të mbështeten në një numër politikash rregullatore dhe skemash financiare mbështetëse për të krijuar një treg konkurrues të gazit dhe për të lehtësuar kalimin e përdoruesve fundorë drejt përdorimit të gazit natyror.

Ky seksion përshkruan politikat dhe masat të cilat mund të merren në mënyrë që të lehtësohet gazifikimi dhe të rritet probabiliteti i depërtimit të shpejtë të gazit. Këto politika dhe masa mund të ndahen në dy kategori kryesore; masat rregullatore dhe masa financiare mbështetëse për blerjen e instalimeve të rrjetit të brendshëm të gazit dhe për pajisjet e nevojshme (bojlerët, sobat etj.).

Masat rregullatore janë politikat publike që kanë për qëllim promovimin e investimeve të nevojshme dhe eliminimin e barrierave që dekurajojnë përdoruesit potencialë nga përdorimi i gazit. Për këtë arsye, politikat dhe masat që mund të zbatohen janë si më poshtë:

- Detyrimet e përfshira brenda kushteve të licencës së kompanive të shpërndarjes për të lidhur të gjithë konsumatorët që janë të gatshëm për të përdorur gazin natyror, në qoftë se ata janë të vendosur në një rajon ku lidhja është ekonomikisht dhe teknikisht e realizueshme.

- Detyrimi i zbatimit të kodeve të energjisë për ndërtesat rezidenciale dhe tregtare. Kodet e energjisë janë të njohura si një mënyrë e thjeshtë dhe efektive për të reduktuar konsumin e energjisë dhe pagesat e energjisë. Për më tepër këto kode mund të përdoren si kritere të mundshme përzgjedhëse për zbatimin e paketave financiare mbështetëse.

- Kur kodet e energjisë nuk mund të zbatohen, mund të përdoren standarde që sigurojnë kërkesat e detyrueshme minimale të efiçencës së energjisë për komponentët dhe pajisjet e ndërtimit.

- Kompanitë e gazit në përgjithësi janë në një pozicion të preferuar për të këshilluar klientët e tyre në përdorimin e gazit dhe për masat e tjera të efiçiencës së energjisë në shtëpitë e tyre me anë të programeve të menaxhimit të kërkesës. Për të përdorur këtë avantazh, vende të ndryshme e kanë bërë të detyrueshme stimulimin dhe promovimin e efiçiencës së energjisë për klientët e tyre.

- Së fundi, një masë më specifike mund të jetë detyrimi për të vendosur në ndërtesat e reja instalimet e ngrohjes dhe të sistemit të ujit të nxehtë që funksionojnë me gaz.

Rezultatet më të mira arrihen kur masat dhe politikat janë të kombinuara me paketa financiare mbështetëse apo me informacione të tjera. Në përgjithësi, mbështetja financiare mund të jetë në formën e grandeve dhe subvencioneve, kredive të lira dhe programeve të zëvendësimit të cilat janë skemat e përdorura në shumicën e vendeve. Në disa raste, stimuj të drejtpërdrejtë fiskalë, të tillë si kreditë tatimore për përdoruesit përfundimtarë ose prodhuesit, mund të zbatohen, edhe pse këto janë shumë më pak të përdorura në BE. Programet e mësipërme zakonisht ofrohen së bashku me fushata ndërgjegjësimi dhe këshillim falas nga OSSH-të lokale.

Programet e zakonshme financiare që mund të përdoren për rinovimin e ndërtesave mund të përmblidhen si më poshtë:

- **Skema mbështetëse nga programet e bashkë-financimit nga BE**
  Këto janë programe bashkë-financimi të cilat janë të menaxhuara nga bankat tregtare të nivelit të dytë dhe ofrojnë stimuj për të përmirësuar efikasitetin e energjisë në ndërtesat e banimit. Shtëpitë që mund të kualifikohen janë ndërtesa rezidenciale apo apartamente individuale dhe shtëpi të shkëputura që plotësojnë disa kritere të para-përcaktuara si zona apo kategoria e ndërtimit. Burimet e financimit janë një përzierje grandesh dhe kredish pa interes (subvencionim 100% të interesit). Niveli i grandeve mund të ndryshojnë nga 15% në 75% të vlerës së përgjithshme të investimeve, ndërsa kredia ka një periudhë shlyerje prej 4, 5, ose 6 vjetësh. Për të dy produktet, kushtet e veçanta janë objekt i të ardhurave vjetore të konsumatorit.
- **Skema mbështetëse nga OSSH-G**
  Kjo skemë financimi mund të ofrohet nga OSSH-G dhe ka të bëjë me kreditë pa interes që mbulojnë kostot e konvertimit të instalimeve të brendshme të ngrohjes. Madhësia e kredisë dhe periudha e shlyerjes përcaktohet nga kapaciteti i instaluar i bojlerit dhe sipas karakteristikave të tregut, ndërsa detyrimi i shlyerjes është përfshirë në faturën e gazit.

- **Skema pagesash të reduktuara për tarifat e lidhjes me rrjetin**
  Një reduktim i tarifave të lidhjes me rrjetin ekzistues të gazit natyror midis 50% dhe 100% në varësi të nivelit të të ardhurave të konsumatorit dhe kapacitetit të bojlerit mund të ofrohet nga OSSH-G.

Paketat e mësipërme aplikohen për përdoruesit rezidencialë të gazit dhe zakonisht ofrohen për një kohë të kufizuar dhe ri-aplikohen përsëri në një fazë të mëvonshme.

Së fundi, koncepti i "Kompanisë së Shërbimit të Energjisë" mund të aplikohet për të lehtësuar procesin e gazifikimit. Kompania e Shërbimit të Energjisë është një person fizik ose juridik që ofron shërbime të energjisë apo masa të tjera të përmirësimit të efikasitetit të energjisë në objektet apo ndërtesat e përdoruesve,

dhe merr përsipër një shkallë të rrezikut financiar gjatë këtij procesi. Pagesa për shërbimet e ofruara bazohet tërësisht ose pjesërisht në arritjen e përmirësimeve të efiçiencës së energjisë dhe në plotësimin e kritereve të tjera të dakordësuara të performancës. Modelet e ofruara në këto shërbime mund të marrin forma të ndryshme dhe rezultojnë në modele të ndryshme kontratash dhe marrëveshjesh financimi. Në fakt, paketa e shërbimit të këtyre kompanive nuk përfshin automatikisht financimin, i cili mund të ofrohet nga pronari i ndërtimit, nga Kompania e Shërbimit të Energjisë apo nga ndonjë partner i tretë financues. Në çdo rast, Kompania e Shërbimit të Energjisë mund të përdoret si lehtësues i financimit.

4.5.6 Konkluzione

Qëllimi i këtij kapitulli është përcaktimi dhe vlerësimi i zonave ekonomikisht të mundshme në të cilat mund të shpërndahet gazi. Për këtë qëllim, një analizë teknike u krye për të llogaritur madhësinë e kërkuar të investimeve kapitale për çdo zonë të shpërndarjes, e ndjekur më pas nga një vlerësim ekonomik. Së fundi, duke zbatuar parimin që qendrat me konsum të mjaftueshëm të gazit mund të mbështesin zonat më pak tërheqëse, janë përcaktuar zonat e mundshme të shpërndarjes së gazit. Nga analiza, mund të nxirren përfundimet e mëposhtme:

- Zona e Fierit, Vlorës, dhe Ballshit paraqet një trekëndësh të rëndësishëm të konsumit të gazit në të cilën janë lokalizuar shumica e konsumatorëve spirancë të gazit.

- Zona e Tiranës dhe Durrësit përbën zonën kryesore me konsum të konsiderueshëm të gazit në Shqipëri. Kontributi i sektorit të shërbimit dhe rezidencial ndaj totalit të konsumit arrin në 32%, ndërsa sektori industrial përbën 37% të konsumit. Për rrjedhojë, rekomandohet që kjo zonë të konsiderohet si qendra numër një e shpërndarjes së gazit.

- Normat e lidhjes gazit të ndikojnë dukshëm mbi normën e pritur të zgjerimit dhe rentabilitetin e rrjetit të shpërndarjes dhe mund të rrezikojë qëndrueshmërinë e investimit. Për këtë arsye, është e nevojshme, paralelisht me zhvillimin e rrjetit, për të futur skemat financiare mbështetëse për të lehtësuar konsumatorët fundorë për të kaluar drejt përdorimit të gazit. Rekomandohet që këto skema të shoqërohen me politikat rregullatore dhe masa administrative.

- Për shkak të karakteristikave demografike të Shqipërisë (numër i madh vendbanimesh me densitet të ulët të popullsisë për vendbanim), vëllimi i përgjithshëm i gazit nuk ndryshon ndjeshëm nga rritja e tarifave. Një rritje e tarifave 10% çon në një rritje margjinale të konsumit të gazit me rreth 2.5%, për shkak të madhësisë së vogël të njësive administrative shtesë, me përjashtim të rasteve kur një qendër me konsum të mjaftueshëm të gazit bëhet pjesë e analizës. Megjithatë, kostot kapitale rriten në mënyrë të konsiderueshme nëse shtohen zona të reja kur ato bëhen rentabël me rritjen e tarifave. Një rritje e tarifave me 10% çon në një rritje proporcionale të kërkesave për investime kapitale.

Duhet theksuar se, meqë tarifa të shpërndarjes së gazit është një nga elementët që përcaktojnë çmimin e shitjes me pakicë të gazit, çdo rritje e tarifës do të mundësojë zhvillimin më të gjerë të sistemit të shpërndarjes për sa kohë që pozita e gazit natyror në krahasim me lëndët e tjera djegëse konkurruese mbetet e njëjtë.

5 Sistemi i Transmetimit – Vlerësimi Teknik dhe Ekonomik

5.1 Të dhënat themelore të Sistemit të Transmetimit

5.1.1 Korridoret e Gazsjellësve

Si pjesë e zhvillimit të master planit të gazit, rrjeti i transmetimit të gazit për Shqipërinë është zhvilluar me qëllimin për të arritur të gjitha qendrat kryesore të konsumit dhe vendet fqinje në një mënyrë sa më ekonomike, dhe me një ndikim minimal në mjedis. Koncepti i propozuar më poshtë bazohet në korridorin e Gazsjellësit Adriatik-Jonian.

Për të përcaktuar gjurmën e gazsjellësve potencialë janë përdorur hartat topografike të shkallës 1: 25,000 dhe programi kompjuterik QGIS Val, i cili është i disponueshëm publikisht. Korridoret më të përshtatshëm për tubacionet e gazit janë përzgjedhur duke marrë në konsideratë minimizimin e gjatësisë dhe ndikimeve mjedisore. Gjithashtu është llogaritur presioni i gazit dhe është bërë optimizimi hidraulik.
Në përgjithësi, vlerësimi i gjurmës së gazsjellësve ka të bëjë me konfirmimin se korridoret e përzgjedhura janë të përshtatshme për ndërtimin e tubacioneve, bazuar në praktikat e njohura të ndërtimit. Këto praktika janë përshkruar në këtë raport së bashku me teknikat e veçanta të ndërtimit që do të zbatohen në kryqëzimet kryesore.

Korridoret e tubacioneve kalojnë nëpër terrene të ndryshme, që ndryshojnë nga toka të sheshta bujqësore në rajone malore dhe shkëmbore. Korridoret kryqëzohen me disa lumenj, hekurudha, rrugë magjistrale, dhe rrugë lokale. Përshtatshmëria e çdo vendkalimi do të vlerësohet dhe konfirmohet për korridoret e përzgjedhura në Planin e Identifikimit të Projekteve që përmbledh projektet prioritare të investimeve.

5.1.2 Kërkesat e sigurisë

Gjatë projektimit të tubacioneve të transmetimit të gazit kujdes i veçantë duhet t'i kushtohet përzgjedhjes së korridorit të tubacioneve të gazit. Përzgjedhja e korridorit duhet të marrë parasysh ndërtimin, operimin, mirëmbajtjen dhe së fundmi braktisjen e tubacionit në fund të jetës operacionale. Përzgjedhja e korridorit duhet të marrë parasysh gjithashtu zhvillimet e parashikuara urbane dhe të industrisë.

Faktorët që duhet të merren parasysh gjatë përzgjedhjes së korridorit përfshijnë:

- Sigurinë publike dhe të personelit;
- Mbrojtja e mjedisit;
- Mbrojtja e pronës dhe objekteve të tjera;

- Aktivitetet e palëve të treta;
- Kushtet gjeoteknike, hidrologjike, dhe të korrozionit;
- Kërkesat e ndërtimit, operimit dhe mirëmbajtjes;
- Kuadri ligjor kombëtar apo lokal;
- Eksplorimi në të ardhmen.

Materialet e tubacionit duhet të kenë vetitë mekanike të nevojshme, të tilla si forca dhe rezistenca, për të përmbushur kërkesat e projektimit dhe të kontrollit të korrozionit. Materialet duhet të jenë të përshtatshme për metodat e ndërtimit për të cilat do të përdoren.

Duhet të merren parasysh edhe kërkesat teknike dhe standardet për mbrojtjen e njerëzve dhe pasurisë, mbrojtjen e tubacioneve të naftës dhe gazit, dhe impianteve dhe pajisjeve, të cilat janë pjesë përbërëse e sistemit të tubacionit.

Shembuj të kërkesave të sigurisë të përcaktuara të zbatuara në praktikë janë dhënë në Aneksin 10.

5.1.3 Standardet dhe Rregulloret Teknike të Sektorit të Gazit në Shqipëri

Ligji i ri për sektorin e gazit natyror Nr. 102/2015 dhe normat dhe standardet ndërkombëtare, janë marrë në konsideratë për përgatitjen e këtij raporti, si edhe standardet standardet ndërkombëtare dhe evropiane ISO dhe EN. Shumë prej tyre janë adoptuar si standarde shqiptare nga Drejtoria e Përgjithshme e Standardizimit së Shqipërisë (DPS).

Në këtë raport janë marrë gjithashtu në konsideratë Rregullat Teknike Shqiptare për Gazin Natyror janë miratuar kohët e fundit dhe dy vendimet e Këshillit të Ministrave (Vendimi Nr. 1030, datë 27.11.2013, dhe Vendimi Nr. 104, i datës 02.04.2015).

STANDARDET SHQIPTARE PËR GAZIN NATYROR

- G 463 Linjat e gazit me tuba çeliku për presion operimi mbi 16 bar – Konstruksioni;

- G 469 Metodat e testimit nën presion për transmetimin dhe shpërndarjen e gazit;

- G 488 Impiantet për matjen e cilësisë së gazit – projektimi, ndërtimi, operimi;

- G 491 Stacionet e rregullimit të presionit të gazit për presionet hyrëse deri në, dhe përfshi, 100 bar; projektimi, fabrikimi, instalimi, testimi, kolaudimi dhe operimi.

- G 492 Stacionet e matjes së gazit për një presion operimi deri në e përfshi 100 bar; projektimi, fabrikimi, ndërtimi, testimi, kolaudimi, operimi dhe mirëmbajtja;

- GW 12 Projektimi dhe ndërtimi i mbrojtjes katodike nga korrozioni (MKK) për enët depozituese nëntokësore dhe linjat e tubacioneve prej çeliku;

- GW 350 Lidhjet me saldim në linjat e tubacioneve prej çeliku në furnizimin me gaz dhe me ujë – prodhimi, testimi dhe vlerësimi.

Normat dhe standardet ndërkombëtare të mëposhtme janë marrë parasysh për këtë projekt.

STANDARTET EVROPIANE APO STANDARDET SHQIPTARE TË ADOPTUARA NGA ATO EVROPIANE

- EN 14161: Industritë e naftës dhe gazit natyror - Sistemet e transportit nëpërmjet tubacioneve;
- SSH EN 1594: Sistemet e furnizimit me gaz - Tubacionet për presion maksimal pune mbi 16 bar - Kërkesat funksionale;
- SSH EN 1776: Sistemet e furnizimit dhe të matjes së gazit natyror - Kërkesat teknike të funksionimit;
- SSH EN 12186: Sistemet e furnizimit me gaz – Impiantet e rregullimit të presionit të gazit për transmetimin;
- SSH EN 12327: Sistemet e furnizimit me gaz –Testimi në presion, Kolaudimi dhe Nxjerrja jashtë Pune – Kërkesat teknike funksionale;
- EN 12583: Sistemet e furnizimit me gaz, Stacionet e kompresorëve të gazit, Kërkesat teknike funksionale.

STANDARDET AMERIKANE / STANDARDET ISO

- API 5L:2008: Specifikimet për tubacionet;
- ISO 3183:2007: Industritë e naftës dhe e gazit natyror – Tubat e çelikut për sistemet e transportit nëpërmjet tubacioneve.

Bazuar në rrugët e propozuara, karakteristikat e tyre, kërkesat teknologjike dhe teknike dhe metodat e ndërtimit, janë përcaktuar kostot e investimeve.

5.2 Përshkrimi i korridoreve të gazsjellësve duke përfshirë faktorët mjedisorë dhe socialë

Në vijim janë dhënë përshkrimet gjeografike të korridoreve të gazsjellësve që janë identifikuar nga vlerësimi teknik, dhe të dhënat e tjera mjedisore dhe sociale që lidhen me këto korridore. Një paraqitje e përgjithshme e rrjetit është paraqitur në Figura 5-1 më poshtë. Në këtë figurë janë paraqitur gjithashtu gazsjellësit TAP dhe IAP.

Gjurma e gazsjellësit TAP është përcaktuar tashmë, dhe punimet për gazsjellësin janë inauguruar, si rrjedhim përshkrimi i këtij korridori nuk është i nevojshëm.

Edhe gjurma e gazsjellësit IAP është përcaktuar tashmë nga një studim i mëparshëm fizibiliteti (dimensionet aktuale të këtij gazsjellësi janë ende për t'u përcaktuar). Në këtë raport jepen përshkrime të seksioneve të këtij gazsjellësi pasi gjurma e këtij gazsjellësi do të jetë pjesë e gjurmës së rrjetit të gazit natyror në Shqipëri.

Sistemi i transmetimit të gazit të Shqipërisë është projektuar në mënyrë që të mundësojë furnizimin e 85 njësive vendore të përzgjedhura, si dhe vendeve fqinjë Kosovën dhe ish Republikën Jugosllave të Maqedonisë.

Supozohet se gazifikimi i Shqipërisë fillon me fillimin e funksionimit të gazsjellësit TAP-it si infrastruktura kryesore gazifikuese. Meqë shumica e njësive vendore me konsum të lartë janë të vendosura në pjesën bregdetare, dhe atë perëndimore të Shqipërisë, që është edhe zona ku është parashikuar të ndërtohet edhe gazsjellësi IAP, gjurma e këtij gazsjellësi do të konsiderohet si një pjesë e rëndësishme e sistemit të transmetimit të gazit në Shqipëri. Tubacionet e mbetura janë përcaktuar në mënyrë të atillë që të arrihen njësitë vendore e mëdha dhe konsumatorët "spirancë", duke përdorur rrugën më të shkurtër të mundshme, dhe duke marrë parasysh faktorët gjeologjikë, topografikë, mjedisorë dhe socialë. Në këtë drejtim, njësitë vendore në afërsi të Beratit, dhe në afërsi të Korçës do të furnizohen direkt nga stacionet e reduktimit të TAP-it.

Korridoret e tubacioneve drejt Kosovës dhe ish Republikës Jugosllave të Maqedonisë janë shtrirë në përputhje me studimet e bëra më parë (Studimi mbi Zbatimin e Rregullores 994/2010 EC për Masat mbi Sigurinë e Furnizimit me Gaz në Komunitetin e Energjisë, dhe Raporti Final i Studimit të Gazifikimit Rajonal për Evropën Juglindore i janarit 2009), në mënyrë që të mundësojnë gjithashtu furnizimin e njësive vendore në ato drejtime. Një pjesë e rrjetit perspektiv të transmetimit të gazit kalon mbi korridoret e tubacioneve ekzistuese. Ndërkohë, tubacioni drejt Elbasanit është i projektuar në mënyrë që të lejojë lidhjen e sistemit të transmetimit me zonat e mundshme të depozitimit nëntokësor të gazit në Dumre.

Korridoret perspektive të gazsjellësve janë të ndara në seksione (shih Figurën 5-1 dhe Tabela 5.15-1 bazuar në pikat ku tubacionet degëzohen ose bazuar në karakteristikat hidraulike që janë analizuar si pjesë e projektimit. Informacioni rreth korridoreve të tubacionit shërbeu për llogaritjen e kostove kapitale dhe operacionale përmes identifikimit të karakteristikave të terrenit dhe faktorëve mjedisorë dhe socialë që mund të ndikojnë mbi këto kosto. Karakteristikat gjeologjike, mjedisore, dhe sociale të çdo seksioni të rrjetit të transmetimit janë përshkruar në kapitujt e mëposhtëm. Ky përshkrim u bazua në materialet zyrtare

- Rreziqet gjeologjike Harta e Shqipërisë. Shkupi dhe bashkëpun, 2000.
- Harta gjeologjike e Shqipërisë, 1: 200,000. Xhomo dhe bashkëpun, 2002;
- Harta hidrogjeologjik e Shqipërisë, 1: 200,000. 2015; dhe
- Harta e zonave të mbrojtura në Shqipëri. MM, 2015;

Gjithashtu u shqyrtuan:

- Harta e zonave të përmbytjeve të Shqipërisë me frekuencë 1 herë në 100 vjet. UNDP, Shqipëri, 2003;
- Harta arkeologjike e Shqipërisë. Ministria e Kulturës, 2014;
- Konferenca e Dytë Kombëtare për ndryshimet klimatike. Ministria e Mjedisit, 2009.
- Rrjeti Rrugor dhe hekurudhor;
- Korridoret e tubacioneve ekzistuese të naftës dhe të gazit;
- Hartat morfologjike; dhe
- Informacione mbi mënyrën e përdorimit të tokave aktualisht.

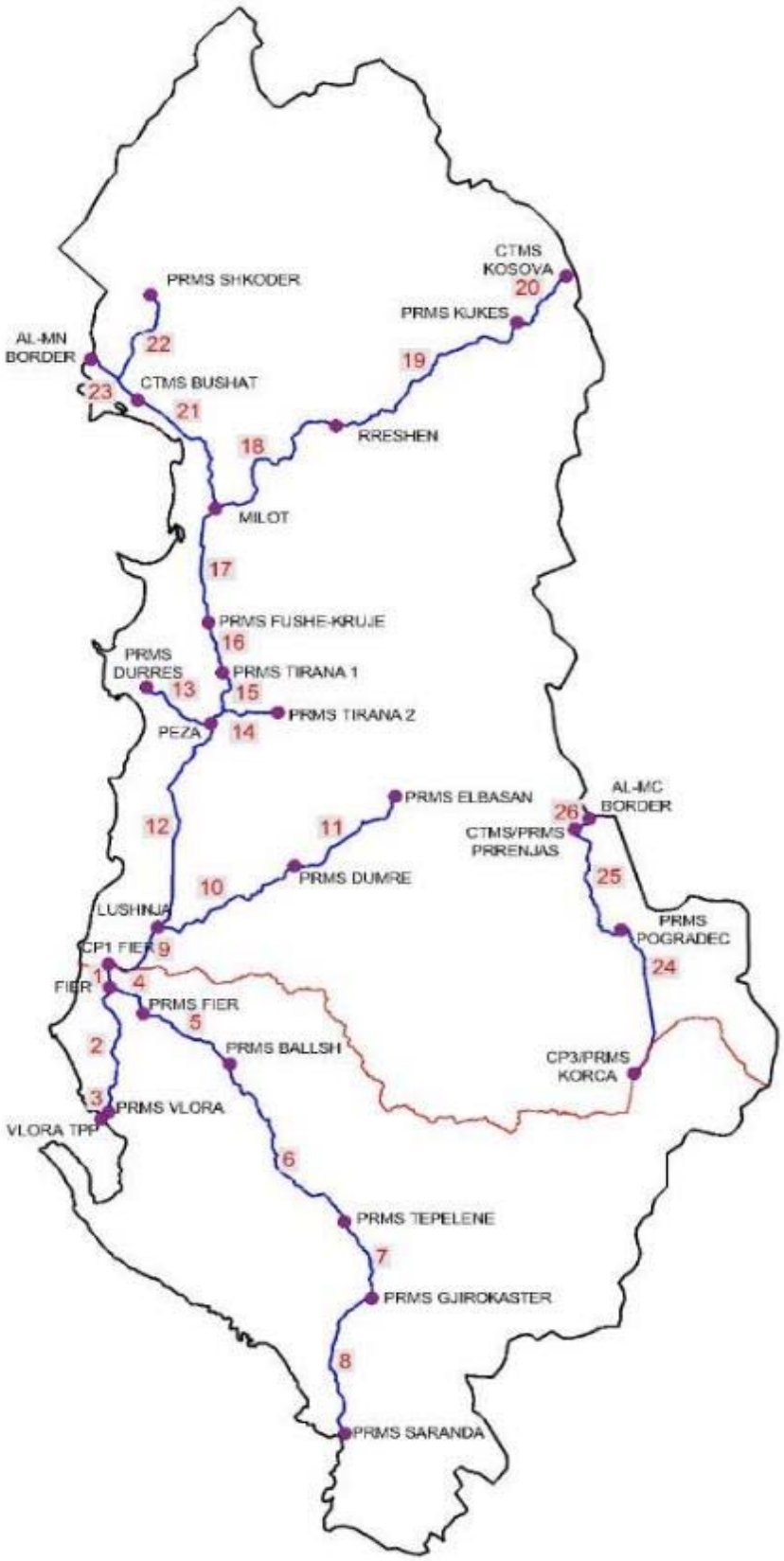


Figura 5-1: Seksionet e Gazsjellësve

Gjatësitë e degëve të planifikuara të sistemit të transmetimit të gazit në Shqipëri, si dhe përshkrimet që lidhen me vështirësinë e ndërtimit janë dhënë në Tabelën 5-2 më poshtë.

Tabela 5.1: Informacion për seksionet e planifikuar të gazsjellësve në Shqipëri

Nr.	Fillimi-Mbarimi	Gjatësia (km)	Karakteristikat Kryesore
1	CP1 FIER – FIER	5.1	Kalon kryesisht në toka të sheshta bujqësore
2	FIER - PRMS VLORË	31,6	Kalon kryesisht në toka bujqësore, dhe zona pjesërisht të populluara. Kryqëzohet me disa rrugë transporti, dhe me lumin Vjosa
3	PRMS VLORË – TEC VLORA	3.1	Kalon nëpër zonën e sheshtë të lagunës së Nartës. Kalon hekurudhën Fier-Vlorë dhe pyllin e Sodës.
4	FIER - PRMS FIER	10.3	Kalon kryesisht në toka bujqësore, dhe pjesërisht në periferi të qytetit të Fierit
5	PRMS FIER - PRMS BALLSH	23.1	Kalon nëpër terren kryesisht kodrinor. Kryqëzohet me rrugë shtetërore si edhe me lumin e Gjanicës
6	PRMS BALLSH - PRMS TEPELENË	48.6	Kalon terrene të ndryshme, kryesisht kodrinore, e ndjekur nga terrene malore, si dhe përbri qyteteve Memaliaj dhe Tepelenë. Kryqëzohet shpesh me lumenjtë Drino dhe Vjosë
7	PRMS TEPELENË - PRMS GJIROKASTËR	19.4	Kalon përgjatë luginës së lumit Vjosa;
8	PRMS GJIROKASTËR – PRMS SARANDË	35.7	Kalon në zonë malore dhe prek Rezervatin Natyror të Kardhiqit.
9	CP1 FIER – LUSHNJË	15,7	Kalon kryesisht nëpër toka bujqësore, dhe kapërcen lumin e Semanit.
10	LUSHNJË - PRMS DUMREA	35	Kalon kryesisht nëpër toka bujqësore, disa kodra të ulëta dhe segmente të shkurtra të populluara.
11	PRMS DUMREA - PRMS ELBASAN	32.3	Kalon kryesisht nëpër toka bujqësore dhe disa kodra të ulëta duke përfunduar në zonat periferike urbane të Elbasanit. Kryqëzohet me lumin Shkumbin.
12	LUSHNJË - PEZË	51.7	Kalon nëpër terrene të përziera midis tokave bujqësore, kodrave dhe zonave pjesërisht malore. Kryqëzohet me lumin Erzen.
13	PEZË - PRMS DURRËS	17,7	Kalon toka bujqësore dhe pjesërisht nëpër kodra të ulëta dhe zona të populluara. Kryqëzohet me lumin Erzen.
14	PEZË - PRMS TIRANA 2	16,8	Kryesisht kalon nëpër zona kodrinore dhe terren të thyer. Kalon pjesërisht nëpër fshatra të populluara dhe në periferinë urbane të Tiranës. Kryqëzohet me lumin Erzen dy rrugë kombëtare dhe autostradën e re Tiranë-Elbasan.
15	PEZË - PRMS TIRANA 1	14,8	Kryesisht kalon nëpër zona kodrinore dhe me terren të thyer. Kalon pjesërisht nëpër fshatra të populluara dhe në periferinë e Tiranës. Kryqëzohet me rrugë kombëtare dhe lokale.
16	PRMS TIRANA 1 – PRMS FUSHË-KRUJË	39,2	Kalon tokat kryesisht bujqësore dhe zonat me popullsi të dendur. Kryqëzohet me lumin Ishëm dhe lumenj të tjerë më të vegjël.
17	PRMS FUSHË-KRUJË - MILOT	39,2	Kalon tokat kryesisht bujqësore dhe zona me popullsi të dendur. Kryqëzohet me lumin Mat dhe lumenj të tjerë më të vegjël.
18	MILOT - RRËSHEN	42.5	Kryesisht kalon nëpër luginën e Matit dhe Fanit dhe kryqëzon këta lumenj disa herë. Shpesh kalon nëpër terren të vështirë malor.

19	RRËSHEN - PRMS KUKËS	51,5	Kalon kryesisht terren të vështirë malor dhe shkëmbor dhe nëpër luginën e ngushtë të Fanit të Vogël. Kalon liqenin e Fierzës
20	PRMS KUKËS - CTMS KOSOVË	16,8	Kalon terren kryesisht kodrinor, toka bujqësore dhe në periferi të zonës urbane të Kukësit, duke përfunduar në kufirin me Kosovën.
21	MILOT - CTMS BUSHAT	33,2	Kalon kryesisht nëpër toka bujqësore, dhe disa kodra të thyera. Kalon përbri disa zonave disi të populluara. Kryqëzohet me lumin Drin.
22	CTMS BUSHAT - PRMS SHKODËR	29,8	Kalon nëpër tokat bujqësore dhe afër zonave të populluara në rrethinat e Shkodrës. Kryqëzon degën e madhe të lumit Drin që përfundon ne Lumin e Bunës.
23	CTMS BUSHAT – KUFIRI ME MALIN E ZI	13,5	Kryesisht kalon nëpër toka bujqësore dhe përfundon në kufirin me Malin e Zi
24	CP3/PRMS KORÇË - PRMS POGRADEC	35.3	Kalon nëpër terren që ndryshon nga toka bujqësore, në kodra shkëmbore dhe më pas terren të vështirë malor. Kapërcen disa rrugë kombëtare dhe lokale.
25	PRMS POGRADEC - CTMS/PRMS PËRRENJAS	31.4	Kalon një terren të vështirë malor. Kapërcen disa rrugë kombëtare dhe lokale.
26	CTMS/PRMS PËRRENJAS - KUFIRI ME IRJM	5	Kryesisht kalon në kodrat shkëmbore dhe përfundon në kufirin me Maqedoninë

5.2.1 Seksioni 1: CP1 Fier - Fier

Ky seksion është 5.1 km dhe është i vendosur në tokat e sheshta bujqësore të Myzeqesë së Vogël. Shtresat sipërfaqësore të tokës janë të përbëra nga rëra, zhavorre, dhe konglomeratë, të Pleistocenit dhe Holocenit të cilat janë me origjinë aluvionale (Klasa E ose D, sipas Klasifikimit të Euro kodit). Si të tilla këto toka janë të lehta për t'u gërmuar. Në bazë të Klasifikimit të gërmueshmërisë këto toka pritet të jenë të klasës I ose II.

Korridori kalon kryesisht nëpër toka bujqësore, larg nga vendbanimet e njerëzve. Sa i përket ndikimit në mjedis, nuk ka zona të mbrojtura apo monumente të natyrës afër këtij seksioni të tubacionit të ardhshëm. Për sa i përket rreziqeve gjeologjike, ka një thyerje tektonike pranë korridorit të këtij seksioni, siç mund të shihet në figurën më poshtë djathtas.

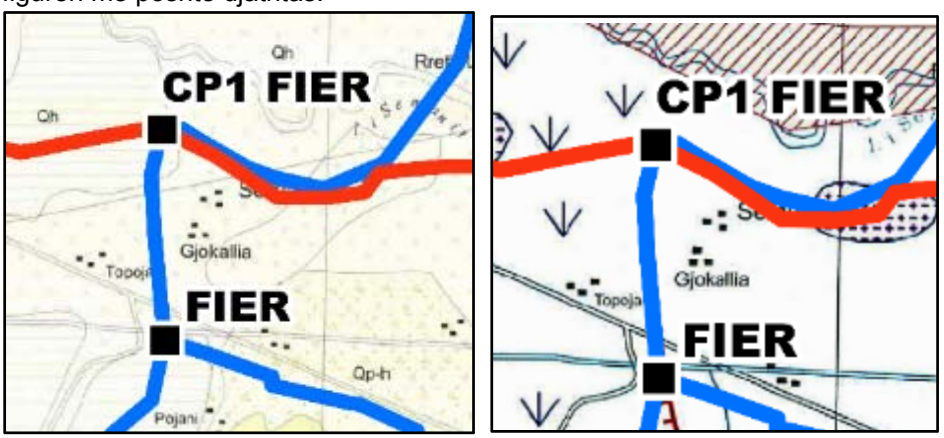


Figura 5-2: Harta gjeologjike dhe harta e rreziqeve për Seksionin 1

Korridori kapërcen disa rrugë lokale dhe kanalin e Hoxharës, i cili shkon pingul me drejtimin e tubacionit.

5.2.2 Seksioni 2: Fier – PRMS Vlorë

Ky seksion është 31.6 km i gjatë dhe në mënyrë të ngjashme si dy pjesët e mëparshme kalon nëpër toka të sheshta bujqësore. Formacionet gjeologjike janë rëra, zhavorre, dhe konglomeratë, të cilat janë me origjinë aluvionale dhe si pasojë nuk janë të vështira për t'u gërmuar (niveli I-II i gërmueshmërisë). Pjesa e fundit (rreth 18 km) kalon nëpër peizazhin e mbrojtur Vjosë-Nartë (shih Figurën 5-3 poshtë në të djathtë). Formacionet gjeologjike janë përsëri rëra dhe argjila, por dallimi është se këto depozitime kanë edhe origjinë detare.

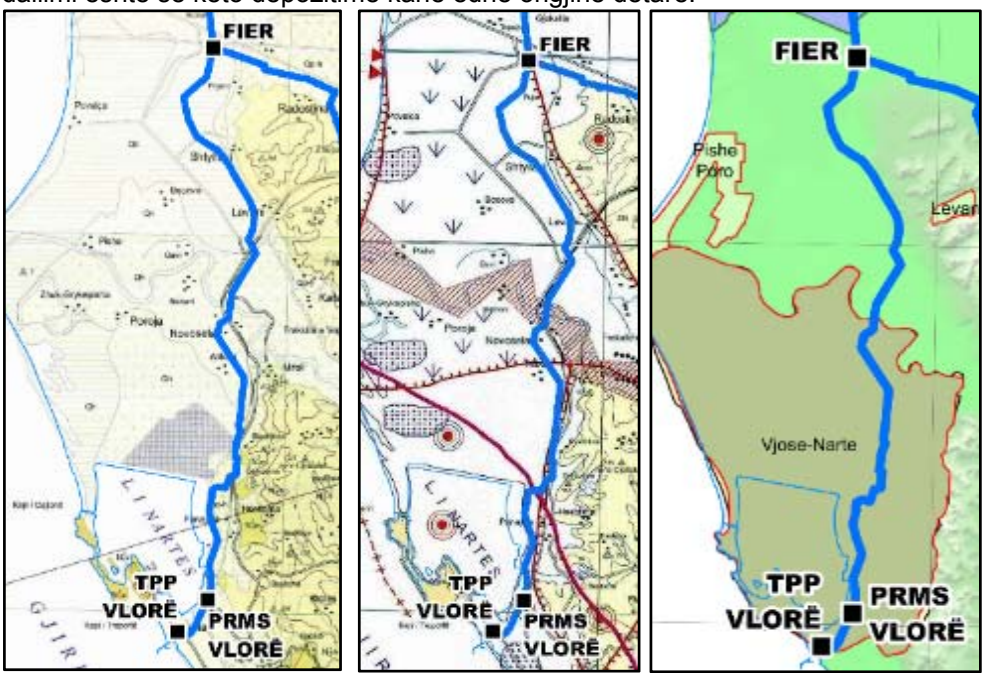


Figura 5-3: Harta gjeologjike, e rreziqeve dhe e zonave të mbrojtura për Seksionin 2 dhe 3

Ky seksion i veçantë është gjithashtu brenda një zone me intensitet të lartë sizmik (niveli IX sipas shkallës MSK ose rreth 7-8 sipas shkallës Rikter). Përveç kësaj, në këtë seksion ka një thyerje tektonike që shkon paralel me korridorin e tubacionit për gati 20 km dhe dy thyerje të tjera tektonike që kalojnë në mënyrë pingule me korridorin e tubacionit. Meqë trashësia e depozitimeve të Kuaternarit është e konsiderueshme, nuk ka ndonjë rrezik nga këto thyerje tektonike në rast tërmeti.

Korridori i gazsjellësit kapërcen lumin e Vjosës dhe akuiferin e saj kuaternar, që është një zonë e ndjeshme ndaj përmbytjeve, në rast reshjesh të rënda.

Përndryshe korridori i tubacionit shkon përgjatë rrugës së vjetër nacionale nga Fieri në Vlorë dhe më pas përgjatë autostradës së re Fier-Vlorë. Shumicën e kohës korridori është paralel me këto rrugë, por herë pas here i kapërcen ato.

Nga pikëpamja sociale, korridori ndodhet relativisht larg zonave të banuara, por ka raste që kalon në afërsi të disa pronave ku zhvillohet aktivitet prodhues industrial.

Ndërkohë nga pikëpamja arkeologjike korridori kalon në afërsi të qytetit antik të Apollonisë. Përreth kësaj zone janë gjetur artefakte arkeologjike, prandaj është i nevojshëm që të kryhet një studim i detajuar arkeologjik, në përputhje me ligjin shqiptar "Për trashëgiminë kulturore" si përpara dhe gjatë punimeve të ndërtimit. Ky studim duhet të kryhet gjithashtu në afërsi të TEC-it të Vlorës për shkak të mbetjeve të mundshme arkeologjike në afërsi të bregdetit.

Në mënyrë të ngjashme, punimet e ndërtimit që prekin zonat brenda Peizazhit të Mbrojtur Vjosa-Narta duhet të kryhen në përputhje me dispozitat e Ligjit shqiptar Nr. 10431 të 6 qershorit 2011, "Për mbrojtjen e mjedisit", si dhe VKM Nr. 680/2004 për këtë zonë të mbrojtur.

Për të shmangur, sa më shumë që të jetë e mundur ndikimet e mundshme mjedisore dhe sociale, përzgjedhja e korridorit të ardhshëm të gazit nga Fieri në Vlorë duhet të marrë në konsideratë, hekurudhën dhe rrugën e re Fier-Vlorë, si dhe konkluzionet e Programin e Menaxhimit të Integruar dhe të Pastrimit të Zonës Bregdetare[7].

5.2.3 Seksioni 3: PRMS Vlorë – TEC-i i Vlorës

Ky seksion është vetëm 3.1 km i gjatë dhe lidh PRMS Vlorën me TEC-in e Vlorës. Për rreth 2 km korridori i tubacionit kalon midis lagunës së Nartës dhe fshatit Nartë. Kjo zonë është pjesë e Lagunës së Nartës dhe përmbytet nga uji gjatë kohës së shirave të dendur. Formacionet gjeologjike janë përsëri rëra dhe argjila me origjinë detare por me përmbajtje të lartë organike (Klasa E në bazë të Klasifikimit të dherave sipas Euro kodit). Këto toka janë të buta dhe të lehta për t'u gërmuar (Klasa I ose Klasa II), por nga ana tjetër niveli i ujërave nëntokësore është shumë i cekët, gjë që mund të kërkojë marrjen e masave të veçanta për tharjen e hendekut të tubacionit gjatë ndërtimit.

Për 0.5 km e fundit vetëm para se të arrijë TEC-in e Vlorës, korridori i tubacionit kalon nëpër pyllin e Sodës. Ky pyll është mbjellë në vitet shtatëdhjetë, me qëllim për të mbrojtur bregdetin nga erozioni detar. Ky pyll është shumë i dendur dhe është i përbërë nga pisha të buta.

5.2.4 Seksioni 4: Fier – PRMS Fier

Ky seksion është 10.3 km i gjatë dhe kryesisht i sheshtë. Seksioni kalon kryesisht nëpër një terren të sheshtë (me përjashtim të zonës pranë PRMS Fier, e cila karakterizohet nga kodra të buta). Tokat në këtë pjesë janë rëra, zhavorre, dhe konglomeratë me origjinë aluvionale, si në seksionin e mëparshëm. Konsistenca e tyre është e ngjashme me Klasat E ose D, sipas Klasifikimit të Euro kodit. Në ngjashmëri me seksionet e mëparshme, këto toka pritet të kenë gërmueshmëri të lartë (niveli I ose II). Nuk ka rreziqe të rëndësishme gjeografike dhe gjeologjike brenda këtij seksioni të tubacionit.

[7] VKM Nr. 242 dt. 21-4-2015 "Për miratimin e dokumentit të Politikave të Zhvillimit për Programin e Menaxhimit të Integruar dhe të Pastrimit të Zonës Bregdetare

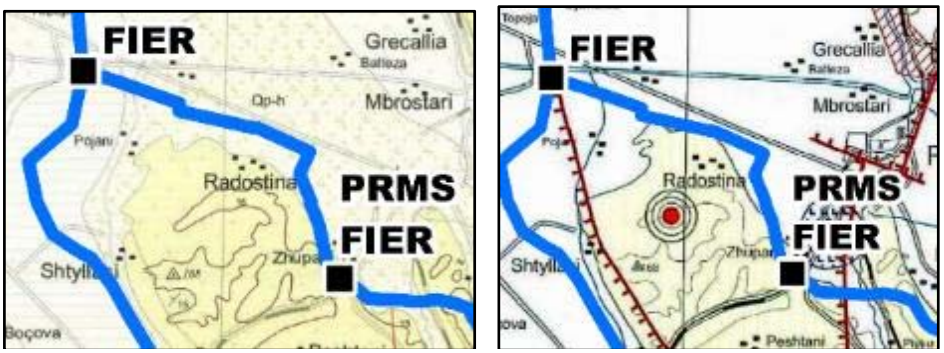


Figura 5-4: Harta gjeologjike dhe e rreziqeve për Seksionin 4

5.2.5 Seksioni 5: PRMS Fier - PRMS Ballsh

Ky seksion është rreth 23.1 km i gjatë dhe kalon nëpër terren kryesisht kodrinor, i cili është i mbuluar me ullishte dhe toka bujqësore. Shtresat gjeologjike sipërfaqësore janë të përfaqësuara nga formacione prej flishi të periudhave gjeologjike të Mesinianit dhe Tortonianit, të cilat përbëhen nga gurë ranorë, argjila dhe konglomeratë (Klasa B, C dhe D të dherave). Shtresat sipërfaqësore të tokës në përgjithësi janë të buta dhe të lehta për t'u gërmuar (niveli I-II i gërmueshmërisë), me përjashtim të segmenteve të rralla kur formacionet ranore dalin në sipërfaqe (niveli III-IV i gërmueshmërisë). Për më tepër, zona ka rrëshqitje të dherave të cilat janë krijuar kryesisht nga punime tokësore rrugore dhe shpyllëzimet. Rrëshqitjet e tokës mund të shmangen duke specifikuar rrugët e tubacionit në pjesët e sheshta të kodrave.

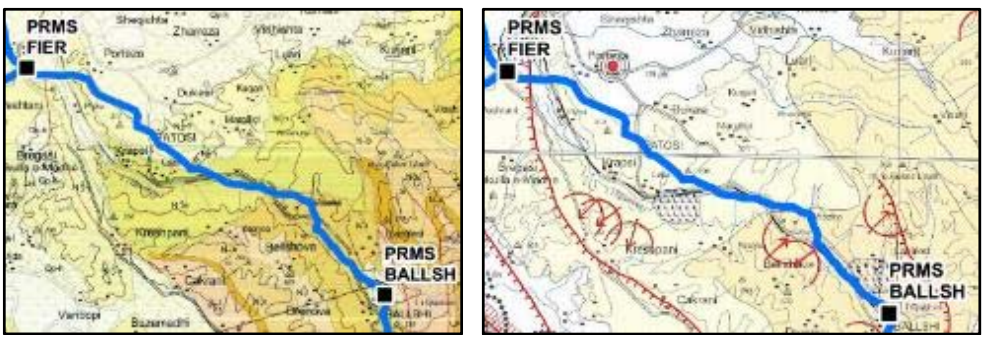


Figura 5-5: Harta gjeologjike dhe e rreziqeve për Seksionin 5

Korridori i ardhshëm ndërpret disa herë rrugën nacionale Fier-Ballsh dhe rrugët e tjera lokale me rëndësi më të vogël. Korridori gjithashtu kalon Lumin Gjanica; një herë pranë Fierit dhe dy herë pranë fshatit Visokë.

Në këtë pjesë të korridorit ka edhe një thyerje tektonike që shkon pingul me korridorin, e cila nuk përbën ndonjë rrezik për tubacionin. Nuk ka zona të veçanta të mbrojtura apo monumente të natyrës pranë këtij seksioni, por megjithatë për të shmangur, sa më shumë të jetë e mundur ndikimet e mundshme mjedisore dhe sociale, përzgjedhja e korridorit të ardhshëm të gazit duhet të marrë në konsideratë hekurudhën Fier-Ballsh.

5.2.6 Seksioni 6: PRMS Ballsh - PRMS Tepelenë

Ky seksion është rreth 48.6 km i gjatë dhe për shkak të gjatësisë të konsiderueshme është i ndryshëm nga pikëpamja gjeologjike. Për 30 km e parë (nga Ballshi në Qesarat) terreni është i ngjashëm me seksionin e mëparshëm (Klasa B, C, D e dherave). Prandaj, toka është relativisht e lehtë për t'u gërmuar (gërmueshmëria e nivelit I-III), me përjashtim të disa zonave të vogla ku gëlqerorët dhe ranorët dalin në afërsi të sipërfaqes dhe ku gërmueshmëria është e nivelit III-IV. Për më tepër, zona ka rrëshqitje të vogla, të cilat tregojnë ndjeshmërinë e kësaj zone ndaj këtij fenomeni. Disa nga rrëshqitjet e tokës janë regjistruar në zonën në jug të Ballshit dhe janë të përhapura në një zonë prej 15 km.

Pjesa tjetër e këtij seksioni (nga Qesarati në PRMS Tepelenë) karakterizohen nga profilet gjeologjike që lidhen me luginën e Vjosës. Në fakt, korridori ndërpret lumin Vjosë pesë herë. Formacionet gjeologjike përbëhen nga flishi ose nga depozitimet aluvionale në varësi të afërsisë me lumin. Tokat sipërfaqësore janë të përbëra nga një përzierje argjile, rëre, dhe zhavorri (lloje B ose C të tokës në bazë të Klasifikimit të Euro kodit).

Figura 5-6: Harta gjeologjike dhe e rreziqeve për Seksionin *6*

Në këtë pjesë të-seksionit është një zonë, e cila është e vendosur në afërsi të qytetit të Memaliajt, e cila është relativisht më sizmike (IX ballë sipas shkallës MSK ose përafërsisht 7-8 ballë sipas shkallës Rikter) dhe ka disa thyerje tektonike si edhe rrëshqitje të tokës. Në këtë zonë ka edhe vende ku nxirret zhavorr për material ndërtimi, gjë që mund të influencojë përzgjedhjen e saktë të korridorit. Nga pikëpamja sociale, korridori i tubacionit kalon përmes qytetit të Memaliajt, por përveç kësaj zone korridori kalon larg zonave të banuara.

5.2.7 Seksioni 7: PRMS Tepelenë – PRMS Gjirokastër

Ky seksion është 19.4 km i gjatë dhe është i vendosur brenda luginës së Drinos. Korridori kapërcen Drinon nëntë herë. Formacionet gjeologjike janë depozitimet

prej flishi ose aluvionale, në varësi të afërsisë me luginën e lumit, dhe janë të përbëra nga një përzierje argjile, rëre, dhe zhavorrit (lloje B ose C të tokave në bazë të Klasifikimit të Euro kodit). Një pjesë e vogël në anën e majtë të lumit Drino, është e prekur nga rrëshqitjet e tokës, të cilat janë krijuar nga punimet e rrugës Gjirokastër-Tepelenë. Në këtë seksion nuk preken zona të banuara.

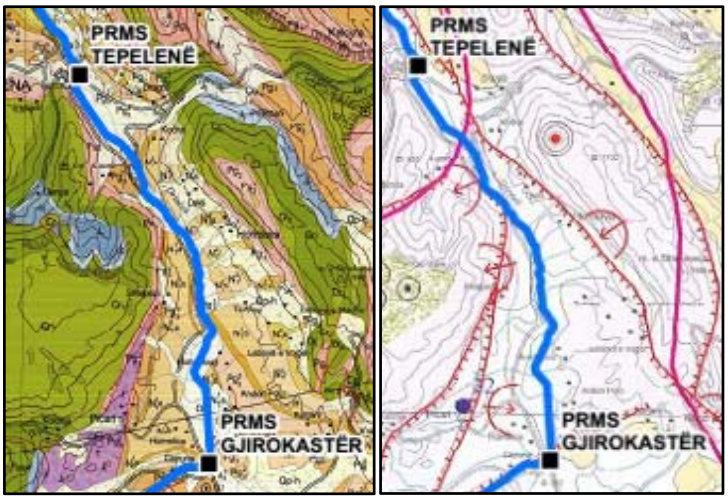


Figura 5-7: Harta gjeologjike dhe e rreziqeve për Seksionin *7*

5.2.8 Seksioni 8: PRMS Gjirokastër – PRMS Sarandë

Ndërkohë, disa segmente të gazsjellësit të ardhshëm nga PRMS Gjirokastër në PRMS Sarandë (rreth 25 km) karakterizohen nga formacione të forta prej gëlqerorësh dhe ranorësh të cilat janë në formën e shtresave ose pllakave që dalin afër sipërfaqes (lloji A i tokave). Terreni karakterizohet edhe nga male që arrijnë pothuajse 800 m mbi nivelin e detit në afërsi të fshatit Kardhiq. Si rrjedhojë, terreni është i vështirë, apo shumë i vështirë për t'u gërmuar (niveli IV-VI i gërmueshmërisë).

Nga fshati Kalasë deri në qafën e Gjashtës (afërsisht 8.5 km) tubacioni i ardhshëm kalon nëpër fushën e Delvinës, dhe si pasojë formacionet tokësore janë përsëri me origjinë aluvionale. Këto formacione janë të përbëra nga argjila, rëra dhe zhavorre, të cilat janë të lehta për tu gërmuar (Tipi D, ose E dhe niveli I-III I gërmueshmërisë).

Segmenti i fundit i korridorit të ardhshëm (afërsisht 1.5 km i gjatë), përshkon përsëri gëlqerorë, të cilat janë shumë të vështirë për t'u gërmuar (niveli IV-VI).

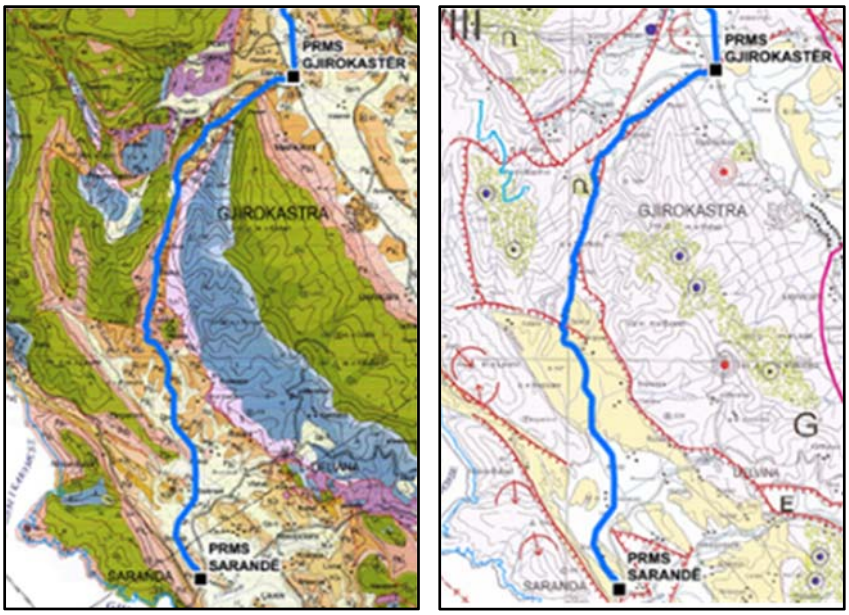


Figura 5-8: Harta gjeologjike dhe e rreziqeve për Seksionin 8

Rreziqe të konsiderueshme gjeologjike ekzistojnë në këtë pjesë të korridorit si p.sh. një thyerje tektonike që shkon paralelisht me korridorin për gati 15 km, dhe një tjetër që kalon pingul me korridorin siç tregohet në Figurën 5-8 në të djathtë lart.

Në këtë seksion ka edhe një zonë të mbrojtur, e cila është klasifikuar si një Rezervat Natyror (Rezervati i Kardhiqit). Korridori kalon nëpër skajin perëndimor të kësaj zone të mbrojtur për gati 5 km ashtu siç është treguar në Figurën 5-9 më poshtë.

Figura 5-9: Zonat e mbrojtura për seksionin 8

Për të shmangur, sa më shumë të jetë e mundur ndikimet e mundshme mjedisore dhe sociale, zgjedhja e korridorit të ardhshëm të gazit duhet të marrë në konsideratë, rrugën ekzistuese nga Krahësi në Kardhiq, si dhe rrugën e re në

ndërtim e sipër nga Kardhiqi në Delvinë e më pas në Sarandë. Vendndodhja e tubacionit aktual duhet të bazohet në konkluzionet e Projektit të Menaxhimit të Integruar dhe Pastrimit të Zonës Bregdetare[8].

Nga perspektiva arkeologjike, një rilevim i topografik detajuar duhet të ndërmerret, në përputhje me ligjin shqiptar "Për trashëgiminë kulturore", si para dhe gjatë ndërtimit, për shkak të objekteve të mundshme arkeologjike në afërsi të vendbanimeve të lashta pranë Finiqit. Ky studim duhet të kryhet në përgjithësi në zonën midis Delvinës dhe malit të Gjashtës (afër Sarandës).

5.2.9 Seksioni 9: CP1 Fier - Lushnjë

Ky seksion është 15.7 km dhe është pjesë e IAP-it. Ai është i vendosur tërësisht brenda fushës së Myzeqesë, e cila është një zonë e madhe bujqësore. Formacionet gjeologjike tipike janë depozitime aluvionale ranore dhe argjilore (Tipi E) që janë të pranishme në të gjithë Ultësirën Perëndimore shqiptare dhe që janë shumë të lehta për t'u gërmuar (Niveli I-II). Një pjesë e këtyre formacioneve përbëjnë akuiferin zhavorrik kuaternar të Lushnjës.

Korridori kalon për një distancë të shkurtër përbri disa zonave me popullsi të dendur. Përveç kësaj, kapërcen lumin e Semanit, dhe disa rrugë lokale. Me përjashtim të disa rajoneve që janë të ndjeshme ndaj përmbytjeve (shih zonën e vijëzuar në Figurën 5-10 më poshtë në të djathtë), nuk ka rreziqe të tjera gjeologjike. Përveç kësaj nuk ka ndonjë zonë të mbrojtur brenda këtij seksioni.

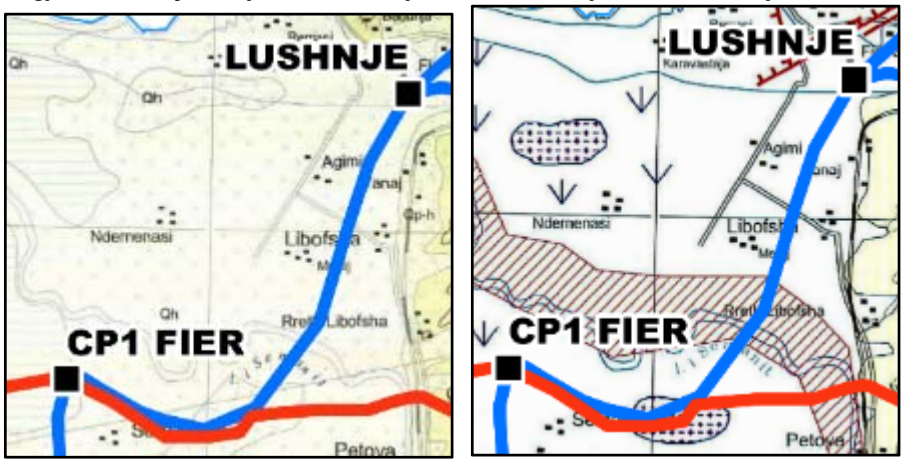


Figura 5-10: Harta gjeologjike dhe e rreziqeve për Seksionin *9*

5.2.10 Seksioni 10: Lushnjë - PMRS Dumrea

Ky seksion është 35 km i gjatë dhe për gjysmën e parë ajo është i sheshtë dhe i ngjashëm me formacionet karakteristike të Ultësirës Perëndimore (tipi E i tokave). Megjithatë, në pjesën e dytë, dalin disa formacione të ndryshme. Së pari, shfaqen disa formacione ranore-argjilore të Mesinianit dhe Tortonianit (zonat e përshkruara me ngjyrë kafe në Figurën 5-11 më poshtë). Relievi është kodrinor dhe lartësia

[8] VKM Nr. 242 dt. 21-4-2015 "Për miratimin e dokumentit të Politikave të Zhvillimit për Programin e Menaxhimit të Integruar dhe të Pastrimit të Zonës Bregdetare

rritet nga 30-40 m mbi nivelin e detit, deri në 130-140 m. Këto formacione janë të shkrifëta ose me kohezion mesatar (lloji D i tokave) që në kombinim me ndryshimet e menjëhershme të lartësisë çojnë në rritje të rrezikut të rrëshqitjeve.

Figura 5-11: Harta gjeologjike për Seksionin *10*

Pjesa e fundit (zona ngjyrë vishnje) është e përbërë nga evaporitet, të cilat janë të përbëra nga gipse apo shkëmbinj kriporë. Ky është një formacion gjeologjik shumë specifik, që është i njohur për fenomenet e cedimit dhe gropave karstike të cilat i atribuohen aktivitetit karstike brenda evaporiteve. Këto formacione janë pjesë e një diapiri me tektonikë transversale tërthore. Kjo është demonstruar nga thyerja tektonike rrethore që shënon kufijtë e kësaj zone (shih Figurën 5-12 më poshtë).

Figura 5-12: Harta e rreziqeve gjeologjike për Seksionin *10*

Brenda rajonit të Dumresë ka 83 liqene natyrore karstike të vogla dhe të mesme. Rreth 20 prej tyre janë të thatë në verë. Dy nga këto liqene, përkatësisht Dega dhe Seferani kanë statusin e monumenteve të natyrës, që do të thotë se ata janë zona të mbrojtura të kategorisë së 4-rt. Liqenet në rajonin e Dumresë janë krijuar nga gropat e mëdha karstike (shih zonën me pika në Figurën 5-12 më sipër). Formimi i gropave karstike i atribuohet pranisë së depozitave të dendura të gurëve gëlqerorë, dhe kripërave të gurit. Korridori i ardhshëm kalon nëpër diapirin e

Dumresë për gati 18 km. Gropat karstike dhe fundosjet janë dukuri që janë përkeqësuar nga shpyllëzimi. Konsistenca e tokave, megjithatë, është e butë dhe shumë e ngjashme me zonat e tjera bujqësore (niveli I-II i gërmueshmërisë).

Nga këndvështrimi social, Rajoni i Dumresë është i pasur me gjetje arkeologjike, për këtë arsye; një studim i detajuar arkeologjik, në përputhje me ligjin shqiptar "Për trashëgiminë kulturore", është i nevojshëm para fillimit të punimeve dhe gjatë ndërtimit.

5.2.11 Seksioni 11: PRMS Dumrea - PRMS Elbasan

Ky seksion është 32.3 km i gjatë dhe për 8 km e parë është i vendosur brenda Rajonit të Dumresë, i cili është përshkruar më sipër.

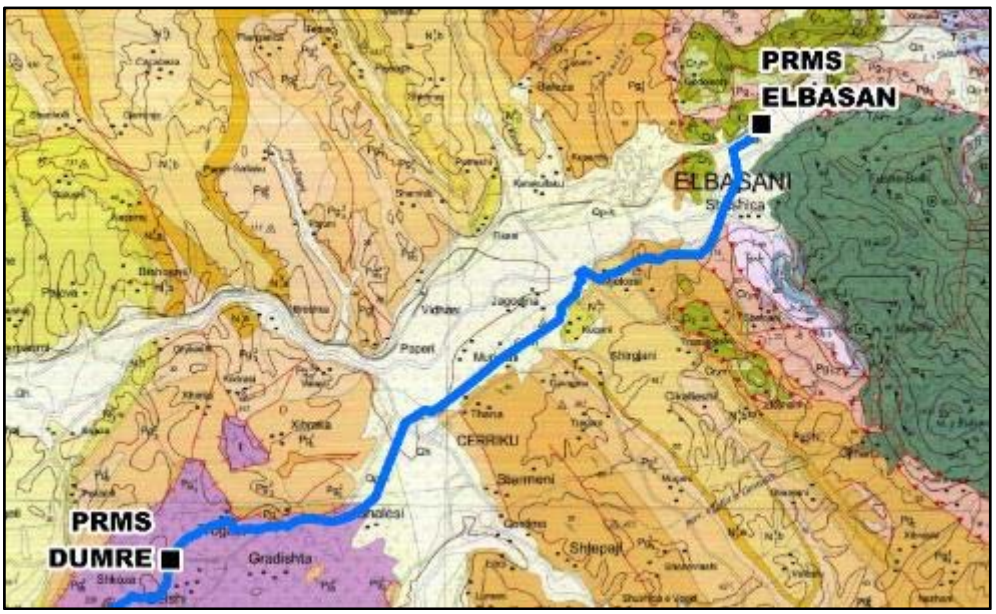


Figura 5-13: Harta gjeologjike për Seksionin *11*

Pjesa tjetër e seksionit ndodhet pothuajse tërësisht në luginat aluvionale të krijuara nga lumi Devoll dhe lumi Shkumbin (zonat me ngjyrë të çelur në figurën e mësipërme). Formacionet gjeologjike janë të përbëra nga rëra dhe zhavorre (Iloji E tokave), të cilat janë të lehta për t'u gërmuar (niveli I-III). Këto formacione përbëjnë, gjithashtu, edhe akuiferin zhavorrik Kuaternar të Elbasanit. Vetëm një pjesë të vogël në afërsi të Elbasanit (zona e errët pranë Elbasanit) është terren kodrinor, i cili përbëhet nga flish i Eocenit (Tipi B, ose C i tokave). Flishi përbëhet nga argjila, mergelë dhe rëra. Duhet të theksohet se formacionet Mergelorë nuk dalin në shtresat sipërfaqësore, prandaj këto toka janë relativisht të lehta për t'u gërmuar (niveli I-III).

Ndërkohë, ky seksion ka disa rreziqe relativisht të vogla gjeologjike. Thyerjet tektonike ecin paralelisht me korridorin për gati 10 km dhe e ndërpresin atë pranë Zonës së Elbasanit siç mund të shihet në figurën 5-14 më poshtë. Përveç këtyre rreziqeve, korridori ardhshëm kapërcen rrugë të vogla lokale dhe nuk ndikon në vendbanimet e popullsisë.

Në ngjashmëri me pjesën e mëparshme, një studim i detajuar arkeologjik, në përputhje me ligjin shqiptar "Për trashëgiminë kulturore", është i nevojshëm, para dhe gjatë punimeve të ndërtimit, për shkak të ndikimeve të mundshme mbi rrugën Egnatia dhe vende të tjera të mundshme arkeologjike, duke përfshirë varret e lashta (tumulat) në afërsi të Cërrikut.

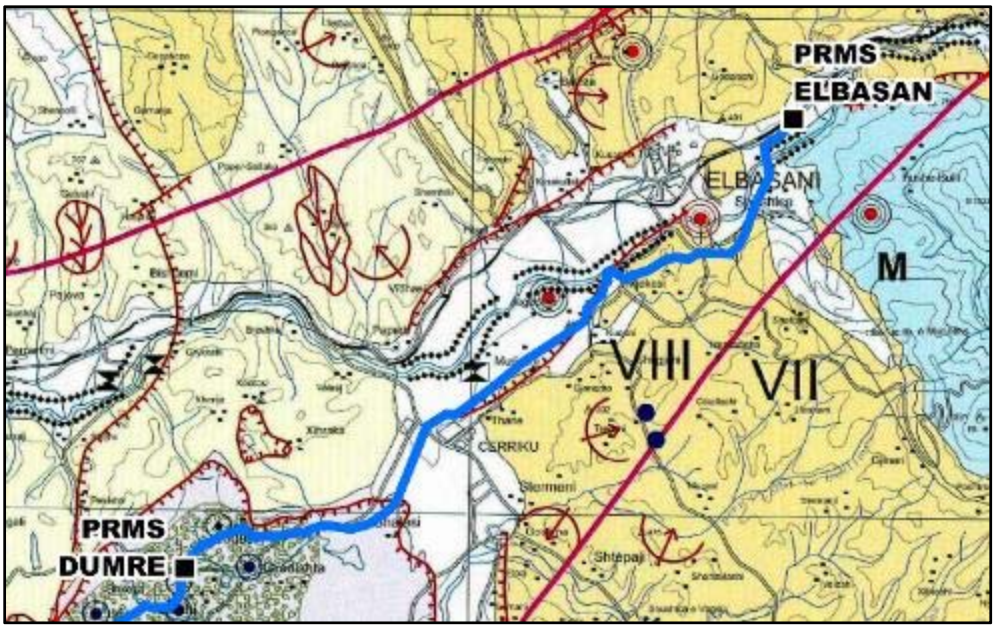


Figura 5-14: Harta e rreziqeve gjeologjike për Seksionin *11*

5.2.12 Seksioni 12: Lushnjë - Pezë

Ky seksion ka një gjatësi prej rreth 51.7 km dhe mund të ndahet në dy pjesë. Për 23 km e para seksioni është brenda fushës së Myzeqesë. Tokat në këtë fushë, siç u përmend më parë, janë të përbëra nga formacionet aluvionale të Pleistocenit dhe Holocenit. Ato janë prej argjile, rëre dhe zhavorri dhe të lehta për t'u gërmuar (Tipi E i tokës dhe niveli I-II i gërmueshmërisë). Për sa i përket rreziqeve gjeologjike, nuk ka shumë rreziqe të tilla të identifikuara në këtë fushë. Të vetmet rreziqe janë disa zona të prirura nga përmbytjet pranë lumit Shkumbin. Korridori nuk kalon mbi ndonjë vendbanim njerëzor, apo mbi zona të mbrojtura në këtë seksion.

Ndërkohë, nën seksioni tjetër (28.1 km i gjatë) është kryesisht kodrinor dhe i thyer. Lartësia e terrenit arrin 350 m mbi nivelin e detit. Formacionet janë një përzierje e periudhave gjeologjike të Pliocenit, dhe Miocenit (Tortonianit, dhe Serravalian), të cilat përbëhen nga rëra, argjila, rëra dhe gëlqerorë (Tipi B, C, D i dherave). Prandaj, tokat janë të vështira për t'u gërmuar (niveli II-IV) dhe profili gjatësor pëson ndryshime të theksuara të lartësisë në pjesë të caktuara.

Përveç kësaj, ka zona të shumta rrëshqitjeje në pjesët kodrinore të këtij seksioni. Korridori nuk kalon përmes ndonjë vendbanimi, por kapërcen rrugën kombëtare Kavajë-Durrës, dhe disa rrugë të tjera lokale dhe disa lumenj (lumi i Erzenit, Darcit dhe Pezës). Të dy seksionet nuk kalojnë në afërsi të ndonjë vendbanimi.

Duhet të theksohet se korridori i ardhshëm i gazit nga Lushnja në Pezë është vlerësuar gjatë studimit të fizibilitetit të projektit IAP, dhe konkluzionet e këtij studimi duhet të merren në konsideratë, për të shmangur, sa më shumë që është e mundur, ndikimet mjedisore dhe sociale.

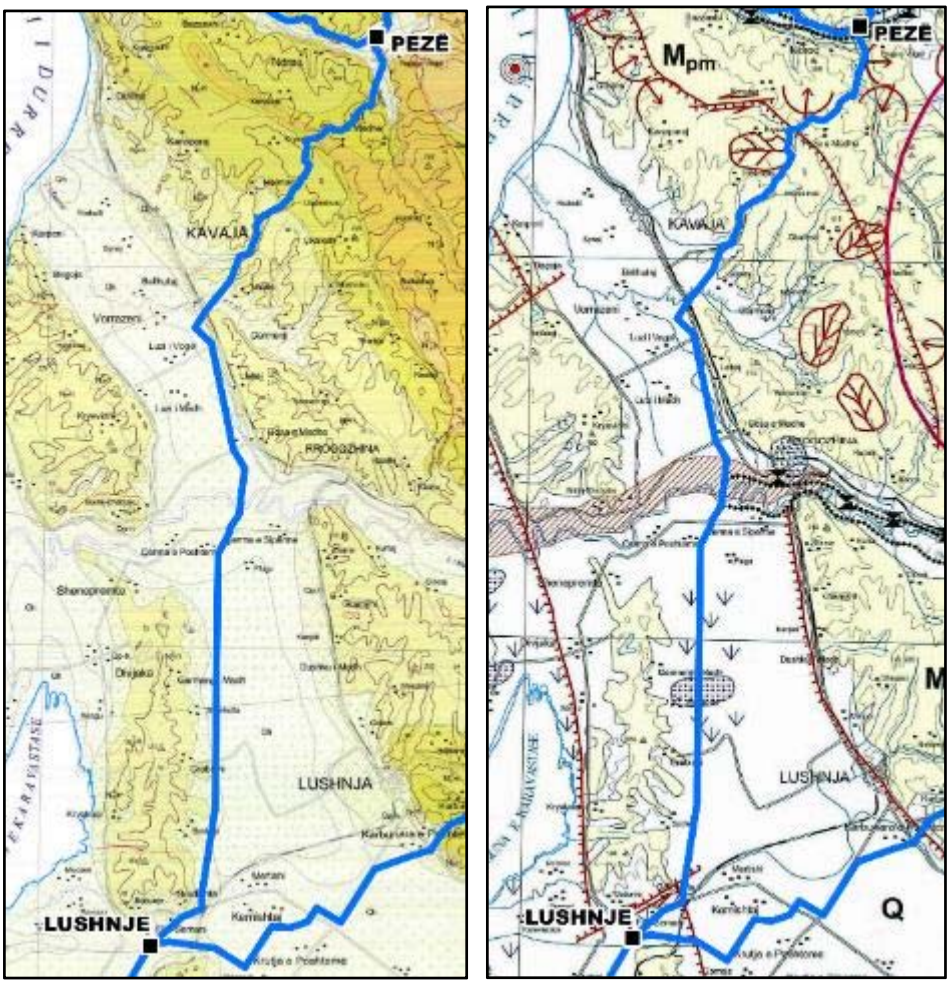


Figura 5-15: Harta gjeologjike dhe e rreziqeve për Seksionin *12*

5.2.13 Seksioni 13: Pezë - PRMS Durrës

Ky seksion është 17.7 km i gjatë dhe fillon në pikën e daljes së IAP-it afër Pezës dhe mbaron në PRMS Durrës. Korridori i tubacionit shkon përgjatë bregut të luginës së lumit Erzen (ana veriore) për gati 14 km, dhe pastaj kalon në fushën e Shijakut. Si rrjedhojë, formacionet gjeologjike përbëhen nga argjilat, rërat dhe zhavorret me origjinë aluvionale, të cilat janë relativisht të lehta për tu gërmuar (Tipi E, apo D, dhe niveli I-III i gërmueshmërisë). Këto përbëjnë edhe akuiferin zhavorrik Kuaternar të lumit Erzen.

Rreziqet gjeologjike nuk janë të theksuara në këtë zonë. Të vetmet rreziqe janë përmbytjet, dhe intensiteti i lartë sizmik. Përmbytjet janë të theksuara në pikën ku korridori ardhshëm kalon lumin e Erzenit. Në mënyrë të ngjashme, zona me intensitetit të lartë sizmik është vendosur në pjesën ku seksioni i gazsjellësit kalon lumin.

Për sa i përket prekjes së zonave të banuara, nuk ka ndërhyrje të rëndësishme në këto vendbanime.

Figura 5-16: Harta gjeologjike dhe e rreziqeve gjeologjike për Seksionin *13, 14, dhe 15*

Përzgjedhja e gazsjellësit brenda korridorit duhet të bazohet në gjetjet e Planit Hapësinor Durana. Durana është një term për zonën e ardhshme të integruar urbane midis Tiranës dhe Durrësit. Përveç kësaj, mundësia e artefakteve arkeologjike në afërsi të Durrësit, kërkon një studim të detajuar arkeologjik para dhe gjatë ndërtimit në përputhje me ligjin shqiptar "Për trashëgiminë kulturore".

5.2.14 Seksioni 14: Pezë - PRMS Tirana 2

Ky seksion është 16.8 km i gjatë dhe shkon nga pika e daljes së IAP-it afër Pezës deri në Sauk, në periferi të Tiranës. Terreni i këtij seksioni është kryesisht kodrinor dhe i thyer. Lartësitë ndryshojnë nga 50 - 350 m mbi nivelin e detit. Formacionet gjeologjike janë të përfaqësuara nga një përzierje e depozitave të Pliocenit dhe Miocenit që përbëhen nga rëra, argjila, dhe gëlqerorë (Lloji B, ose C). Në disa zona shumë të kufizuara, ranorët dhe gëlqerorët dalin afër sipërfaqes dhe kjo i bën këto formacione relativisht të vështira për t'u gërmuar (niveli III-IV i gërmueshmërisë).

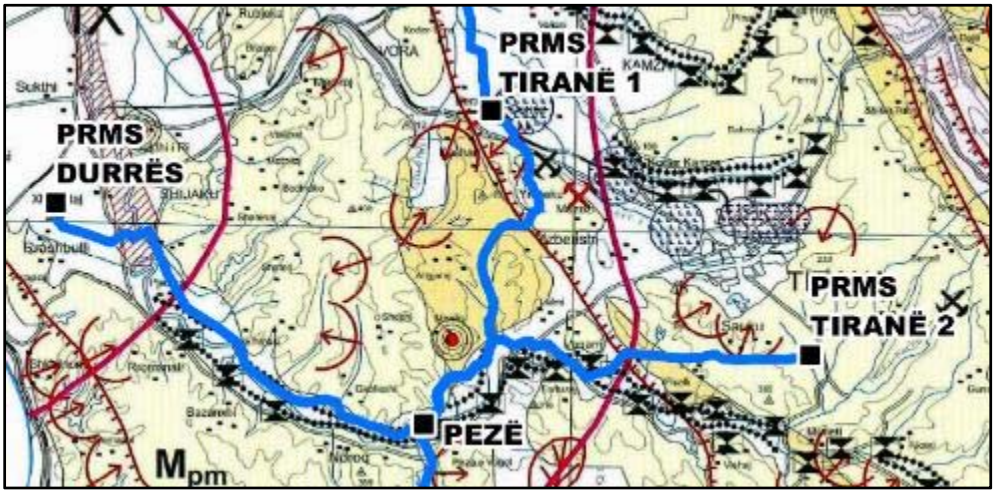


Figura 5-17: Harta e rreziqeve gjeologjike për Seksionet 13, 14, dhe 15

Korridori i ardhshëm kapërcen lumin Erzen, i cili përdoret nga industritë e ndërtimit për nxjerrjen e materialeve të ndërtimit në pjesë të mëdha të gjatësisë së tij. Përveç kësaj, ka disa fusha të rrëshqitjeve të dokumentuara dhe të një thyerje tektonike që shkon pingul me korridorin siç mund të shihet në Figurën 5-17 më sipër.

Nga pikëpamja sociale, nuk ka ndërhyrje të rëndësishme në vendbanimet e njerëzve në këtë pjesë të rrjetit të tubacionit, me përjashtim të porcionit të korridorit kalon përmes fshatit Vaqar, i cili është një fshat i madh në periferi të Tiranës. Tubacioni i ardhshëm kapërcen edhe dy rrugë të rëndësishme kombëtare, si dhe rrugën e re Tiranë-Elbasan.

5.2.15 Seksioni 15: Pezë - PRMS Tirana 1

Ky seksion është 14.8 km i gjatë. Për 12 km e parë formacionet gjeologjike janë të njëjta me pjesën e mëparshme. Lartësitë janë më të ulëta dhe arrijnë vetëm 150-200 m mbi nivelin e detit. Pjesa tjetër e korridorit, është e sheshtë dhe e përbërë nga rëra, argjila, dhe zhavorre, dhe formacione të tjera gjeologjike që janë të lehta për t'u gërmuar (niveli II-III i gërmueshmërisë).

Rreziqet gjeologjike janë relativisht të vogla. Janë identifikuar vetëm disa zona të vogla të prirura ndaj rrëshqitjeve të dheut dhe disa thyerje tektonike, (shih Figurën 5-17 më sipër). Megjithatë, këto rreziqe janë relativisht larg nga korridori i ardhshëm.

Korridori i ardhshëm i gazit nga Peza në PRMS Tirana 1 është vlerësuar në detaje, gjatë studimit të fizibilitetit të projektit IAP. Për këtë arsye ky studim duhet të merret në konsideratë, për të shmangur, sa më shumë të jetë e mundur, ndikimet mjedisore dhe sociale.

5.2.16 Seksioni 15: PRMS Tirana 1 – PRMS Fushë-Krujë

Ky seksion është 39.2 km i gjatë dhe kalon nëpër formacione të buta aluvionale të Pliocen-Holocenit (Iloji E i tokave), të ngjashme me ato të hasura në fushat e tjera brenda Ultësirës Perëndimore (Figura 5-18 më poshtë në të majtë). Korridori kalon kryesisht nëpërmjet tokave bujqësore (niveli I-II i gërmueshmërisë) dhe përmes disa rajoneve të mbipopulluara. Si pasojë, korridori kalon pranë banesave rezidenciale dhe komerciale, sidomos në periferi të Tiranës, ku ka dendësi më të madhe të këtyre vendbanimeve.

Ndërkohë, zona ka një numër të konsiderueshëm lumenjsh dhe përrenjsh, ku më i rëndësishmi është lumi Ishëm. Rreziku nga përmbytjet është rrezik i madh në këtë fushë. Përveç kësaj, korridori i gazit në këtë seksion shkon nëpër akuiferin kuaternar të zonës Tiranë-Ishëm.

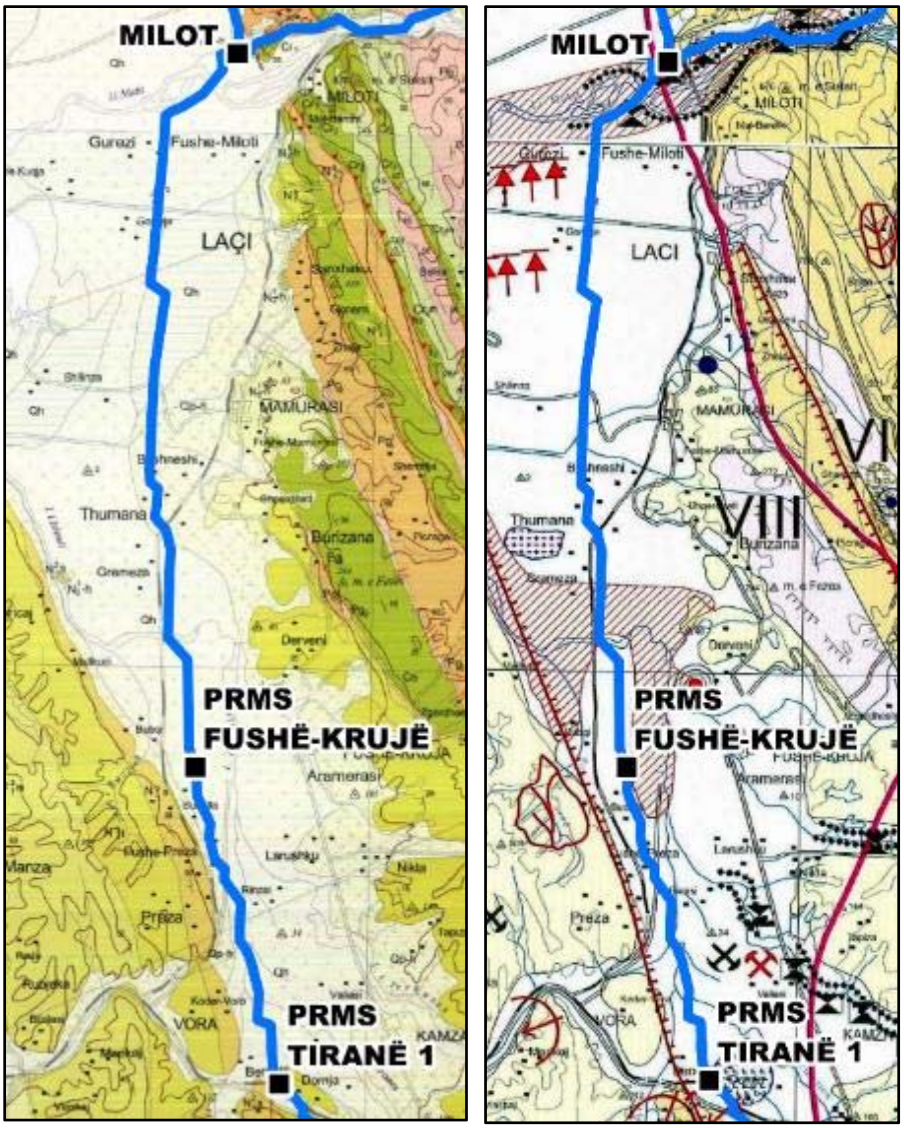


Figura 5-18: Harta gjeologjike dhe e rreziqeve gjeologjike për Seksionet 15 dhe 16

Në ngjashmëri me pjesën e mëparshme, ky seksion i korridorit të gazit është vlerësuar në thellësi, gjatë studimit të fizibilitetit të projektit IAP, i cili duhet të merret në konsideratë, për të shmangur, sa më shumë të jetë e mundur, ndikimet mjedisore dhe sociale.

5.2.17 Seksioni 17: PRMS Fushë-Krujë – Milot

Ky seksion (27.2 km i gjatë) është shumë i ngjashëm me atë të mëparshëm në lidhje me karakteristikat e terrenit dhe formacionet gjeologjike. Është e rëndësishme të përmendet se në këtë pjesë ka zona të shumta, ku korridori vjen në afërsi të ndërtesave të veçanta rezidenciale dhe komerciale, sepse vendbanimet janë shumë shpërndara në këtë pjesë të vendit.

Ndërkohë, rreziku më i rëndësishëm në këtë seksion është ai nga përmbytjet. Përmbytjet ndodhin më shumë përgjatë luginave të lumit Ishëm dhe lumit Mat (shih zonat e ngjyruara me viza të kuqe në Figurën 5-18 më sipër).

Në mënyrë të ngjashme si dhe për pjesët e tjera brenda korridorit të IAP-it, studimi i fizibilitetit për gazsjellësin IAP duhet të merret në konsideratë për të shmangur, sa më shumë të jetë e mundur, ndikimet mjedisore dhe sociale.

5.2.18 Seksioni 18: Milot – Rrëshen

Ky seksion është gati 42.5 km i gjatë dhe shkon përgjatë luginës së lumit Mat dhe më pas nëpërmjet luginës së lumit Fan, të cilat janë relativisht të ngushta. Në fakt, korridori i kapërcen këta lumenj dhjetë herë. Formacionet gjeologjike brenda luginave janë të përbëra nga zhavorre me sasi të vogla rëre. Këto janë pjesë e akuiferit zhavorrik kuaternar të lumit Mat. Gërmueshmëria mbetet e pranueshme brenda kufijve të luginës (niveli II-III), megjithatë meqë luginat janë të ngushta, pjesë të korridorit kalojnë nëpër shpatet malore, të cilat janë të përbëra nga formacione më të vështira. Këto formacione janë përshkruar me ngjyra të ndryshme në figurën më poshtë. Formacionet alternojnë midis gëlqerorëve dhe shkëmbinjve ultrabazikë dhe vullkanikë (Lloji A i tokës). Përveç kësaj, shtresa e punueshme është e cekët (Lloji B), dhe si rrjedhojë gërmueshmëria e këtyre formacioneve është shumë e ulët dhe ata janë shumë të vështirë për t'u gërmuar (niveli IV-V I gërmueshmërisë).

Figura 5-19: Harta gjeologjike për Seksionin 18

Ky seksion nuk ka rreziqe të mëdha gjeologjike përveç rrezikut nga erozioni brenda luginës së ngushtë të lumit Mat, si edhe nxjerrjes së zhavorrit si material ndërtimi. Përveç kësaj, rrëshqitjet e gurëve dhe erozioni janë të prirur të ndodhin në shpatet e pjerrëta si rezultat i gërryerjes së shkëmbinjve ultrabazikë.

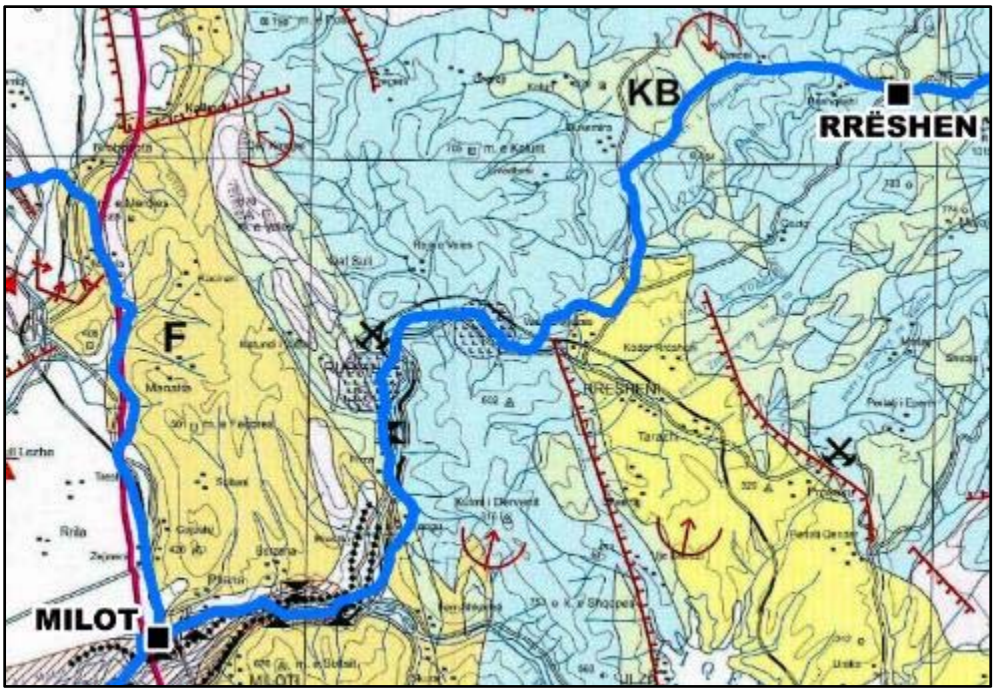


Figura 5-20: Harta e rreziqeve gjeologjike për Seksionin 18

Në mënyrë të ngjashme, nuk ka ndikim në zonat e mbrojtura dhe korridori shkon relativisht larg vendbanimeve të njerëzve. Korridori i ardhshëm, kapërcen disa herë autostradën e re Durrës-Morinë në këtë seksion.

5.2.19 Seksioni 19: Rrëshen – PMRS Kukës

Ky është një seksion i gjatë (51.5 km) dhe në mënyrë të ngjashme me pjesën mëparshme kalon nëpër disa terrene të vështirë malorë (niveli IV-VI i gërmueshmërisë). Korridori ndjek disi luginën e lumit Fan i Vogël (një degë e lumit Fan) dhe përfundon duke kaluar liqenin e Fierzës në jug të Kukësit (siç tregohet në Figurën 5-21).

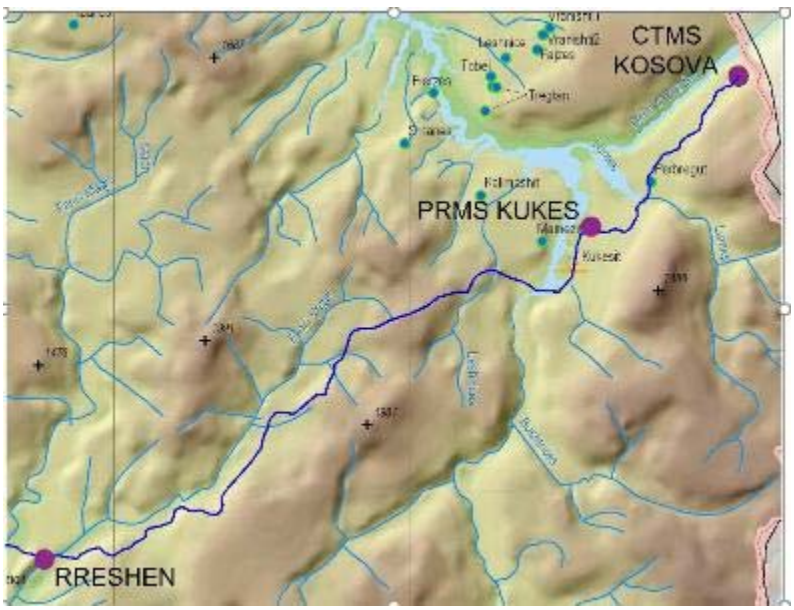


Figura 5-21: Rrjeti i lumenjve në seksionet 19, dhe 20

Formacionet gjeologjike janë përsëri variacione të shkëmbinjve ultrabazikë që janë të forta (Lloji A i dherave). Megjithatë, pranë qytetit të Kukësit, shkëmbinjtë ultrabazikë ia lënë vendin depozitimeve lumore të Pleistocen-Holocenit nga lumi Drin i Zi (degë e lumit Drin), të cilat janë të përbërë nga rëra dhe zhavorre, dhe për këtë arsye shumë më të lehtë për t'u gërmuar (niveli III-IV i gërmueshmërisë).

Korridori kapërcen edhe lumenj dhe përrenj të shumtë që janë degë të lumit Fan i Vogël si edhe lumenjtë e Leshnicës, Drinit të Zi, dhe Lumës siç është paraqitur në Figurën 5-21 më sipër.

5.2.20 Seksioni 20: PRMS Kukës - CTMS Kosova

Kjo është një pjesë relativisht e shkurtër (16.8 km), dhe kryesisht me terren kodrinor, por që ka edhe disa zona të rrafshta dhe urbane në afërsi të qytetit të Kukësit. Seksioni përfundon në kufirin Shqipëri-Kosovë.

Formacionet gjeologjike përbëhen nga shkëmbinj ranorë, të cilët nuk dalin shumë afër sipërfaqes dhe si pasojë nuk janë aq të vështirë për t'u gërmuar (Tipi B i dherave dhe niveli II-IV I gërmueshmërisë). Pjesa e fundit përbën edhe akuiferin karstik të Korab-Koritnikut.

Rreziqet gjeologjike janë më të theksuara në pjesën e fundit të këtij seksioni. Dy thyerje tektonike e ndërpresin korridorin e ardhshëm në mënyrë pingule, ndërsa një tjetër thyerje tektonike shkon përgjatë korridorit për gati 10 km.

Figura 5-22: Harta e rreziqeve gjeologjike për Seksionet 19 dhe 20.

Ndërkohë, impakti mbi vendbanimet është shumë minimal pasi zona është pak e populluar. Vetëm në pjesën e fundit, korridori kalon në afërsi të fshatrave Gostil, Bardhoc, dhe Morinë.

5.2.21 Seksioni 21: Milot – CTMS Bushat

Ky seksion është 33.2 km i gjatë dhe kalon kryesisht nëpër terren të sheshtë dhe zona bujqësore (lloji E i tokave). Megjithatë, zona përreth qytetit të Lezhës është disi e ndryshme. Kjo zonë është relativisht malore dhe formacionet e saj gjeologjike, në kontrast me seksionin e mëparshëm dhe atë pasardhës, janë të përbëra nga gëlqerorë dhe formacione silikate të periudhës së Kretakut të cilat alternohen me argjila, dhe formacione mergelorë të Eocenit (Lloji A, ose B). Këto formacione janë relativisht më të vështira në varësi të pranisë së gëlqerorëve dhe ranorëve në sipërfaqe.

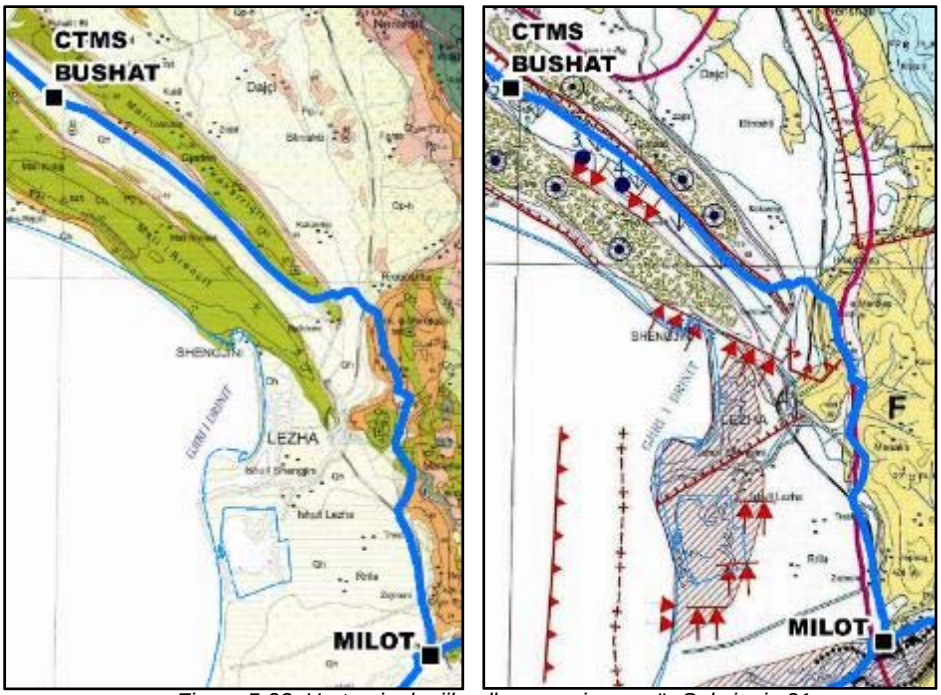


Figura 5-23: Harta gjeologjike dhe e rreziqeve për Seksionin 21

Për sa i përket rreziqeve gjeologjike në këtë seksion, është e rëndësishme të përmendet thyerja tektonike përgjatë fushës së Kakariqit. Megjithatë, vlen të përmendet se kjo thyerje tektonike (gati 15 km e gjatë) shkon paralelisht me korridorin dhe nuk kryqëzohet shpesh me gjurmën e gazsjellësit.

Korridori nga Miloti në Bushat është vlerësuar gjatë studimit të fizibilitetit të projektit IAP, i cili duhet të merret në konsideratë. Përveç kësaj, është i nevojshëm të kryhet një studim i detajuar arkeologjik, në përputhje me ligjin shqiptar "Për trashëgiminë kulturore" para dhe gjatë ndërtimit, për shkak të artefakteve arkeologjike apo monumenteve të mundshëm, pranë parkut arkeologjik të Lezhës dhe rrethinave të saj.

5.2.22 Seksioni 22: CTMS Bushat - PRMS Shkodër

Ky seksion është rreth 29.8 km i gjatë dhe kalon nëpër rrafshinat e ulëta me origjinë aluvionale. Formacionet gjeologjike, sidomos rreth Shkodrës janë zakonisht të tipit aluvional, dhe janë të përbërë nga rëra të imta dhe konglomeratë (Lloji E, ose D) dhe janë të lehta për t'u gërmuar (niveli II-III). Këto formacione përbëjnë gjithashtu edhe akuiferin kuaternar të Nën Shkodrës.

Ndërkohë, në lidhje me rreziqet gjeologjike, korridori i ardhshëm është i vendosur në një zonë me intensitetit të lartë sizmik (IX ballë sipas shkallës MSK apo 7-8 ballë sipas shkallës Rikter). Përveç kësaj, disa thyerje tektonike ndërpresin korridorin siç tregohet në Figurën 5-24. Korridori kapërcen edhe lumin Drin që është lumi më i madh në Shqipëri dhe një burim përmbytjesh në vend.

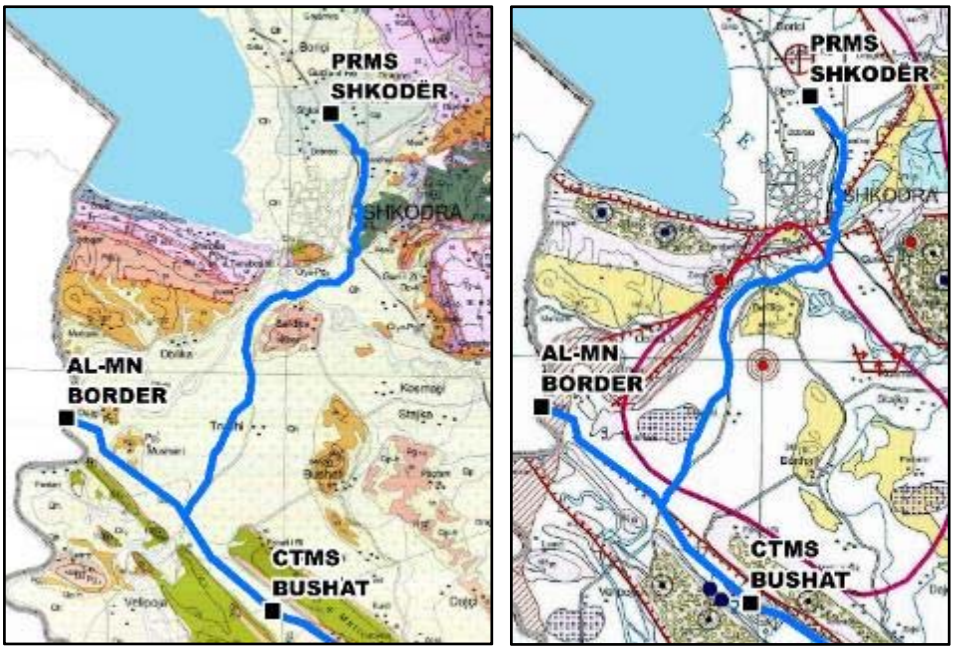


Figura 5-24: Harta gjeologjike dhe e rreziqeve për Seksionet *22, dhe 23.*

Ndërkohë, afërsia me vendbanimet është shumë e lartë. Korridori i afrohet qytetit të Shkodrës dhe shkon përmes fshatrave të rrethinave të Shkodrës, duke qenë shumë afër me shtëpitë individuale apo ndërtesat tregtare.

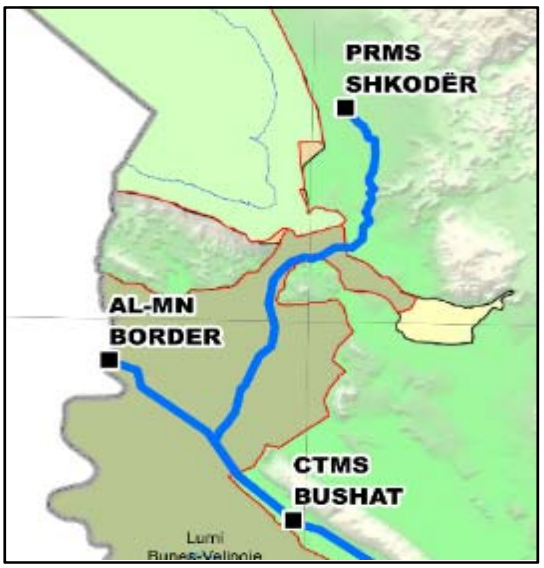


Figura 5-25: Harta e zonave të mbrojtura për Seksionet 22, dhe 23.

Nga pikëpamja mjedisore, korridori kalon nëpër zonën e Peizazhit të Mbrojtur Bunë-Velipojë, për më shumë se 10 km. Kalimi i këtij peizazhi të mbrojtur duhet të

kryhet duke marrë parasysh dispozitat e Ligjit shqiptar Nr. 10431 të 6 qershorit 2011 "Për mbrojtjen e mjedisit", si dhe VKM Nr. 682/2005 në lidhje me këtë zonë të mbrojtur.

Përveç kësaj, një studim i detajuar arkeologjik, në përputhje me ligjin shqiptar "Për trashëgiminë kulturore", është i nevojshëm para dhe gjatë ndërtimit. Ky studim duhet të kryhet për shkak të mundësisë së prekjes së zonave arkeologjike pranë parkut arkeologjik të Shkodrës dhe rrethinave të saj.

5.2.23 Seksioni 23: CTMS Bushat – Kufiri me Mali e Zi

Ky seksion është vetëm 13.5 km i gjatë dhe ka të njëjtat karakteristika si pjesa e mëparshme. Korridori kalon në zonën e Peizazhit të e Mbrojtur Bunë-Velipojë për gati 8 km. Ndërtimi i tubacionit në zonën e peizazhit të mbrojtur duhet të kryhet duke marrë parasysh dispozitat e Ligjit shqiptar Nr. 10431 të 6 qershorit 2011 "Për mbrojtjen e mjedisit", si dhe VKM Nr. 682/2005 në lidhje me këtë zonë të mbrojtur.

5.2.24 Seksioni 24: CP3 Korçë - PRMS Pogradec

Ky seksion është rreth 35.3 km i gjatë dhe në pjesën më të madhe kalon përmes fushës së Korçës. Terreni brenda fushës së Korçës në përgjithësi është i sheshtë dhe dherat sipërfaqësore këtu janë të përbëra nga argjila, rëra, dhe zhavorre (Tipi E ose D i dherave), me origjinë aluvionale nga lumenjtë Devoll dhe Dunavec. Ato përbëjnë gjithashtu akuiferin Kuaternar të Korçës dhe të fshatrave përreth. Këto formacione janë të butë dhe të lehtë për t'u gërmuar (Niveli I-II). Një pjesë e kësaj zone ka qenë tokë moçalore, por bonifikimi e ka kthyer atë në një zonë produktive bujqësore. Megjithatë, ende ka disa zona të kufizuara që vazhdojnë të kenë nivel të cekët të ujërave nëntokësore të cilat të përmbyten here pas here.

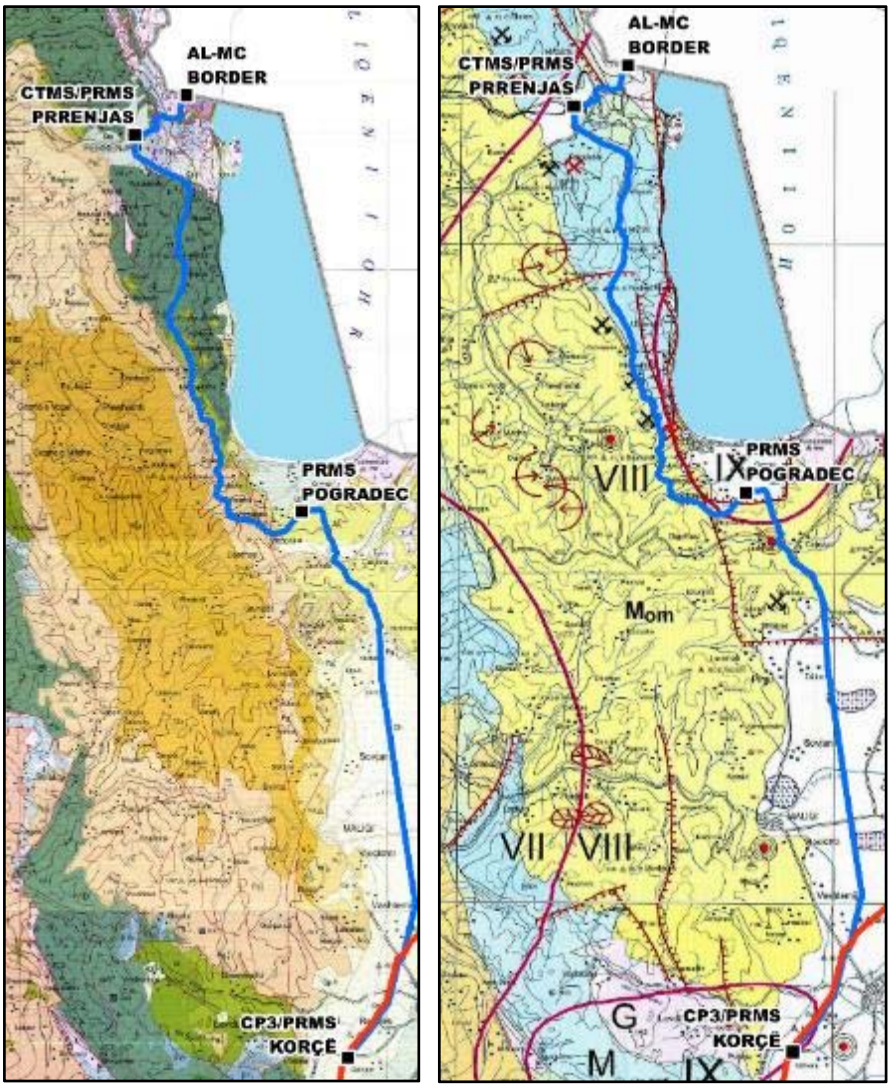


Figura 5-26: Harta gjeologjike dhe e rreziqeve për Seksionet 24, 25, dhe 26.

5.2.25 Seksioni 25: PRMS Pogradec – CTMS/PRMS Përrenjas

Ky seksion është 31.4 km i gjatë dhe në kontrast me Fushën e Korçës është malor dhe arrin lartësi deri në 1300 m mbi nivelin e detit. Tokat janë gjithashtu të ndryshme në kompozimin e tyre. Një pjesë e seksionit konsiston në flish të Oligocenit i cili është i përbërë nga argjila dhe rëra në shtresën sipërfaqësore dhe nga gëlqerorë në shtresat më poshtë tyre (toka të tipit B). Pjesa tjetër (zona me ngjyrë të errët në Figurën 5-26) përbëhet nga shkëmbinj ultrabazikë të periudhës së Jurës (Tipi A i tokës). Si pasojë, kjo pjesë është e vështirë t'u gërmuar (Niveli V-VI i gërmueshmërisë).

Ka vetëm disa rreziqe gjeologjike të kufizuara pranë korridorit të tubacionit. Dy thyerje tektonike ndodhen afër korridorit të tubacionit; njëra paralel me korridorin (gati 8 km), ndërsa tjetra pingul me korridorin e tubacionit, siç është paraqitur në figurën më sipër. Përveç kësaj korridori i tubacionit kalon përmes zonës së peizazhit të mbrojtur përreth Liqenit të Pogradecit, kufijtë e së cilës janë ilustruar në Figurën 5-27 më poshtë. Korridori kalon nëpër këtë peizazh të mbrojtur për gati

30 km. Ndërtimi i tubacionit përgjatë peizazhit të mbrojtur duhet të kryhet duke marrë parasysh dispozitat e Ligjit shqiptar Nr.10431 06.06.2011 "Për mbrojtjen e mjedisit", si dhe VKM Nr. 80/1999 në lidhje me këtë zonë të mbrojtur.

Figura 5-27: Harta e zonave të mbrojtura për Seksionet 25, dhe 26.

Sa për karakteristikat e tjera të tokës, korridori i tubacionit, kalon lumin Dunavec dhe lumin Devoll, si edhe lumenj të tjerë më të vegjël. Korridori ndërpret edhe rrugën nacionale Korçë-Pogradec. Përzgjedhja e detajuar e rrugës së tubacionit të ardhshëm të gazit duhet të marrë gjithashtu parasysh rrugën e re Korçë-Qukës, që është planifikuar për t'u ndërtuar në mënyrë që të shmangen sa më shumë të jetë e mundur, ndikimet mjedisore dhe sociale.

Përveç kësaj, një studim i detajuar arkeologjik, në përputhje me ligjin shqiptar "Për trashëgiminë kulturore", është i nevojshëm para dhe gjatë ndërtimit. Ky studim duhet të kryhet për shkak të mundësisë për të kaluar zona potenciale arkeologjike apo monumente historike.

5.2.26 Seksioni 26: CTMS/PRMS Përrenjas – Kufiri me IRJM

Ky është një seksion shumë i shkurtër (vetëm 5 km) dhe shkon nga Përrenjasi deri në kufirin me Maqedoninë. Kjo është shumë e ngjashme me karakteristikat e pjesës fundore të seksionit të mëparshëm (Tipi A, ose B i tokave dhe niveli IV-V i gërmueshmërisë).

Ndërkohë, korridori kryqëzohet me rrugën kombëtare Përrenjas - Korçë dhe me rrugën drejt kufirit me Maqedoninë. Përveç kësaj, ky seksion kalon pranë disa banesave rezidenciale pranë qytetit të Përrenjasit.

5.3 Skenarët e Rrjetit të Gazit

Bazuar në strategjitë e energjisë dhe në studimet e mëparshme të gazifikimit të Shqipërisë, është supozuar që sistemi i transmetimit në Shqipëri do të furnizohet me gaz natyror nga gazsjellësi TAP. Plani Kombëtar Sektorial për TAP-in i majit të vitit 2013, VNMS (Vlerësimi i Ndikimit Mjedisor dhe Social) për TAP-in në Shqipëri, dhe Studimi i Fizibilitetit dhe VNMS për IAP-in në Shqipëri, paraqesin informacione mbi objektet e gazsjellësve në terren, duke përfshirë stacionet e valvulave të bllokimit (BVS) dhe stacionet e matjes dhe reduktimit të presionit (PRMS), të cilat mund të shërbejnë për të realizuar furnizimin me gaz natyror të Shqipërisë. Sistemi i transmetimit të gazit të Shqipërisë është planifikuar të nisë nga tri pika hyrëse nga gazsjellësi TAP (afër Fierit, afër Kuçovës dhe afër Korçës).

Në të dy skenarët që përfshijnë gazsjellësin IAP-in, sistemi i transmetimit do të ketë degëzime që lidhen me IAP-in dhe stacionet do të instalohen nga OST-G dhe nga IAP.

Janë konsideruar katër skenarë të sistemit të transmetimit në Shqipëri që janë si më poshtë:

Skenari 1:

- Parashikon furnizimin me gaz të 85 njësive administrative vendore të përzgjedhura;
- Pre supozon ndërtimin e IAP sipas diametrit të tij të përcaktuar (për transmetimin e gazit në drejtim të Malit të Zi, Bosnjë-Hercegovinës dhe Kroacisë);
- Pre supozon furnizimin e Kosovës nëpërmjet Kukësit dhe furnizimin e Ish Republikës Jugosllave të Maqedonisë nga Përrenjasi;

Skenari 2:

- Parashikon furnizimin me gaz të 85 njësive administrative vendore;
- Pre supozon ndërtimin e IAP-it sipas diametrit të tij të përcaktuar (për transmetimin e gazit në drejtim të Malit të Zi, Bosnjë-Hercegovinës dhe Kroacisë);

Skenari 3:

- Parashikon furnizimin me gaz të 85 njësive administrative vendore;
- Parashikon furnizimin e Kosovës nëpërmjet Kukësit dhe furnizimin e Ish Republikës Jugosllave të Maqedonisë nga Përrenjasi;

Skenari 4:

- Parashikon furnizimin me gaz të 85 njësive administrative vendore;
- Rrjeti i transmetimit është i optimizuar për 80% të kërkesës potenciale nga 85 njësitë vendore të përzgjedhura, kërkesës totale të konsumatorëve potencialë të mëdhenj (termocentralet, rafineritë, etj.), plus konsumin e pritshëm në Kosovë dhe në Ish Republikën Jugosllave të Maqedonisë, në përputhje me praktikat e njohura të planifikimit të gazsjellësve.

Sasitë e planifikuara të gazit janë paraqitur në Tabelën 5-2 dhe Tabelën 5-3 më poshtë:

Tabela 5.2: Sasitë e gazit për konsumatorët në vitin 2040

Shqipëria	Konsumatorët Spirancë [mmk/vit]	Sektori Rezidencial [mmk/vit]	Sektori i Shërbimeve [mmk/vit]	Sektori i Industrial [mmk/vit]	Konsumi Total [mmk/vit]	Kapaciteti Total [m3/h]
CTMS/PRMS PRRENJAS		2.6	1.5	5.2	9.3	3,439
PRMS BALLSH	72.0	2.1	1.5	3.8	79.4	21,908
PRMS BERAT	125.0	15.6	12.6	12.2	165.4	58,438
PRMS DUMRE		1.7	1.7	7.8	11.2	4,732
PRMS DURRES		62.1	26.4	119.4	207.9	74,325
PRMS ELBASAN1	28.0	11.4	9.6	40.9	89.9	26,048
PRMS ELBASAN2		12.0	8.9	34.9	55.8	18,716
PRMS FIER	147.0	27.0	16.3	37.6	227.9	65,949
PRMS FUSHË-KRUJË		15.6	6.6	29.8	52.0	18,593
PRMS GJIROKASTËR		3.7	4.5	12.7	21.0	7,764
PRMS KAVAJË		12.3	7.0	3.1	22.4	12,233
PRMS KORÇË	125.0	23.3	14.9	14.2	177.4	64,043
PRMS KUKES		3.2	2.3	4.9	10.3	4,163
PRMS LEZHË		10.3	3.9	4.2	18.4	8,447
PRMS LUSHNJE		9.1	6.2	15.3	30.6	12,010
PRMS MAMURRAS		12.4	6.1	11.0	29.6	12,526
PRMS POGRADEC		10.0	5.9	5.3	21.2	9,931
PRMS SARANDË		5.2	4.4	2.5	12.1	6,007
PRMS SHKODËR		27.0	16.9	32.6	76.5	31,689
PRMS TEPELENE		0.9	0.9	2.8	4.6	1,695
PRMS TIRANA 1		154.8	97.6	44.3	296.7	149,528
PRMS TIRANA 2		119.2	71.4	32.3	222.9	112,160
PRMS VLORE	187.0	20.2	20.2	11.6	239.0	82,769
TOTAL	**684.0**	**561.7**	**347.4**	**488.6**	**2,081.6**	**807,113**
Vendet Fqinjë						
Kosova (Skenari 1, dhe 3)		1,000.0			1,000.0	120,000
IRJM (Skenari 1, dhe 3)		756.0			756.0	86,000
MNE, BiH, CRO (Skenari 1, dhe 2)		4,000.0			4,000.0	480,000
Skenarët						
Skenari 1					7,837.6	1,493,113
Skenari 2					6,081.6	1,287,113
Skenari 3					3,837.6	1,013,113
Skenari 4					2,081.6	807,113

Tabela 5.3: Potenciali i konsumit nga klientët e mëdhenj në vitin 2040

Konsumatorët	mmk
TEC-i i Vlorës	62
TEC-i i kombinuar i Vlorës	125
TEC-i i kombinuar i Korçës	125
TEC-i i kombinuar i Kuçovës	125
Rafineria e Ballshit	72
Rafineria e Fierit	17
Bankers Petroleum	130
Kurum	28
Totali	**684**

5.4 Diagramet e Flukseve

Diagramet e flukseve për katër skenarët e sistemit të transmetimit janë paraqitur në Shtojcat 1, 2, 3 dhe 4.

5.5 Kushtet standarde

Për cilësinë e gazit dhe llogaritjet e lidhura me sasitë e flukseve janë marrë në konsideratë kushtet standarde të mëposhtme:

- Presioni Standard: 1.01325 bar
- Temperatura Standarde: 15°C

Cilësia e Gazit

Përbërja e gazit natyror të paraqitur në Tabelën 5-5 i korrespondon gazit që vjen nga gazsjellësi TAP sipas C205/ILFM-AD-0000/Rev. B. IAP (Gazsjellësi Jonian – Adriatik) – Studimi Hidraulik dhe krahasimi i kostove (hapi i parë). Llogaritjet e procesit janë bazuar në këtë përbërje.

Tabela 5.4: Cilësia e Gazit

Komponentët		**% Molare**
Metan	C1 (CH_4)	87.78
Etan	C2 (C_2H_6)	2.72
Propan	C3 (C_3H_8)	1.54
Iso-Butan	C4 (C_4H_{10})	0.5
Butan	C4 (C_4H_{10})	0.51
Iso-Pentan	C5 (C_5H_{12})	0.24
Pentan	C5 (C_5H_{12})	0.24
Hekzan	C6 (C_6H_{14})	0.03
Nitrogjen	N2	4.43
Dyoksid Karboni	CO2	2.01
Total		**100**

5.6 Të dhëna mbi tubacionet e gazit

Parametrat e përgjithshme të sistemit të transmetimit në Shqipëri janë:

- Presioni Maksimal i Lejuar:
  - 82 bar, për seksionet e IAP dhe 50 bar për pjesën tjetër të sistemit të transmetimit në Shqipëri
  - 50 bar, për sistemin e transmetimit në Shqipëri kur IAP nuk ekziston
- Trashësia e mureve të tubacioneve specifikohet sipas SSH EN 1594 në përputhje me SSH EN 10208-2.
- Materialet standarde:
  - L245NB / L245MB; (8”-12”)
  - L360NB / L360MB; (16”-24”)
  - L415NB / L415MB; (32”-40”)
- Konduktiviteti i mureve të tubacionit: 45 W/m/K
- Trashësia e mbulesës prej polietileni: 3.5 mm
- Konduktiviteti mbulesës prej polietileni: 0.35 W/m/K
- Temperatura e tokës në thellësinë e tubacionit: 10°C

5.7 Përllogaritjet Hidraulike

5.7.1 Metodologjia

Për të përcaktuar diametrat optimalë të tubacionit të sistemit të transmetimit janë kryer llogaritjet hidraulike nëpërmjet programit kompjuterik GASWorkS 9.0 të krijuar nga Bradley B. Bean, PE.

GASWorkS™ është një program modelues në Windows për gjendjen në ekuilibër të sistemit. Ai është projektuar për të ndihmuar inxhinierët profesionistë për të projektuar dhe analizuar rrjetet e transmetimit dhe shpërndarjes dhe sistemet e tubacioneve në përgjithësi që përmbajnë gaz natyror ose lëngje të tjera të ngjeshëm. Ky program jep një ndihmë edhe për sistemet e përbërë nga bashkues, kompresorë, tuba, rregullatorë, valvula, dhe puse gazi. Programi lejon shkëmbimin e të dhënave me aplikacionet e tjera si CAD, GIS, etj.

Sistemi i transmetimit të gazit duhet të jetë i optimizuar nga ana hidraulike për të mundësuar furnizimin e tregut të gazit në Shqipëri për tri opsione të ndryshme të zhvillimit:

- Furnizimi i tregut të gazit në Shqipëri

- Furnizimi i tregut shqiptar dhe rajonal të gazit – nxjerrja e prodhimit të brendshëm të parashikuar drejt vendeve fqinje

- Furnizimi i tregut të gazit shqiptar dhe rajonal me qëllim final për të plotësuar kriterin N-1 (sipas Rregullores (BE) Nr. 994/2010 të Parlamentit Evropian dhe Këshillit të Energjisë të datës 20 tetor 2010 në lidhje me masat për të mbrojtur sigurinë e furnizimit me gaz që shfuqizon Direktivën 2004/67/KE të Këshillit).

Në lidhje me opsionet e zhvillimit të përmendura më lart katër modele të ndryshme hidraulike dhe llogaritjet përkatëse janë zhvilluar për katër skenarët e ndryshëm të zhvillimit të sistemit të transmetimit që janë përshkruar në Seksionin 5.3.

Konfigurimet e sistemeve individuale të tubacionit janë krahasuar me njëri-tjetrin sipas kostove të investimit dhe kostove të mirëmbajtjes.

5.7.2 Llogaritja e pareteve të tubacionit

Llogaritja e pareteve të tubacionit është kryer bazuar në SSH EN 1594 në përputhje me SSH EN 10208-2.

SSH EN 1594 është e aplikueshme për tubacionet me presion maksimal pune mbi 16 bar dhe përcakton kërkesat funksionale. SSH EN 10208-2 përcakton kushtet teknike instalimit të tubave prej çeliku për tubacionet që transmetojnë lëngje të djegshme dhe përcakton faktorët përkatës të sigurisë.

5.7.3 Presioni i projektimit

Llogaritja e presionit të projektimit është kryer në bazë të diametrit të tubacionit dhe kapacitetit të sistemit si edhe në përputhje me presionet në pikat hyrëse dhe dalëse të sistemit.

Për rrjetin e transmetimit (Skenarët 3 dhe 4), llogaritjet janë bazuar në presionin maksimal të furnizimit prej 50 bar dhe një temperaturë prej 10°C nga stacionet e reduktimit të presionit në gazsjellësit TAP.

Kur IAP është pjesë e sistemit të tubacionit të transmetimit të Shqipërisë (Skenarët 1 dhe 2), llogaritjet janë të bazuara në një presion maksimal të furnizimit prej 82 bar dhe një temperaturë prej 10°C nga stacioni i reduktimit të presionit të TAP-it (CP1 Fier). Kjo është konsideruar si për pjesën e IAP-it dhe për seksionet drejt Dumresë dhe Divjakës. Për pjesën tjetër të sistemit të transmetimit llogaritjet janë të bazuara në një presion maksimal të furnizimit prej 50 bar.

Për të gjithë skenarët, presionet minimale janë konsideruar si më poshtë:

- Në qendrat me konsumatorë të mëdhenj potencialë të gazit presioni është i barabartë me 35 bar (termocentralet e kombinuar të Vlorës, Kuçovës, dhe Korçës, rafineritë e naftës në Fier, Ballsh, dhe Bankers Petroleum).

- Për shumicën e njësive vendore në pikat fundore të sistemit presioni është e barabartë me 16 bar.

5.7.4 Rezultatet Hidraulike

Rezultatet e llogaritjeve hidraulike për përcaktimin e diametrave optimale të tubacioneve të sistemit të transmetimit sipas skenarëve të përmendur në kapitullin e metodologjisë, janë paraqitur në Tabelën 5-6 dhe në Shtojcat 5, 6, 7 dhe 8.

Kur gazsjellësi IAP është i përfshirë në sistemin shqiptar të transmetimit, llogaritjet hidraulike për Skenarin 1 tregojnë se duhet një diametër më i madh i gazsjellësit përgjatë rrugës nga Miloti në Kukës në krahasim me Skenarin 2, për shkak të rritjes së transmetimit të gazit drejt Kosovës nëpërmjet Kukësit.

Në të njëjtën mënyrë, llogaritjet hidraulike për Skenarin 1 tregojnë se duhet një diametër më i madh i gazsjellësit përgjatë rrugës nga Korça në Përrenjas krahasuar me Skenarin 2, për shkak të rritjes së transmetimit të gazit drejt Ish-Republikës Jugosllave të Maqedonisë nga drejtimi i Përrenjasit.

Për Skenarët 3 dhe 4, kur IAP nuk është pjesë e sistemit të transmetimit të Shqipërisë, rezultatet e llogaritjeve hidraulike tregojnë se, Skenari 3 rezulton në një diametër më të madh të gazsjellësit përgjatë rrugës nga Lushnja në Kukës krahasuar me Skenarin 4, për shkak të rritjes së transmetimit të gazit drejt Kosovës nëpërmjet Kukësit.
Rritja e sasisë së gazit për furnizimin e IRJ të Maqedonisë nga drejtimi i Përrenjasit (Skenari 3) rezulton në një diametër më të madh të gazsjellësit përgjatë rrugës nga Korça në Përrenjas krahasuar me Skenarin 4.

Për Skenarët 1, 2 dhe 3 diametri i tubacionit për seksionin nga CP1 Fier në Pezë 1 ka të njëjtin diametër. Në Skenarin 4 diametri i tubacionit i seksionit nga Lushnja në Pezë zvogëlohet krahasuar me Skenarët 1, 2 dhe 3.

Seksionet drejt Dumresë janë optimizuar për të mundësuar transmetimin e gazit drejt depozitave nëntokësore dhe anasjelltas.
Për të gjithë skenarët, rezultatet hidraulike dhe diametri i tubacionit për seksionin

nga CP1 Fier drejt Vlorës dhe Sarandës nuk ndryshojnë.

Tabela 5.5: Madhësitë e tubacioneve për secilin skenar

Seksioni i Tubacionit		Gjatësia	Skenari 1	Skenari 2	Skenari 3	Skenari 4
		km	inç	inç	inç	inç
1	CP1 FIER - FIER	5.1	16	16	16	16
2	FIER - PRMS VLORË	31.6	12	12	12	12
3	PRMS VLORË - TEC VLORË	3.1	8	8	8	8
4	FIER - PRMS FIER	10.3	12	12	12	12
5	PRMS FIER - PRMS BALLSH	23.1	8	8	8	8

	Seksioni i Tubacionit	Gjatësia	Skenari 1	Skenari 2	Skenari 3	Skenari 4
		km	inç	inç	inç	inç
6	PRMS BALLSH - PRMS TEPELENË	48.6	8	8	8	8
7	PRMS TEPELENË - PRMS GJIROKASTËR	19.4	8	8	8	8
8	PRMS GJIROKASTËR - PRMS SARANDË	35.7	8	8	8	8
9	CP1 FIER - LUSHNJE	15.7	32	32	32	32
10	LUSHNJE - PRMS DUMREA	35.0	20	20	20	20
11	PRMS DUMREA - ELBASAN 2	32.3	8	8	8	8
12	LUSHNJE - PEZË	51.7	32	32	32	24
13	PEZË - PRMS DURRËS	17.7	8	8	12	12
14	PEZË - PRMS TIRANA 2	16.8	12	12	12	12
15	PEZË - PRMS TIRANA 1	14.8	32	32	24	20
16	PRMS TIRANA 1 - PRMS FUSHË-KRUJË	12.0	32	32	24	12
17	PRMS FUSHË-KRUJË - MILOT	27.2	32	32	24	12
18	MILOT - RRËSHEN	42.5	20	8	24	8
19	RRËSHEN - PRMS KUKËS	51.5	16	8	20	8
20	PRMS KUKËS – CTMS KOSOVË	16.8	16		20	
21	MILOT - CTMS BUSHAT	33.2	32	32	8	12
22	CTMS BUSHAT - PRMS SHKODËR	29.8	8	8	8	12
23	CTMS BUSHAT – KUFIRI ME MALIN E ZI	13.5	32	32		
24	CP3 KORÇË - PRMS POGRADEC	35.3	16	8	16	8
25	PRMS POGRADEC - CTMS PËRRENJAS	31.4	16	8	16	8
26	CTMS PËRRENJAS – KUFIRI ME IRJM	5.0	16		16	

5.8 Vlerësimi i kostove kapitale dhe operacionale (CAPEX dhe OPEX)

Përcaktimi i kostove të investimeve është bazuar në karakteristikat e korridoreve të propozuara, kërkesat teknike dhe teknologjike, si edhe metodat e ndërtimit.

Kostot specifike të ndërtimit të tubacionit janë përcaktohet në bazë të çmimeve të tregut të kontraktorëve për projekte të ngjashme (të krahasueshme si koncept) dhe në terrene të ngjashme. Çmimet janë modifikuar në përputhje me tendencat e tregut në 3-6 vitet e fundit, si edhe me gjendjen e tregut në Shqipëri.

Kostoja specifike e ndërtimit të tubacionit dhe objekteve të lidhura me të përfshin projektimin, ndërtimin, punimet elektrike, instalimin e pajisjeve dhe sistemit të kontrollit, shpronësimet, çmimet e tokës, mbikëqyrjen dhe shpenzimet operative.

Kostot e investimeve janë paraqitur në mënyrë të përmbledhur më poshtë:

Tabela 5.6: Kostot kapitale për tubacionet sipas Skenarit 1

	Segmentet e Tubacioneve	Skenari 1				
		Kostoja e Investimit				Sasia e gazit për mbushjen fillestare të tubacioneve
		Diametri	Gjatësia	Kosto Specifike të Investimit	Kosto të Investimit për Tubacionin	
		inç	km	€/"m	Milion €	m^3
1	CP1 FIER - FIER	16	5.1	19.5	**1.6**	35,400
2	FIER - PRMS VLORË	12	31.6	20.6	**7.8**	140,400
3	PRMS VLORË - TEC VLORË	8	3.1	24.6	**0.6**	6,000
4	FIER - PRMS FIER	12	10.3	19.6	**2.4**	44,100
5	PRMS FIER - PRMS BALLSH	8	23.1	21.2	**3.9**	44,800
6	PRMS BALLSH - PRMS TEPELENË	8	48.6	20.3	**7.9**	94,400
7	PRMS TEPELENË - PRMS GJIROKASTËR	8	19.4	21.4	**3.3**	37,600
8	PRMS GJIROKASTËR - PRMS SARANDË	8	35.7	26.0	**7.4**	69,300
9	CP1 FIER - LUSHNJE	32	15.7	26.4	**13.3**	689,700
10	LUSHNJE - PRMS DUMREA	20	35.0	26.3	**18.4**	594,600
11	PRMS DUMREA - PRMS ELBASAN 2	8	32.3	20.6	**5.3**	62,700
12	LUSHNJE - PEZË	32	51.7	27.4	**45.3**	2,271,500
13	PEZË - PRMS DURRËS	8	17.7	20.3	**2.9**	34,400
14	PEZË - PRMS TIRANA 2	12	16.8	20.5	**4.1**	71,900
15	PEZË - PRMS TIRANA 1	32	14.8	27.0	**12.8**	650,200
16	PRMS TIRANA 1 - PRMS FUSHË-KRUJË	32	12.0	26.3	**10.1**	527,200
17	PRMS FUSHË-KRUJË - MILOT	32	27.2	26.2	**22.8**	1,195,000
18	MILOT - RRËSHEN	20	42.5	22.4	**19.0**	461,000
19	RRËSHEN - PRMS KUKËS	16	51.5	26.7	**22.0**	357,200
20	PRMS KUKËS - CTMS KOSOVË	16	16.8	20.3	**5.5**	267,200
21	MILOT - CTMS BUSHAT	32	33.2	26.4	**28.0**	1,458,600
22	CTMS BUSHAT - PRMS SHKODËR	8	29.8	22.5	**5.4**	57,800
23	CTMS BUSHAT – KUFIRI ME MALIN E ZI	32	13.5	26.2	**11.3**	593,000
24	CP3 KORÇË - PRMS POGRADEC	16	35.3	20.2	**11.4**	244,900
25	PRMS POGRADEC - CTMS/PRMS PRRENJAS	16	31.4	25.6	**12.9**	217,800
26	CTMS/PRMS PËRRENJAS - KUFIRI ME IRJM	16	5.0	25.1	**2.0**	34,600

Tabela 5.7: Kostot kapitale për tubacionet sipas Skenarit 2

	Segmentet e Tubacioneve	Skenari 2				
		Kostoja e Investimit				Sasia e gazit për mbushjen fillestare të tubacioneve
		Diametri	Gjatësia	Kosto Specifike të Investimit	Kosto të Investimit për Tubacionin	
		inç	km	€/"m	Milion €	m^3
1	CP1 FIER - FIER	16	5.1	1.6	**1.6**	35,400
2	FIER - PRMS VLORË	12	31.6	7.8	**7.8**	140,400
3	PRMS VLORË - TEC VLORË	8	3.1	0.6	**0.6**	6,000
4	FIER - PRMS FIER	12	10.3	2.4	**2.4**	44,100
5	PRMS FIER - PRMS BALLSH	8	23.1	3.9	**3.9**	44,800
6	PRMS BALLSH - PRMS TEPELENË	8	48.6	7.9	**7.9**	94,400
7	PRMS TEPELENË - PRMS GJIROKASTËR	8	19.4	3.3	**3.3**	37,600
8	PRMS GJIROKASTËR - PRMS SARANDË	8	35.7	7.4	**7.4**	69,300
9	CP1 FIER - LUSHNJE	32	15.7	13.3	**13.3**	689,700
10	LUSHNJE - PRMS DUMREA	20	35.0	18.4	**18.4**	594,600

	Segmentet e Tubacioneve	Skenari 2				
		Kostoja e Investimit				Sasia e gazit për mbushjen fillestare të tubacioneve
		Diametri	Gjatësia	Kosto Specifike të Investimit	Kosto të Investimit për Tubacionin	
		inç	km	€/"m	Milion €	m^3
11	PRMS DUMREA - PRMS ELBASAN 2	8	32.3	5.3	**5.3**	62,700
12	LUSHNJE - PEZË	32	51.7	45.3	**45.3**	2,271,500
13	PEZË - PRMS DURRËS	8	17.7	2.9	**2.9**	34,400
14	PEZË - PRMS TIRANA 2	12	16.8	4.1	**4.1**	71,900
15	PEZË - PRMS TIRANA 1	32	14.8	12.8	**12.8**	650,200
16	PRMS TIRANA 1 - PRMS FUSHË-KRUJË	32	12.0	10.1	**10.1**	527,200
17	PRMS FUSHË-KRUJË - MILOT	32	27.2	22.8	**22.8**	1,195,000
18	MILOT - RRËSHEN	8	42.5	8.0	**8.0**	82,500
19	RRËSHEN - PRMS KUKËS	8	51.5	12.3	**12.3**	100,000
20	PRMS KUKËS - CTMS KOSOVË	0	0.0	0.0	**0.0**	0
21	MILOT - CTMS BUSHAT	32	33.2	28.0	**28.0**	1,458,600
22	CTMS BUSHAT - PRMS SHKODËR	8	29.8	5.4	**5.4**	57,800
23	CTMS BUSHAT - KUFIRI ME MALIN E ZI	32	13.5	11.3	**11.3**	593,000
24	CP3 KORÇË - PRMS POGRADEC	8	35.3	5.9	**5.9**	68,500
25	PRMS POGRADEC - CTMS PËRRENJAS	8	31.4	6.5	**6.5**	61,000
26	CTMS/PRMS PËRRENJAS - KUFIRI ME IRJM	0	0.0	0.0	**0.0**	0

Tabela 5.8: Kostot kapitale për tubacionet sipas Skenarit 3

	Segmentet e Tubacioneve	Skenari 3				
		Kostoja e Investimit				Sasia e gazit për mbushjen fillestare të tubacioneve
		Diametri	Gjatësia	Kosto Specifike të Investimit	Kosto të Investimit për Tubacionin	
		inç	km	€/"m	Milion €	m^3
1	CP1 FIER - FIER	16	5.1	1.6	**1.6**	35,400
2	FIER - PRMS VLORË	12	31.6	7.8	**7.8**	140,400
3	PRMS VLORË - TEC VLORË	8	3.1	0.6	**0.6**	6,000
4	FIER - PRMS FIER	12	10.3	2.4	**2.4**	44,100
5	PRMS FIER - PRMS BALLSH	8	23.1	3.9	**3.9**	44,800
6	PRMS BALLSH - PRMS TEPELENË	8	48.6	7.9	**7.9**	94,400
7	PRMS TEPELENË - PRMS GJIROKASTËR	8	19.4	3.3	**3.3**	37,600
8	PRMS GJIROKASTËR - PRMS SARANDË	8	35.7	7.4	**7.4**	69,300
9	CP1 FIER - LUSHNJE	32	15.7	9.9	**9.9**	437,900
10	LUSHNJE - PRMS DUMRE	20	35.0	13.9	**13.9**	379,700
11	PRMS DUMRE - ELBASAN 2	8	32.3	5.3	**5.3**	62,700
12	LUSHNJE - PEZË	32	51.7	34.1	**34.1**	1,442,000
13	PEZË - PRMS DURRES	12	17.7	4.3	**4.3**	75,700
14	PEZË - PRMS TIRANA 2	12	16.8	4.1	**4.1**	71,900
15	PEZË - PRMS TIRANA 1	24	14.8	7.2	**7.2**	231,100
16	PRMS TIRANA 1 - PRMS FUSHË-KRUJË	24	12.0	5.7	**5.7**	187,400
17	PRMS FUSHË-KRUJË - MILOT	24	27.2	12.9	**12.9**	424,900
18	MILOT - RRËSHEN	24	42.5	22.7	**22.7**	663,900
19	RRËSHEN - PRMS KUKËS	20	51.5	26.9	**26.9**	558,700
20	PRMS KUKËS - CTMS KOSOVË	20	16.8	6.8	**6.8**	182,200
21	MILOT - CTMS BUSHAT	8	33.2	5.3	**5.3**	64,500

	Segmentet e Tubacioneve	Skenari 3				
		Kostoja e Investimit				Sasia e gazit për mbushjen fillestare të tubacioneve
		Diametri	Gjatësia	Kosto Specifike të Investimit	Kosto të Investimit për Tubacionin	
		inç	km	€/"m	Milion €	m^3
22	CTMS BUSHAT - PRMS SHKODËR	8	29.8	5.4	**5.4**	57,800
23	CTMS BUSHAT - KUFIRI ME MALIN E ZI	0	0.0	0.0	**0.0**	0
24	CP3 KORÇË - PRMS POGRADEC	16	35.3	11.4	**11.4**	244,900
25	PRMS POGRADEC - CTMS PËRRENJAS	16	31.4	12.9	**12.9**	217,800
26	CTMS PËRRENJAS - KUFIRI ME IRJM	16	5.0	2.0	**2.0**	34,600

Tabela 5.9: Kostot kapitale për tubacionet sipas Skenarit 4

	Segmentet e Tubacioneve	Skenari 4				
		Kostoja e Investimit				Sasia e gazit për mbushjen fillestare të tubacioneve
		Diametri	Gjatësia	Kosto Specifike të Investimit	Kosto të Investimit për Tubacionin	
		inç	km	€/"m	Milion €	m^3
1	CP1 FIER - FIER	16	5.1	1.6	**1.6**	35,400
2	FIER - PRMS VLORË	12	31.6	7.8	**7.8**	140,400
3	PRMS VLORË - TEC VLORË	8	3.1	0.6	**0.6**	6,000
4	FIER - PRMS FIER	12	10.3	2.4	**2.4**	44,100
5	PRMS FIER - PRMS BALLSH	8	23.1	3.9	**3.9**	44,800
6	PRMS BALLSH - PRMS TEPELENË	8	48.6	7.9	**7.9**	94,400
7	PRMS TEPELENË - PRMS GJIROKASTËR	8	19.4	3.3	**3.3**	37,600
8	PRMS GJIROKASTËR - PRMS SARANDË	8	35.7	7.4	**7.4**	69,300
9	CP1 FIER - LUSHNJE	32	15.7	9.9	**9.9**	437,900
10	LUSHNJE - PRMS DUMRE	20	35.0	13.9	**13.9**	379,700
11	PRMS DUMRE - ELBASAN 2	8	32.3	5.3	**5.3**	62,700
12	LUSHNJE - PEZË	24	51.7	25.7	**25.7**	807,500
13	PEZË - PRMS DURRES	12	17.7	4.3	**4.3**	75,700
14	PEZË - PRMS TIRANA 2	12	16.8	4.1	**4.1**	71,900
15	PEZË - PRMS TIRANA 1	20	14.8	6.0	**6.0**	160,500
16	PRMS TIRANA 1 - PRMS FUSHË-KRUJË	12	12.0	2.9	**2.9**	51,400
17	PRMS FUSHË-KRUJË - MILOT	12	27.2	6.6	**6.6**	116,400
18	MILOT - RRËSHEN	8	42.5	8.0	**8.0**	82,600
19	RRËSHEN - PRMS KUKËS	8	51.5	12.3	**12.3**	100,000
20	PRMS KUKËS - CTMS KOSOVË	0	0.0	0.0	**0.0**	0
21	MILOT - CTMS BUSHAT	12	33.2	8.0	**8.0**	142,000
22	CTMS BUSHAT - PRMS SHKODËR	12	29.8	7.7	**7.7**	127,500
23	CTMS BUSHAT - KUFIRI ME MALIN E ZI	0	0.0	0.0	**0.0**	0
24	CP3 KORÇË - PRMS POGRADEC	8	35.3	5.9	**5.9**	68,500
25	PRMS POGRADEC - CTMS PËRRENJAS	8	31.4	6.5	**6.5**	61,000
26	CTMS/PRMS PËRRENJAS - KUFIRI ME IRJM	0	0.0	0.0	**0.0**	0

5.9 Vlerësimi ekonomik dhe opsionet e zhvillimit

5.9.1 Metodologjia

Pas përcaktimit të zonave me konsum të mjaftueshëm gazi, hapi tjetër është vlerësimi i sistemit të transmetimit të gazit. Pika fillestare e zhvillimit të sistemit të transmetimit të gazit është supozuar pika e daljes së TAP-it pranë qytetit të Fierit (CP1 FIER). Nga kjo pikë, rrjeti i gazit do të zgjerohet në drejtim të qendrave të mëdha të konsumit të gazit në mënyrë që seksionet e tubacioneve të tjera të rezultojnë me tarifën e transmetimit më të ulët të mundshme. Kritere të tjera të cilat janë marrë parasysh për përzgjedhjen janë prania e konsumatorëve spirancë, kostot kapitale dhe profili i konsumit të tregut të gazit.

Metodologjia e aplikuar është metoda e Skontimit të Flukseve Monetare. Dy parime kryesore ndiqen gjatë zbatimit të metodës së Skontimit të Flukseve Monetare:

- Vetëm flukset monetare merren në konsideratë, domethënë shuma aktuale e parave të paguara ose të fituara nga projekti. Flukset monetare duhet të llogariten në vitin në të cilin ato ndodhin dhe gjatë një periudhe të caktuar reference.

- Perspektiva kohore e parasë (vlera në kohë e parasë) merret gjithashtu parasysh duke barazuar vlerën e parasë në kohë të ndryshme nëpërmjet normës së skontimit. Prandaj, flukset monetare në të ardhmen skontohen në të tashmen duke përdorur një normë skontimi.

Norma e skontimit përcaktohet ajo normë që jep një Vlerë Aktuale Neto të barabartë me zero dhe paraqitet me formulën e mëposhtme:

$$\sum \{St|(1+r)^t\} = 0$$

Ku: St është balanca e Vlerës Aktuale Neto në vitin t dhe r është norma e skontimit

Për secilën pjesë në shqyrtim, janë llogaritur flukset monetare nga aktiviteti i transmetimit të gazit dhe është vlerësuar tarifa e transmetimit bazuar edhe në normën e brendshme të fitimit. Supozimet themelore janë:

- Perspektiva Kohore: Parashikimi i flukseve monetare mbulon një periudhë operimi prej 21 vjetësh (d.m.th. nga 2020 në 2040),

- Periudha e ndërtimit: Punimet e ndërtimit supozohet të zgjasin katër vjet (2016 – 2019), të ndara në faza të barabarta vjetore,

- Rregjim rregullator tarifor uniform sipas të cilit të gjithë përdoruesit e sistemit të transmetimit paguajnë të njëjtën tarifë,

- Norma e Zhvlerësimit të Aseteve: Zhvlerësimi i aseteve është përcaktuar në mënyrë lineare bazuar në jetëgjatësinë e pritshme ekonomike të aseteve fikse, e cila është supozuar të jetë 25 vjet,

- Inflacioni: Analiza është kryer në terma fikse. Efektet e inflacionit nuk janë marrë në konsideratë në llogaritje,

- TVSH-ja nuk është e përfshirë,

- Norma e Brendshme e Kthimit: Norma e Brendshme e Fitimit është supozuar të jetë 8%.

5.9.2 Alternativat e konsideruara

Për qëllime të vlerësimit aktual të sistemit të transmetimit të gazit, tri opsione janë konsideruar:

- **Opsioni A: Sistemi Shqiptar i Transmetimit të Gazit**

  Ky opsion vlerëson qëndrueshmërinë e rrjetit të transmetimit të gazit në Shqipëri dhe përcakton prioritetin sipas të cilit qendrat e shpërndarjes së gazit do të lidhen me rrjetin. Tubacionet me vendet fqinjë (Kosovë, Maqedoni, dhe Mali i Zi) nuk janë marrë parasysh. Kriteret e aplikuara për të përcaktuar radhën me të cilën do të lidhen stacionet e matjes dhe reduktimit (PRMS-të) janë: (a) tarifa e transmetimit, (b) profili i konsumit të gazit sipas sektorëve dhe (c) madhësia e kostove kapitale.
- **Opsioni B: Gazsjellësi drejt Kosovës**
  Ky opsion vlerëson ndikimin e një gazsjellësi ndërkombëtar të transmetimit të gazit midis Shqipërisë dhe Kosovës. Pikënisja e degës së tubacionit është projektuar për t'u vendosur në Milot dhe pika fundore është kalimi ndërkufitar pranë Kukësit. Gjatësia e përgjithshme është vlerësuar në 301.7 km dhe në bazë të kësaj analize, nuk ka kërkesa për gaz përgjatë tubacionit (degëzimi do të transportojë gaz vetëm për tregun kosovar). Është supozuar se gazsjellësi drejt Kosovës do të ndërtohet pas zhvillimit të rrjetit të transmetimit të gazit në zonat e Fierit, Vlorës, Ballshit, Elbasanit, Tiranës dhe Durrësit.

- **Opsioni C: Gazsjellësi drejt IRJ të Maqedonisë**

  Ky opsion vlerëson ndikimin e një gazsjellësi ndërkombëtar të transmetimit të gazit midis Shqipërisë dhe IRJM. Pika e lidhjes me Maqedoninë është projektuar për t'u vendosur pranë fshatit Rrajcë afër bashkisë Prrenjas, dhe do të jetë i lidhur me TAP-in nëpërmjet një tubacioni rajonal transmetimi, duke filluar nga pika e daljes nga gazsjellësi TAP në Korçë (CP3 Korçë). Tubacioni do të transportojë gaz në zonat e Korçës dhe Pogradecit dhe do të furnizojë një TEC të kombinuar me kapacitet 200 MW, që është planifikuar të ndërtohet në vitin 2035. Është supozuar se lidhja me Maqedoninë do të realizohet pas lidhjes me Kosovën.

Për secilin opsion tri variante janë analizuar për të vlerësuar ndikimin e skemës së pronësisë së IAP-it në rentabilitetin e projektit:

- **Varianti A: Pa IAP-in**

  Ky variant supozon se pjesët e përbashkëta të tubacionit me IAP do të projektohen në bazë të kërkesave të brendshme për gaz natyror dhe sistemi i transmetimit të gazit do të zhvillohet dhe operohet nga OST-G.

- **Varianti B: Me specifikimet teknike të IAP-it**

  Ky variant supozon se pjesët e rrjetit kombëtar të transmetimit që ndodhen përgjatë korridorit të IAP-it të ndërtohen sipas kërkesave teknike të IAP-it. Sistemi i transmetimit të gazit do të projektohet duke pasur parasysh vëllimet e gazit që do të transmetohen në vendet në veri të Shqipërisë (Kroacia, Mali i Zi, dhe Bosnjë-Hercegovina), që parashikohet të jenë rreth 4 bmk në vit. Ky skenar zhvillimi rezulton me kosto më të lartë të investimeve. Sistemi do të zhvillohet dhe operohet nga OST-G.

- **Varianti C: Me IAP-in**

  Ky variant supozon ekzistencën e IAP-it, i cili menaxhohet nga një OST-G private dhe tubacionet rajonale të transmetimit do të zhvillohen dhe operohen nga OST-G shqiptare. Ky skenar zhvillimi rezulton me nivelin më të ulët të investimeve kapitale.

5.9.3 Vlerësimi i flukseve monetare

Kostot e Investimeve

Këto kosto përfshijnë investimin fillestar, kostot për mbushjen me gaz të tubacioneve dhe shpenzimet lidhur me zëvendësimin e aseteve të amortizuara.

Kostoja fillestare e investimeve për opsionet e analizuara është bazuar në karakteristikat teknike të çdo seksioni të veçantë të degës së transmetimit të gazit siç janë paraqitur në seksionin 5.8 (shih Tabelën 5-7 dhe Tabelën 5-10). Përveç kësaj, një sasi prej 10% është konsideruar si fond rezervë për shpenzime të papritura.
Brenda shpenzimeve kapitale kanë faktorizuar edhe kostot e për mbushjen fillestare me gaz të tubacioneve. Gazi është konsideruar të ketë një çmim prej 0.3 euro/m^3. Supozohet se këto shpenzime do të ndodhin gjatë vitit të fundit të periudhës ndërtimore.

Së fundi, kostot e ri-investimit për zëvendësimin e aseteve të amortizuara nuk janë marrë parasysh meqë supozohet që jetëgjatësia e tyre ekonomike e tejkalon periudhën e referencës.

Shpenzimet operative

Këto shpenzime janë të bazuara në kostot për njësi historikisht, dhe janë vlerësuar duke zbatuar supozimet e mëposhtme:

- Fuqia Punëtore: Është supozuar se një numër minimal prej 80 punonjësish do të jenë të punësuar për rrjetin e transmetimit plus 10 punonjës për çdo PRMS. Paga mesatare është vlerësuar në 9,600 euro në vit[9].

- Shpenzimet e mirëmbajtjes: Ato janë llogaritur si përqindje e kostove të investimeve, duke filluar nga një vlerë minimale prej 0.5% gjatë vitit të parë të operimit dhe duke përfunduar në një vlerë maksimale prej 1.5% gjatë viteve të fundit. Rritja vjetore është supozuar 0.05%.

- Shpenzimet e sigurimit: Ato supozohet të jenë sa 0.5% e sasisë së përgjithshme të investimit.
- Kostot për shpronësimet e pjesshme (servituti publik): Kostot e shpronësimit për korridoret e gazit janë dy llojesh: për periudhën e ndërtimit si kompensim për dëmet në pronat, në të lashtat, ose shpenzime të ngjashme, dhe pjesa tjetër si kompensim për zonën e mbrojtur të tubacionit. Në zonën brenda servitutit publik ndalohet ndërtimi i objekteve, mbjellja e drufrutorëve, pemëve me rrënjë të thella mbi 1m apo gjërave të tilla të ngjashme. Ky kufizim është në fuqi gjatë gjithë jetëgjatësisë funksionale të gazsjellësit dhe për këtë arsye duhet t'u paguhet pronarëve të tokës një farë kompensimi. Për qëllimin e kësaj analize, kostoja e kompensimit është konsideruar 0.17 Euro/m^2. Gjerësia e korridorit është konsideruar 20 m, (10 m në të dy anët e aksit të tubacionit).

- Humbjet e gazit natyror gjatë transmetimit: Këto janë humbjet tipike në sistemet e transmetimit të gazit natyror që mund të shkojnë në 1% të gazit të transmetueshëm (çmimi i gazit është konsideruar 0.3 Euro/m^3)

- Shpenzimet e energjisë: Kostoja e gazit për objektet që përdorin gaz përpara matjes dhe reduktimit të presionit përbën 0.4% të gazit të transmetueshëm (çmimi i gazit është konsideruar 0,3 Euro/m^3).
- Shpenzimet administrative: Ato janë vlerësuar në 20% të totalit të shpenzimeve operative.

Të ardhurat

Aktiviteti i transmetimit të gazit natyror do të rregullohet nga Enti Rregullator i Energjisë në mënyrë që t'i mundësojë OST-G të mbulojë kostot kapitale dhe operacionale dhe të ketë një fitim të lejuar mbi Bazën e Aseteve të Rregulluara, bazuar në kapacitetin e kontraktuar të transmetimit dhe vëllimet e pritshme të transmetimit. Për sa i përket të ardhurave të projektit, kjo për thjeshtësi është llogaritur në analizën financiare në bazë të tarifave mesatare të transmetimit, e cila rezulton në një normë fitimi të investimeve prej 8% e shumëzuar me fluksin e gazit të lidhur me tarifën e shpërndarjes së gazit prej 0.15 Euro/m^3 (të identifikuara në Seksionin 4.5).

[9] 10,800 Euro / vit i korrespondon një page mesatare vjetore prej 9600 Euro (600 Euro / muaj) plus kostove indirekte si këshilltarët e jashtëm

Kapitali Aktiv

Supozimet themelore dhe parametrat kryesorë për vlerësimin e kapitalit të kërkuar të punës ishin:

- Koha mesatare e arkëtimit të debitorëve, 90 ditë.
- Koha mesatare e likuidimit të furnitorëve dhe kreditorëve, 45 ditë.

5.9.4 Parashikimet e tarifave të transmetimit

Opsioni A: Shqipëria

Tabelat e mëposhtme paraqesin tendencën e tarifave të transmetimit për çdo seksion të tubacionit dhe çdo variant të marrë në shqyrtim. Tarifat e transmetimit që rrjedhin nga zhvillimi gradual i sistemit të transmetimit të gazit janë brenda diapazonit të pranueshëm dhe në të njëjtën kohë, sjellin flukse monetare të qëndrueshme. Varianti C, i cili konsideron IAP-in si një tubacion privat, sjell tarifa të ulëta të transmetimit të gazit, pasi ka kosto kapitale më të ulëta. Në të kundërtën, Varianti B, i cili supozon projektimin e rrjetit kombëtar të gazit bazuar në specifikimet teknike të IAP-it, rezulton në një tarifë transmetimi, niveli i të cilës krijon një mundësi të ulët për gazifikimin e zonave në veri të Tiranës.

Në përgjithësi, prania e konsumatorëve të mëdhenj spirancë në fazën e hershme të ndërtimit të sistemit të transmetimit të gazit krijon situatën e duhur për një zhvillim të qëndrueshëm të tregut të gazit. Për të identifikuar ndikimin e ngarkesave spirancë në vlerësimin aktual, u analizua edhe një skenar i veçantë që nuk merr në konsideratë konsumatorët spirancë. Analiza tregoi që zhvillimi i rrjetit të gazit pa praninë e konsumatorëve spirancë ka nevojë për fonde shtesë për mbulimin e kostove operacionale

Tabela 5.10: Tendenca e tarifave të transmetimit

Nga TAP	Në Stacionin:	Komente për segmentet e gazit	Rrjeti i Transmetimit të Gazit (në km)	Tarifa e shpërndarjes së gazit 0.15 Euro/m³								Kostot Kapitale Kumulative (në miliona Euro)		
				Konsumi Kumulativ i Gazit në 2040		Tarifa e Transmetimit (Euro/m³)			Kostot e Normalizuara (Euro/m³)					
				Tregu i Gazit (në '000 m³)	Ngarkesat Spirancë (në '000 m³)	Pa IAP-in	Me specifikimet e IAP-it	Me IAP-in	Pa IAP-in	Me specifikimet e IAP-it	Me IAP-in	Pa IAP-in	Me specifikimet e IAP-it	Me IAP-in
CP Fier	Vlorë	Furnizon TEC-in e Vlorës dhe njësitë vendore të lidhura me PRMS Vlorën.	39.8	40,100	187,438	**0.0230**	**0.0230**	**0.0230**	0.0213	0.0213	0.0213	11,063	11,063	11,063
CP Fier	Vlorë Fier	Furnizon Rafinerinë e Fierit, Bankers Petroleum dhe njësitë vendore të lidhura me PRMS Fier.	50.1	106,141	334,301	**0.0149**	**0.0149**	**0.0149**	0.0140	0.0140	0.0140	13,718	13,718	13,718
CP Fier	Vlorë Fier Ballsh	Furnizon Rafinerinë e Ballshit dhe njësitë vendore të lidhura me PRMS Ballsh.	73.2	112,364	406,438	**0.0148**	**0.0148**	**0.0148**	0.0139	0.0139	0.0139	18,021	18,021	18,021
CP Fier	Vlorë Fier Ballsh Elbasan (1+2)	Furnizon kompaninë KURUM dhe njësitë vendore të lidhura me PRMS Elbasan 1 dhe PRMS Elbasan 2.	156.2	240,855	434,438	**0.0251**	**0.0279**	**0.0228**	0.0231	0.0256	0.0210	50,349	59,151	44,340
CP Fier	Vlorë Fier Ballsh Elbasan (1+2)	Furnizon njësitë vendore të lidhura me PRMS Tirana 1, PRMS Tirana 2 dhe	257.2	769,181	434,438	**0.0321**	**0.0410**	**0.0205**	0.0293	0.0371	0.0189	94,780	131,709	52,082

Nga TAP	Në Stacionin:	Komente për segmentet e gazit	Rrjeti i Transmetimit të Gazit (në km)	Tarifa e shpërndarjes së gazit 0.15 Euro/m³								Kostot Kapitale Kumulative (në miliona Euro)		
				Konsumi Kumulativ i Gazit në 2040		Tarifa e Transmetimit (Euro/m³)			Kostot e Normalizuara (Euro/m³)					
				Tregu i Gazit (në '000 m³)	Ngarkesat Spirancë (në '000 m³)	Pa IAP-in	Me specifikimet e IAP-it	Me IAP-in	Pa IAP-in	Me specifikimet e IAP-it	Me IAP-in	Pa IAP-in	Me specifikimet e IAP-it	Me IAP-in
	Tirana (1+2) Durrës	PRMS Durrës.												
CP Fier	Vlorë Fier Ballsh Elbasan (1+2) Tirana (1+2) Fushë-Krujë	Furnizon njësitë vendore të lidhura me PRMS Fushe-Kruje.	269.2	793,865	434,438	**0.0328**	**0.0434**	**0.0203**	0.0299	0.0393	0.0187	97,987	142,989	52,082
CP Fier CP Korçë	Vlore Fier Ballsh Elbasan (1+2) Tirana (1+2) Durrës Fushë-Krujë Pogradec	Furnizon njësitë vendore të lidhura me PRMS Korçë dhe PRMS Pogradec.	304.5	840,043	559,397	**0.0325**	**0.0422**	**0.0209**	0.0296	0.0381	0.0192	105,048	150,050	59,143
CP Fier	Vlore Fier Ballsh Elbasan (1+2) Tirana (1+2) Durrës Fushë-Krujë Shkodër	Furnizon njësitë vendore të lidhura me PRMS Shkodër.	394.7	897,426	559,397	**0.0377**	**0.0553**	**0.0220**	0.0342	0.0498	0.0202	129,615	212,866	65,062

Nga TAP	Në Stacionin:	Komente për segmentet e gazit	Rrjeti i Transmetimit të Gazit (në km)	Tarifa e shpërndarjes së gazit 0.15 Euro/m³								Kostot Kapitale Kumulative (në miliona Euro)		
				Konsumi Kumulativ i Gazit në 2040		Tarifa e Transmetimit (Euro/m³)			Kostot e Normalizuara (Euro/m³)					
				Tregu i Gazit (në '000 m³)	Ngarkesat Spirancë (në '000 m³)	Pa IAP-in	Me specifikimet e IAP-it	Me IAP-in	Pa IAP-in	Me specifikimet e IAP-it	Me IAP-in	Pa IAP-in	Me specifikimet e IAP-it	Me IAP-in
CP Korçë	Pogradec													
CP Fier	Vlorë Fier Ballsh Elbasan (1+2) Tirana (1+2) Durrës Fushë-Krujë Shkodër Tepelenë Pogradec	Furnizon njësitë vendore të lidhura me PRMS Tepelenë.	443.3	901,509	559,397	**0.0399**	**0.0575**	**0.0241**	0.0362	0.0517	0.0221	138,328	221,578	73,775
CP Korçë														
CP Fier	Vlore Fier Ballsh Elbasan (1+2) Tirana (1+2) Durrës Fushë-Krujë Shkodër Tepelenë Gjirokastër Pogradec	Furnizon njësitë vendore të lidhura me PRMS Gjirokastër.	462.7	919,927	559,397	**0.0407**	**0.0581**	**0.0251**	0.0369	0.0523	0.0229	141,993	225,244	77,440
CP Korçë														
CP Fier	Vlorë Fier Ballsh	Furnizon njësitë vendore të lidhura me	494.1	926,799	559,397	**0.0423**	**0.0597**	**0.0267**	0.0383	0.0537	0.0244	148,723	231,974	84,170

Nga TAP	Në Stacionin:	Komente për segmentet e gazit	Rrjeti i Transmetimit të Gazit (në km)	Tarifa e shpërndarjes së gazit 0.15 Euro/m³								Kostot Kapitale Kumulative (në miliona Euro)		
				Konsumi Kumulativ i Gazit në 2040		Tarifa e Transmetimit (Euro/m³)			Kostot e Normalizuara (Euro/m³)					
				Tregu i Gazit (në '000 m³)	Ngarkesat Spirancë (në '000 m³)	Pa IAP-in	Me specifikimet e IAP-it	Me IAP-in	Pa IAP-in	Me specifikimet e IAP-it	Me IAP-in	Pa IAP-in	Me specifikimet e IAP-it	Me IAP-in
CP Korçë	Elbasan (1+2) Tirana (1+2) Durrës Fushë-Krujë Shkodër Tepelenë Gjirokastër Pogradec Prrenjas	PRMS Prrenjas.												

Tabela 5.11: Tendencat e tarifave të transmetimit pa konsumatorët spirancë

Nga:	Në:	Komente/Segmentet e tregut të gazit	Tarifa e shpërndarjes së gazit 0.15 Euro/m³					
			Tarifa e Transmetimit (në Euro/m³)			Diferenca e Fondeve (në '000 Euro)		
			Pa IAP-in	Me specifikimet e IAP-it	Me IAP-in	Pa IAP-in	Me specifikimet e IAP-it	Me IAP-in
CP Fier	**PRMS** Vlorë	Furnizon njësitë e lidhura me PRMS Vlorë	0.2362	N.A.	N.A.	-2,893	N.A.	N.A.
CP Fier	**PRMS** Fier	Furnizon njësitë e lidhura me PRMS Fier	0.0828	N.A.	N.A.	-3,316	N.A.	N.A.
CP Korçë	**PRMS** Pogradec	Furnizon njësitë e lidhura me PRMS Korçë dhe PRMS Pogradec.	0.1436	N.A.	N.A.	-2,622	N.A.	N.A.
CP Fier	**PRMS** Elbasan	Furnizon njësitë e lidhura me PRMS Lushnjë dhe PRMS Elbasan (1+2).	0.1409	0.1717	0.1169	-2,203	-1,810	-1,917
CP Fier	**PRMS** Tirana 1 & 2 **PRMS** Durrës	Furnizon njësitë e lidhura me PRMS Tiranë (1+ 2) dhe PRMS Durrës.	0.0697	0.1003	0.0186	-2,713	-1,846	-3,133
CP Fier	**PRMS** Tirana 1 & 2 **PRMS** Durrës **PRMS** Elbasan (1+2)	Furnizon njësitë e lidhura me PRMS Lushnjë dhe PRMS Elbasan (1+2)	N.A.	N.A.	0.0373	N.A.	N.A.	-2,695
CP Fier	**PRMS** Tiranë (1+2) **PRMS** Durrës **PRMS** Elbasan (1+2) **PRMS** Fier	Furnizon njësitë e lidhura me PRMS Fier	N.A.	N.A.	0.0387	N.A.	N.A.	-3,470
CP Fier	Tirana (1+2) Durrës Elbasan (!+ 2) Fier Ballsh	Furnizon njësitë e lidhura me PRMS Ballsh	N.A.	N.A.	0.0420	N.A.	N.A.	-3,889
CP Fier	**PRMS** Tiranë (1+2) **PRMS** Durrës	Furnizon njësitë e lidhura me PRMS Shkodër	N.A.	N.A.	0.0437	N.A.	N.A.	-4,253

Nga:	Në:	Komente/Segmentet e tregut të gazit	Tarifa e shpërndarjes së gazit 0.15 Euro/m^3					
			Tarifa e Transmetimit (në Euro/m^3)			Diferenca e Fondeve (në '000 Euro)		
			Pa IAP-in	Me specifikimet e IAP-it	Me IAP-in	Pa IAP-in	Me specifikimet e IAP-it	Me IAP-in
	PRMS Elbasan (!+ 2) **PRMS** Fier **PRMS** Ballsh **PRMS** Shkodër							

Opsioni B: gazsjellësi drejt Kosovës[10]

Siç u përmend më parë, ky opsion vlerëson ndikimin ndaj tarifës së transmetimit të gazit, kur shtohet një tubacion që lidh Kosovën me sistemin kombëtar të gazit.

Lidhja me Kosovën supozohet të bëhet pranë pikës së kalimit të kufirit në Morinë, 22 km nga qyteti i Kukësit. Dega e tubacionit pritet të ketë një gjatësi 110.8 km nga CP Milot dhe kërkesat e investimeve kapitale janë vlerësuar në 56.4 milion Euro. Për shkak të sasive shtesë që janë planifikuar të transmetohen nëpërmjet këtij tubacionit, ishte e nevojshme të bëhej një ri dimensionim i sistemit kombëtar të transmetimit të gazit, në rast se ky nuk është dimensionuar me specifikimet teknike të IAP-it. Kjo çon në kosto kapitale shtesë prej 10.4 milion Euro.

Për qëllimin e vlerësimit aktual, është supozuar se seksioni drejt Kosovës do të zhvillohet pas ndërtimit dhe funksionimit të sistemit të transmetimit të gazit në Fushë-Krujë dhe para se të lidhet me PRMS Shkodrën. Tabela e mëposhtme tregon ndikimin e këtij zhvillimi në tarifën e transmetimit.

Tabela 5.12: Tendenca e tarifës së gazit në rastin e pranisë së gazsjellësit drejt Kosovës

	Tarifa e Transmetimit *(në Euro/m^3)*			Kostot Kapitale *(në '000 Euro)*		
	Varianti A	Varianti B	Varianti C	Varianti A	Varianti B	Varianti C
Pa tubacionin e Kosovës	0.0321	0.0410	0.0205	94,780	131,709	52,082
Me tubacionin e Kosovës	0.0349	0.0395	0.0219	188,723	220,450	103,968

[10] Duhet theksuar se për Opsionin B analiza u bazua në parashikimet e konsumit të gazit që nuk janë elaboruar në kontekstin e këtij studimi dhe për këtë arsye nuk është bërë një vlerësim i atyre të dhënave. Përveç kësaj, zhvillimi i të dy seksioneve të tubacionit në të dy anët e kufirit kërkon marrjen e të gjitha masave të nevojshme në koordinim me autoritetet kombëtare të dy vendeve.

Opsioni C: Gazsjellësi drejt IRJ të Maqedonisë[11]

Gazsjellësi për në IRJM do të kalojë kufirin Shqiptaro-Maqedonas pranë pikës së kalimit kufitar të Qafë-Thanës dhe supozohet të zhvillohet pas ndërtimit të rrjetit të brendshëm kombëtar të gazit dhe pas lidhjes me Kosovën.

Tabela e mëposhtme paraqet ndikimin e lidhjes me Kosovën dhe me IRJM në tarifën e transmetimit në Shqipëri.

Tabela 5.13: Tendencat e tarifave të gazit në rastin e lidhjeve me Kosovën dhe Maqedoninë

	Tarifa e Transmetimit *(në Euro/m³)*			Kostot Kapitale *(in '000 Euro)*		
	Varianti A	**Varianti B**	**Varianti C**	**Varianti A**	**Varianti B**	**Varianti C**
Pa gazsjellësin drejt Kosovës dhe Maqedonisë	0.0321	0.0410	0.0205	94,780	131,709	52,082
Me gazsjellësin drejt Kosovës dhe Maqedonisë	0.0373	0.0305	0.0180	215,602	262,190	133,067

5.9.5 Konkluzione

Duke pasur parasysh vëllimin e pritur të transportit të gazit natyror për periudhën e referencës dhe kërkesat për investime kapitale, mund të arrihet në përfundimet e mëposhtme:

- Prania e ngarkesave spirancë i jep Projektit vëllimet e nevojshme të gazit gjatë periudhës së hershme dhe kështu kontribuon në zhvillimin e qëndrueshëm të rrjetit të gazit.

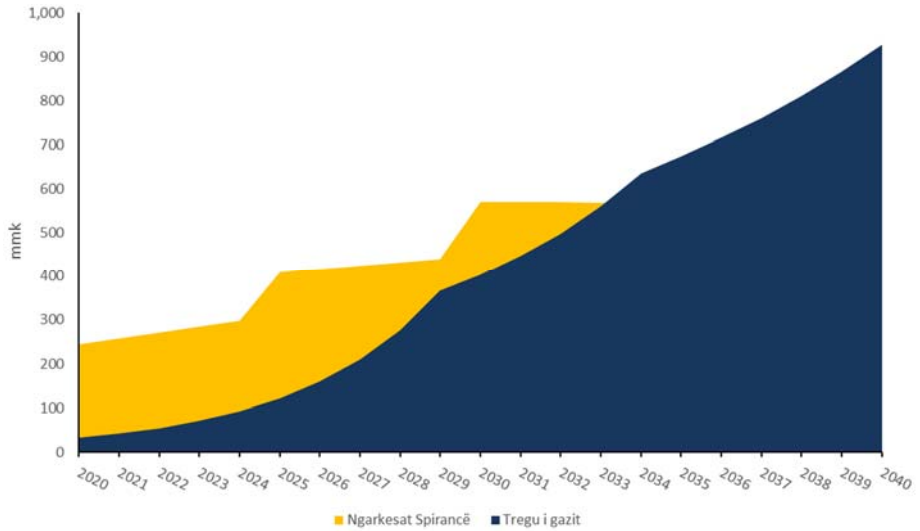


Figura 5-28: Ngarkesat Spirancë krahasuar me Vëllimin e Gazit në vitet 2020-2040

[11] Duhet theksuar se për Opsionin C analiza u bazua në parashikimet e konsumit të gazit që nuk janë elaboruar në kontekstin e këtij studimi dhe për këtë arsye nuk është bërë një vlerësim i atyre të dhënave. Përveç kësaj, zhvillimi i të dy seksioneve të tubacionit në të dy anët e kufirit kërkon marrjen e të gjitha masave të nevojshme në koordinim me autoritetet kombëtare të të dy vendeve

- Regjimi tarifor uniform (d.m.th. kur të gjithë përdoruesit e sistemit të transmetimit paguajnë të njëjtën tarifë pavarësisht pikës së lidhjes me rrjetin), në të vërtetë, subvencionon përdoruesit e tjerë dhe i jep mbështetje të fuqishme zhvillimit të rrjetit të gazit në të gjithë vendin.
- IAP si një tubacion privat do të rritë gazifikimin e Shqipërisë, pasi ka kosto kapitale më të ulëta që çojnë në tarifa më të ulëta të transmetimit të gazit.
- Zhvillimi i gazsjellësit në drejtim të Kosovës do të lejojë tarifë më të ulët të transmetimit për njësitë administrative të lidhura me rrjetin e transmetimit nën një regjim tarifor Pullë Postare.
- Zhvillimi i gazsjellësve drejt Kosovës dhe IRJM do të lejojë tarifë më të ulët të transmetimit për Njësitë Administrative Vendore të lidhura me rrjetin e transmetimit nën një regjim tarifor uniform.

Së fundmi, rentabiliteti i sistemit të gazit mund të përcaktohet duke vlerësuar aftësinë e tij për të siguruar që gazi arrin te përdoruesit fundorë me një çmim konkurrues në krahasim me lëndët e tjera djegëse. Çmimi i shitjes me pakicë të gazit duhet të jetë konkurrues me burimet e tjera të energjisë, kryesisht me energjinë elektrike dhe naftën. Çmimi i druve të zjarrit, duke qenë burimi kryesor i energjisë në zonat rurale, mund të jetë i vështirë për t'u konkurruar për shkak të çmimit të tij të ulët dhe për këtë arsye penetrimi i gazit në këto zona mund të mos jetë i mundshëm.

Çmimi krahasues me pakicë i gazit natyror

Për qëllimin e kësaj analize mund të pre supozohet që një reduktim i çmimit me pakicë të gazit në masën 20%-25% në krahasim me çmimin e energjisë elektrike mund të jetë i aplikueshëm. Bazuar në të dhënat e EUROSTAT-it ky reduktim konsiderohet më i ulëti midis vendeve të marra në konsideratë (EU, Litenshtejni, IRJM, Serbia, Turqia, Bosnja dhe Hecegovina, dhe Moldavia).[12] Meqë çmimi mesatar i energjisë për Shqipërinë është rreth 10.7 Lek/kWh (0.08 Euro/kWh)[13], çmimi me pakicë i gazit në masën 0.0539 Euro/kWh (0.440 Euro/m^3) mund të jetë i pranueshëm. Ky çmim çon në një kosto totale prej rreth 0.2 Euro/m^3 nëse pre supozohet që çmimi i furnizimit me gaz është 0.364 Euro / kWh.[14]

Duke supozuar se tarifa totale për rrjetin e gazit është 0,20 Euro/m^3 dhe se tarifa e shpërndarjes së gazit është 0.15 Euro/m^3, zhvillimi i një rrjeti që mbulon njësitë kryesore të qeverisjes vendore duket i mundur për Variantin A dhe C dhe për këtë arsye rekomandohet një analizë më e detajuar. Në Variantin B, për shkak të absorbimit të kostos për ndërtimin e rrjetit të transmetimit me specifikimet e IAP-it, rrjeti mund të zgjerohet deri në zonën e Tiranës dhe Durrësit në veri dhe zonat Fier - Ballsh dhe Vlorë në jug. Gazifikimi i zonës në veri të Tiranës për Variantin B, është i lidhur me mundësinë e kërkesës së mjaftueshme të gazit nga Mali i Zi.

[12] Bazuar në të dhënat e EUROSTAT-it për vitin 2015, ndryshimi midis çmimit me pakicë të gazit dhe energjisë elektrike për industritë e mesme dhe konsumatorët rezidencialë varion midis 20 70%.

[13] *Bazuar në të dhënat e EREs*

[14] *Çmimi me shumicë i gazit nga TAP është 0.364 Eur0/kWh (bazuar në Raportin e Kërkesës dhe Ofertës për Gaz Natyror)*

6 Depozitimi i Gazit Natyror

Depozitimi i gazit natyror ka një ndikim të rëndësishëm në sigurinë dhe qëndrueshmërinë e furnizimit me gaz natyror dhe në mbulimin e kërkesave të konsumatorëve. Shqipëria ka potenciale të depozitimit të gazit. Albpetroli ka analizuar dy projekte alternativë të formimit të kavernave kripore në Dumre dhe një tjetër në fushën e varfëruar të gazit në Divjakë (SEE News, 2010). Të gjitha këto projektet janë në stadin e konceptimit.

Masivi nëntokësor i kripës në Dumre është një diapir i madh që mbulon një sipërfaqe prej rreth 250 km². Depozitat e kripës janë më së shumti në thellësinë 2000 m nën nivelin e sipërfaqes. Shtresa sipër depozitës kripore është me natyrë karstike dhe përbëhet nga gipse dhe anhidritite. Kripa arrin deri në 6,000 m. Vëllimi i kripës është vlerësuar të arrijë 1,400 km³. Ka dy opsione të zhvillimit të depozitave kripore në Dumre; Dumrea 1 dhe Dumrea 2.

Dumrea 1

Alternativa Dumrea 1 është menduar të ketë një kapacitet pune prej 260 deri në 300 milionë metra kub dhe një normë tërheqje prej 1.29 mmk/ditë. Investimi për këtë alternativë është vlerësuar të jetë 68 milionë Euro.

Dumrea 2

Alternativa Dumrea 2 është menduar të ketë një kapacitet shumë më të madh se sa Alternativa Dumrea 1. Ajo mund të ketë një kapacitet pune prej 1 deri në 1.2 bmk dhe një normë tërheqje prej 6 mmk/ditë. Me një investim të llogaritur prej 73 milion Euro, kjo alternativë do të ketë kosto më të ulët për metër kub. Punimet për objektet e magazinimit të gazit në Dumre mund të fillojnë vetëm mbas vitit 2019.

Divjaka

Divjaka është shfrytëzuar në mes të viteve 1960 dhe 1980 dhe është praktikisht bosh. Në periudhën kohore që u shfrytëzua u prodhua përafërsisht 1,300 mmk gaz natyror. Fusha e Divjakës përbëhet nga 25 shtresa të ndryshme rezervuarësh, secila 4 deri në 6 metra të trasha në intervalin nga 2,000 m deri në 2,600 m nën nivelin e sipërfaqes të cilat janë përgjithësisht të thata.

Me një vlerë të parashikuar të vëllimit të punës prej 60 mmk gaz, Divjaka është e një madhësie mjaft të vogël. Shkalla e tërheqjes është 0.5 mmk/ditë. Magazinimi mund të sigurojë furnizimin vetëm për 120 ditë. Me një investim prej 39 milionë Euro (IBRC, 2010), Divjaka do të ketë kosto relativisht të lartë për metër kub.

6.1 Analiza e konsumit

Kërkesa totale potenciale termike në Shqipëri, e përfaqësuar në konsumin e gazit natyror është përshkruar në detaj në Raportin e Vlerësimit të Kërkesës dhe Burimeve të Furnizimit me Gaz Natyror. Sipas këtij raporti, potenciali total i

konsumit të gazit natyror në Shqipëri do të rritet nga 1.5 mmk në vitin 2020 në rreth 3 bcm në vitin 2040 (Tabela 6-1).

Tabela 6.1: Potenciali total i konsumit të gazit natyror në Shqipëri (në mmk)

mmk	2020	2025	2030	2035	2040
Banesat Rezidenciale	661	737	818	893	959
Shërbimet	234	292	361	438	520
Industria	275	351	444	555	688
TOTAL	**1,170**	**1,380**	**1,623**	**1,886**	**2,167**
Rafineritë	82	103	103	96	89
Prodhimi i Energjisë	270	333	416	598	770
TOTAL	**352**	**436**	**519**	**694**	**859**
TOTAL	**1,522**	**1,816**	**2,142**	**2,580**	**3,026**

Tabela e mësipërme tregon potencialin e konsumit të gazit, por konsumi aktual është rezultat i optimizmit ekonomik të zhvillimit të rrjetit të transmetimit të gazit dhe shpërndarjes meqë rrjeti i gazit do të realizohet vetëm në zonat ku është ekonomikisht i mundshëm, dhe kërkesa aktuale për gaz natyror do të jetë shumë më e ulët se sa kërkesa totale termike e përfaqësuar në tabelën e mësipërme.

Siç është shpjeguar më parë në Raportin e Vlerësimit të Kërkesës dhe Burimeve të Furnizimit me Gaz Natyror, lidhja me rrjetin e gazit mund të jetë vetëm në dispozicion të atyre konsumatorëve në zonat ku është ekonomikisht e mundur për të zhvilluar rrjetin e gazit natyror, dhe nëse çmimi përfundimtar i gazit për përdoruesit fundorë është konkurrues në krahasim me burimet e tjera të energjisë. Prandaj, procedura e parashikimit të konsumit potencial të gazit së pari përcaktoi tregun e ngrohjes dhe të energjisë elektrike, dhe pastaj përcaktoi përqindjen e tregut të ngrohjes, dhe e prodhimit të energjisë elektrike do të mund të mbulohet nga gazi natyror.

Hapi tjetër është përcaktimi nëse investimi në rrjetet e shpërndarjes së gazit për vendbanimet individuale apo njësitë administrative lokale është rentabël në raport me potencialin e konsumit të gazit natyror në zonën e vëzhguar. Duke vepruar kështu, janë përcaktuar kriteret e pranimit, dhe bazuar në këto kritere, një pjesë e madhe e vendbanimeve janë përjashtuar në këtë raund të parë.

Ndërtimi i rrjeteve të shpërndarjes së gazit kërkon volume të konsiderueshme. Një parametër kryesor për të vlerësuar nëse volumi i gazit është i konsiderueshëm është vëllimi mesatar i kërkesës së gazit për kilometër (km) të rrjetit të shpërndarjes i cili, varet në masë të madhe nga dendësia e vendbanimeve të një vendi ose rajoni.

Raundi i dytë ishte përcaktimi i dinamikës së mundshme dhe drejtimi i zhvillimit të rrjetit të transmetimit të gazit duke marrë parasysh konsumin e gazit nga konsumatorët e mëdhenj industrialë, termocentralet dhe rafineritë.

Që nga koha kur rrjeti i gazit është ndërtuar në disa zona, në skenarët e zhvillimit të konsumit të gazit në fushën e vëzhguar, është parashikuar një normë penetrimi

të gazit në tregun e ngrohjes. Shkalla e penetrimit është e bazuar në përvojën e vendeve të gazifikuara tashmë në Evropën Juglindore.

Rezultati përfundimtar i optimizimit ekonomik është konsumi i pritshëm i gazit natyror në Shqipëri, i cili pritet të rritet nga 0.276 bmk në vitin 2020 në 1.611 bcm në vitin 2040 (shih Figurën 6-1 më poshtë).

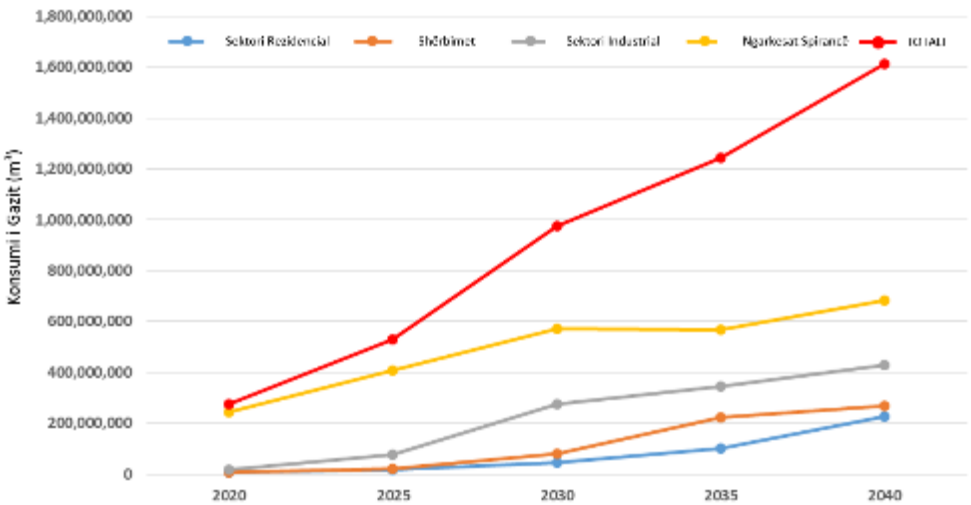


Figura 6-1 Konsumi i pritshëm i gazit natyror në Shqipëri

6.2 Analiza e të dhënave meteorologjike dhe llogaritja e kurbës së ngarkesës

Për të analizuar nevojën potenciale për depozitim të gazit natyror është kryer optimizimi i vëllimit të kërkuar të magazinimit dhe kapaciteti ditor tërheqës për një vit mesatarisht të ftohtë dhe për një vit të ftohtë me probabilitet një herë në 20 vjet. Optimizimi është kryer duke supozuar se furnizimi me gaz do të kontraktohet në një nivel të pritshëm konstant të konsumit vjetor gazit gjatë gjithë vitit.

Piku ditor i kërkesës për gaz natyror është bazuar në parashikimin vjetor të kërkesës së gazit dhe kurbës së ngarkesës për familjet dhe shërbimet. Kërkesa e pikut ditor zakonisht ndodh në kohën e dimrit gjatë muajit janar ose shkurt.

Kërkesat mesatare dhe të larta të gazit varen nga vëllimi i konsumit të gazit që është i lidhur me temperaturat (ekonomitë familjare dhe shërbimet), nga kurba e ngarkesës së varur nga temperatura, temperaturat mesatare ditore me probabilitet një herë në 20 vjet, si dhe struktura aktuale dhe ajo e pritshme e konsumit të gazit në të ardhmen. Për arsye të disponueshmërisë së të dhënave kurba e konsumit mesatar vjetor për vitin me probabilitet statistikor një herë në 20 vjet u llogarit nga kurba e ngarkesës së varur nga temperatura për Kroacinë, ndërsa temperaturat mesatare vjetore për vitet e zakonshme dhe për vitet me një probabilitet statistikor një herë në 20 vjet u bazuan në të dhënat e temperaturës për zonën e Tiranës, e cila pritet të jetë tregu më i madh i vendit.

Sektorët e tjerë, veçanërisht industria, prodhimi i energjisë elektrike, rafineritë dhe konsumatorët që nuk varen nga temperatura kanë konsum relativisht konstant të gazit gjatë vitit.

Tabela 6.2: Kërkesa totale termike për gaz natyror (mmk)

Konsumi (bmk)	2020	2025	2030	2035	2040
Sezonal	15	43	126	327	497
Konstant	261	489	848	916	1,115
Total	276	531	974	1,243	1,611

Pjesa e konsumit konstant të gazit në Shqipëri është relativisht e lartë, por përqindja e tij pritet të bjerë nga 95% të konsumit total të gazit në vitin 2020, në 69% në vitin 2040.

6.3 Nevojat e depozitimit

Në vitet me temperatura mesatare, nevojat për depozitim për kërkesën totale termike të Shqipërisë do të rriten nga 5 mmk në vitin 2020 në 181 mmk në vitin 2040. Kapaciteti i kërkuar i pikut ditor do të rritet nga 0.1 mmk/ditë në 2020 në 3.3 mmk/ditë në vitin 2040.

Tabela 6.3: Kërkesat për depozitim në vitet me temperaturë mesatare (mmk)

		2020	2025	2030	2035	2040
KONSUMI (mmk)		276	531	974	1,243	1,611
	Sezonal	15	43	126	327	497
	Konstant	261	489	848	916	1,115
KËRKESA PËR DEPOZITIM	Volumi (mmk)	5	16	46	119	181
	Kapaciteti (mmk/ditë)	0.1	0.3	0.8	2.1	3.3

Nevojat për depozitim në vitet që kanë probabilitet një herë në 20 vjet do të rriten nga 6 mmk në vitin 2020 në 184 mmk në vitin 2040. Kapaciteti i kërkuar i pikut ditor do të rritet nga 0.2 mmk/ditë në vitin 2020 në 5.9 mmk/ditë në vitin 2040.

Tabela 6.4: Nevojat e depozitimit për vitet që kanë probabilitet një herë në 20 vjet (mmk)

		2020	2025	2030	2035	2040
KONSUMI (mmk)		276	531	974	1,243	1,611
	Sezonal	15	43	126	327	497
	Konstant	261	489	848	916	1,115
KËRKESA PËR DEPOZITIM	Volumi (mmk)	6	16	47	121	184
	Kapaciteti (mmk/ditë)	0.2	0.5	1.5	3.9	5.9

Alternativa Dumrea 1 është opsioni me volum të mjaftueshëm depozitimi, por pa kapacitet të mjaftueshëm tërheqjeje. Alternativa Dumrea 2 ka kapacitet më të lartë depozitimi dhe siguron një kapacitet të mjaftueshëm tërheqës për nevojat e konsumit të gazit.

Shqipëria mund të ndërtojë objektet e saj depozituese të gazit ose të marrë me qira hapësira depozituese nga Kroacia, nëse zhvillohet gazsjellësi IAP dhe nëse do të furnizohet me gaz nga Kroacia.

Kur të jetë instaluar gazsjellësi TAP, Italia kryesisht, por edhe Greqia mund të ofrojnë shërbime të ngjashme depozitimi për tregun shqiptar, nga përdorimi i objekteve depozituese në rrjetet e tyre.

6.4 Rekomandimet për menaxhimin e ngarkesave

Në kuadër të këtij studimi, është kryer një vlerësim i mënyrave të menaxhimit të pikut dhe depozitimit sezonal. Shqipëria mund të zhvillojë hapësirat e saj depozituese nëntokësore, ose të marrë me qira hapësira depozituese në vendet fqinj siç u shpjegua më sipër.

Një zgjidhje për rrafshimin e pikut (menaxhimi i pikut) është injektimi i një përzierje propani me ajër në qendrat më të mëdha të konsumit. Kjo përzierje e quajtur Gaz Natyror Sintetik krijohet nga përzierja e avujve të propanit ose gazit natyror të lëngëzuar me ajrin. Kjo përzierje homogjene mund të përdoret si një zëvendësues për gazin natyror në të gjitha pajisjet e djegies. Një fabrikë tipike e gazit natyror sintetik përbëhet nga depozita e propanit, stacioni i shkarkimit të kamionëve, pompat e transferimit, avulluesit e propanit, kompresorë të ajrit, përzierësi i ajrit me propanin, pajisjet e matjes së fluksit të gazit dhe të vlerës kalorifike dhe pajisjet e kontrolleve të sistemit.

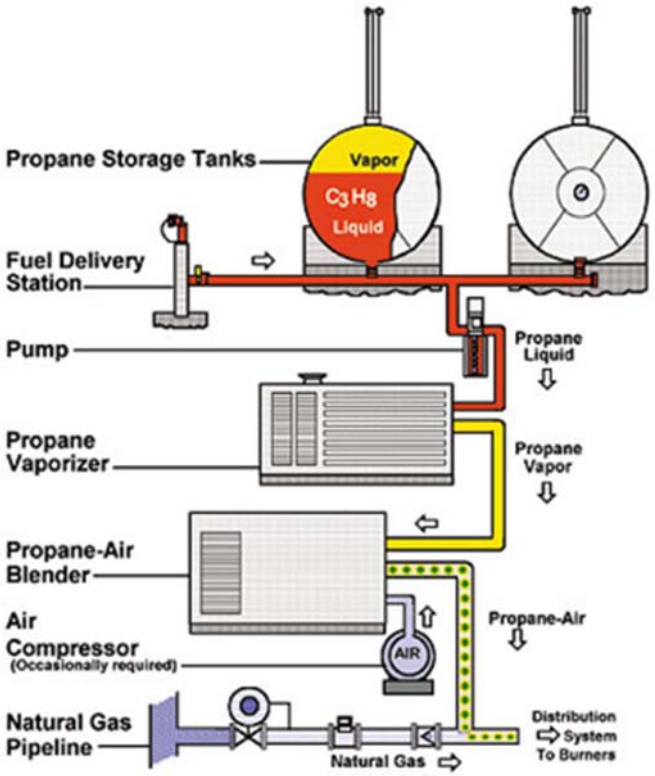


Figura 6-2 Skema e impiantit të gazit sintetik për zbutjen e pikut

Nuk ka momentalisht asnjë impiant apo infrastrukturë të gazit propan që potencialisht mund të integrohet në infrastrukturën e re të gazit në Shqipëri. Në këtë pikë të studimit nuk dihet akoma në cilat qytete do të zhvillohet sistemi i shpërndarjes të gazit, dhe cila do të jetë kërkesa aktuale e gazit, kështu që nuk mund të ofrohet asnjë rekomandim në lidhje me madhësitë e këtyre objekteve ose të investimeve.

Gazi natyror kur të bëhet i disponueshëm nëpërmjet rrjeteve të shpërndarjes së gazit do të zëvendësojë propanin dhe lëndët e tjera djegëse që janë më të shtrenjta në zonat ku është zhvilluar rrjeti i shpërndarjes. Depot e propanit në industritë dhe shërbimet mund të përdoren si karburant dytësor dhe kjo shpesh do të jetë një zgjidhje më e thjeshtë për menaxhimin e pikut. Gjithashtu, zgjidhje të tjera si gazi natyror i kompresuar apo i lëngëzuar mund të konsiderohen si zgjidhje për menaxhimin e pikut, në varësi të opsioneve në dispozicion, për çdo rast.

Përdorimi i dy tipeve të karburanteve për sektorin rezidencial, industrinë dhe shërbimet do të jetë zgjidhja më e thjeshtë e menaxhimit të pikut. Një nga pengesat në përdorimin e gazit sintetik është ndryshimi i çmimit midis dy karburanteve. Prandaj, nevojat e konsumatorëve të ndërprershëm duhet të rregullohen në nivel kontraktual për të sqaruar detyrimet e kompanisë së gazit. Në mënyrë që të shfrytëzohen në tërësi karburantet dyfishe është e rekomandueshme që kompania e gazit të jetë përgjegjëse për shpërndarjen e gazit sintetik dhe çmimi i tij të jetë i njëjtë me çmimin e gazit natyror. Kjo do të kërkojë një rritje të çmimit mesatar të gazit apo aplikimin e çmimeve të rritura gjatë dimrit për të kompensuar kostot shtesë. Kompania e gazit do të duhet të vendosë kur dhe ku do të aplikojë lëndët djegëse alternative.

Nga pikëpamja e investimeve zgjidhja më e lirë mund të jetë paketimi i gazit brenda tubacioneve të IAP-it apo rrjetit shqiptar të gazit përmes rritjes së presionit brenda këtyre tubacioneve, të paktën derisa tubacionet të arrijnë potencialin e tyre të plotë në fazat e mëvonshme të shfrytëzimit të projektit (çmimi i balancimit të gazit është një çështje tjetër). Kjo mund të jetë një zgjidhje për menaxhimin e shpejtë të pikut ditor. Kjo do të thotë se operatori i transmetimit mund të përdorë hapësirën e brendshme të tubacionit duke ulur presionin e punës së tubacionit nga 50/80 bar në një nivel minimal. Për të kontrolluar paketimin e gazit duhet të aplikohet një sistem SCADA.

Impiantet e gazit të lëngëzuar mund të përdoren për menaxhimin e pikut, ose nëpërmjet importit të gazit të lëngëzuar ose nëpërmjet depozitave lokale të gazit të lëngëzuar, ku gazi është kondensuar gjatë periudhës së verës. Impianti Eagle GNL mund të jetë një vend i mundshëm magazinimi.

Përdorimi i një strukture tarifore që aplikon çmime më të ulëta gjatë periudhave me konsum të ulët dhe çmime më të larta gjatë periudhave të pikut do të jetë zgjidhja me kosto më të ulët për reduktimin e ngarkesave të pikut. Për konsumatorët individualë, një tarifë më e lartë gjatë dimrit do të inkurajojë kursimin e energjisë, qoftë duke reduktuar temperaturën dhe nivelin e komfortit, ose duke investuar në përmirësimin e izolimit të banesave.

6.5 Konkluzione

Kërkesa ditore e pikut të gazit është e bazuar në kurbën vjetore të ngarkesës për Kroacinë, në të dhënat e temperaturës në tri zonat klimatike të Shqipërisë dhe në parashikimin e kërkesës së gazit për Shqipërinë.

Në vitet me temperatura vjetore mesatare nevojat e depozitimit për të përballuar kërkesat e përgjithshme termike të Shqipërisë do të rriten nga 5 mmk në vitin 2020 në 181 mmk në vitin 2040. Ndërsa kapaciteti për pikut ditor do të rritet nga 0.1 mmk/ditë në vitin 2020 në 3.3 mmk/ditë në vitin 2040.

Në vitet me temperatura vjetore të ulëta që kanë probabilitet 1 herë në 20 vjet nevojat e depozitimit për të përballuar kërkesat e përgjithshme termike të Shqipërisë do të rriten nga 6 mmk në vitin 2020 në 184 mmk në vitin 2040. Kapaciteti i kërkuar i pikut ditor do të rritet nga 0.2 mmk/ditë në vitin 2020 në 5.9 mmk/ditë në vitin 2040.

Për shkak të faktit se tregu i gazit në Shqipëri do të jetë relativisht i vogël, dhe se nevojat e menaxhimit të pikut do të jenë relativisht të vogla dhe arrijnë vetëm në 184 mmk, i cili është vetëm një fraksion i vogël i vëllimeve që priten të transmetohen nga IAP për vendet e treta, dhe si rrjedhojë opsioni i depozitimit me qira[15] është më i pranueshëm. Ky opsion së bashku me opsione të tjera të menaxhimit të ngarkesës që nuk kërkojnë investime të mëdha, si karburantet e dyfishta, stimujt tariforë, paketimi i gazit brenda tubacioneve dhe metodave të tjera të ngjashme, do të jenë opsionet më të realizueshme dhe më të rekomandueshme për menaxhimin e ngarkesës në Shqipëri. Në rast se ka interes të mjaftueshëm për depozita nga vendet e tjera, atëherë Alternativa Dumrea 2 e magazinimit nëntokësor të gazit mund të zhvillohet.

[15] Opsioni i magazinimit me qira do të thotë që furnizuesi lokal duhet të nënshkruajë marrëveshje magazinimi me furnizuesit që përdorin magazinat ekzistuese në Kroaci dhe Austri apo depot e ardhshme në Shqipëri, dhe për të marrë vëllimin e kërkuar të gazit nëpërmjet tubacionit IAP. Çmimi i këtij gazi do të jetë sa çmimi i gazit në treg plus kostot e magazinimit.

7 Shënime përmbyllëse dhe rekomandime

Karakteristikat demografike të vendbanimeve shqiptare janë shumë të pafavorshme për zhvillimin e rrjeteve të shpërndarjes së gazit. Shqipëria ka një numër relativisht të madh të vendbanimesh (përafërsisht 3,000) me një numër relativisht të vogël banorësh për vendbanim.

Konsumi potencial i gazit natyror sipas sektorëve është parashikuar si më poshtë:

- Kërkesa totale e parashikuar për energji termike në sektorin rezidencial, të shërbimeve dhe atë industrial, e cila mund të zëvendësohet nga gazi natyror është shpërndarë sipas prefekturave dhe më tej sipas njësive administrative lokale si potencial i përdorimit të gazit natyror (rreth 2,167 mmk në vitin 2040 duke përfshirë bujqësinë dhe sektorin e transportit);

- Potenciali i ardhshëm i konsumit të gazit natyror për prodhimin e energjisë elektrike mund të jetë rreth 770 mmk në vitin 2040, dhe konsumi i parashikuar i gazit natyror në rafineritë në vitin 2040 mund të jetë rreth 89 mmk.

Zona potenciale për zhvillimin e rrjetit të shpërndarjes të gazit përfshin 85 njësi administrative që kanë një konsum potencial të gazit që i korrespondon 77% të kërkesës totale në Shqipëri për vitin 2020 dhe 82% për vitin 2040. Për të përcaktuar pjesën e gazit natyror që mund të shpërndahet ekonomikisht në 85 njësitë administrative është kryer një analizë teknike dhe financiare. Procesi i vlerësimit fokusohet në llogaritjen dhe vlerësimin e Tarifave të Rikuperimit të Plotë të Kostos (TRPK), që është tarifa e cila mbulon në kohë shpenzimet kapitale dhe shpenzimet operative. Analizat treguan se TRPK-të më te ulëta janë në Fier, Pogradec, Tiranë, Shijak, Durrës, Elbasan dhe Fushë-Krujë (ku TRPK është nën 0.10 Euro/m^3). Së fundmi, duke zbatuar parimin që qendrat e konsumit me konsum të mjaftueshëm të gazit mund të mbështesin edhe zonat më pak tërheqëse, u identifikuan zonat potenciale të shpërndarjes.

7.1 Sistemi i shpërndarjes së gazit

Nga analiza e shpërndarjes së gazit, konkluzionet ishin si më poshtë:

- Zona Fier - Vlorë - Ballsh paraqet një trekëndësh të rëndësishëm të konsumit të gazit në të cilën janë vendosur pjesa më e madhe e konsumatorëve spirancë.

- Zona e Tiranës dhe Durrësit përfaqëson zonën kryesore me potencial të konsiderueshëm të gazit në Shqipëri. Kontributi i secilit sektor ndaj totalit të konsumit të gazit shkon në 32%, ndërsa sektori industrial duke qenë më i madhi shkon në 37% dhe për këtë arsye, rekomandohet që kjo zonë të konsiderohet si qendra kryesore e shpërndarjes së gazit.

- Normat e lidhjes së gazit ndikojnë dukshëm në zgjerimin e rrjetit të shpërndarjes dhe për këtë arsye nevojitet zbatimi i politikave administrative

dhe skema financiare mbështetëse për të lehtësuar kalimin e konsumatorëve fundorë drejt përdorimit të gazit.

- Për shkak të karakteristikave demografike të Shqipërisë, vëllimi i përgjithshëm i gazit nuk rritet ndjeshëm nga rritja e tarifave të shpërndarjes. Një rritje me 10% e tarifave çon në një rritje margjinale të konsumit të gazit me vetëm rreth 2.5%, për shkak të madhësisë së vogël të njësive shtesë, me përjashtim të rasteve kur bashkëngjiten qendra me konsum të konsiderueshëm të gazit. Sidoqoftë, kostot kapitale rriten në mënyrë proporcionale nëse shtohen zona të reja kur ato bëhen të realizueshme nëpërmjet rritjes së tarifave. Një rritje 10% e tarifave çon në një rritje me 10% të kërkesave për investime kapitale.

7.2 Sistemi i transmetimit së gazit

Rrjeti i propozuar i transmetimit të gazit, ashtu siç është paraqitur në Figurën 5-1 mund të ndahet në pesë degë kryesore:

- **Dega e Veriut**, duke filluar nga pika e lidhjes me TAP-in (pranë Fierit), dhe shkon drejt Shkodrës dhe pikës së kalimit kufitar me Malin e Zi,

- **Dega e Elbasanit**, që fillon nga pika e lidhjes me TAP (pranë Fierit), dhe mbaron në Elbasan duke kaluar nëpërmjet Lushnjës dhe Dumresë,

- **Dega e Jugut**, që furnizon zonat e Fierit, Vlorës, Ballshit, Tepelenës dhe Gjirokastrës,

- **Dega Perëndimore**, që furnizon zonat e Korçës, Pogradecit, dhe Përrenjasit si edhe Ish Republikën Jugosllave të Maqedonisë,

- **Dega e Kosovës**, që fillon nga Miloti dhe përfundon në pikën kufitare të Morinës në afërsi të Kukësit dhe do të shërbejë kryesisht për furnizimin e Kosovës.

Figura 7-1: Propozimi i rrjetit të transmetimit të gazit

Kostot kapitale për çdo seksion janë llogaritur për katër skenarët e mëposhtme:

Skenari 1, i cili konsideron ndërtimin e gazsjellësit IAP me diametrin e tij të përcaktuar plus gazsjellësit drejt Kosovës dhe IRJM.

Skenari 2, i cili merr në shqyrtim ndërtimin e gazsjellësit IAP me diametrin e tij të përcaktuar por pa gazsjellësit drejt Kosovës dhe IRJM.

Skenari 3, i cili merr në shqyrtim ndërtimin e një rrjeti kombëtar të gazit plus tubacionet e transmetimit të gazit në Kosovë dhe IRJM.

Skenari 4, i cili merr në konsideratë vetëm ndërtimin e një rrjeti kombëtar të gazit.

Duke u bazuar në skenarët e mësipërm, analiza financiare vlerësoi tri opsione të zhvillimit:

(a) Sistemi Shqiptar i Transmetimit të Gazit

(b) Gazsjellësi Ndërkombëtar drejt Kosovës dhe

(c) Gazsjellësit Ndërkombëtarë drejt Kosovës dhe IRJM.

Për të identifikuar ndikimin e IAP për zhvillimin e rrjetit të gazit kombëtar, tri variante janë analizuar më tej. **Varianti A (pa IAP)**, i cili supozon se pjesët e përbashkëta të tubacionit me IAP do të projektohen në bazë të kërkesës së brendshëm të gazit, **Varianti B (me karakteristikat teknike të IAP),** i cili supozon se tubacionet e rrjetit kombëtar brenda korridorit të IAP do të kenë të njëjtin seksion si IAP dhe Variant C (me IAP), i cili supozon ekzistencën e IAP-it si një gazsjellës privat.

Duke supozuar se mbas aplikimit të një regjimi tarifor uniform, tarifat e transmetimit variojnë në varësi të zhvillimit gradual të rrjetit të transmetimit të gazit si më poshtë:

Tabela 7.1: Diapazoni i tarifave të transmetimit për rrjetin shqiptar të gazit

	Pa IAP-in	Me specifikimet e IAP-it	Me IAP-in
nga:	0.0148	0.0148	0.0148
Deri më:	0.0423	0.0597	0.0267

Nga analiza janë nxjerrë konkluzionet e mëposhtme:

- Prania e ngarkesave spirancë i jep projektit vëllimet e nevojshme të gazit gjatë periudhës së hershme dhe kështu këto ngarkesa kontribuojnë në zhvillimin e qëndrueshëm të rrjetit të gazit në të gjithë vendin.

- Regjimi rregullator tarifor i “Pullës Postare” ku të gjithë përdoruesit e sistemit të transmetimit paguajnë të njëjtën tarifë, në njëfarë mënyre subvencionon tarifat e tjera për transportin e gazit në vend dhe i jep mbështetje të fuqishme për zhvillimin e rrjetit të gazit në të gjithë vendin.

- IAP si një tubacion privat do të rrisë gazifikimin e Shqipërisë, pasi kostot kapitale janë më të ulëta dhe tarifa e transmetimit të gazit do të jetë gjithashtu më e vogël.

- Duke supozuar se tarifa totale për rrjetin e gazit është 0,20 Euro/m^3 dhe se tarifa e shpërndarjes së gazit është 0.15 Euro/m^3, zhvillimi i një rrjeti që mbulon njësitë kryesore të qeverisjes vendore duket i mundur për Variantin A dhe C dhe për këtë arsye rekomandohet një analizë më e detajuar. Në Variantin B, për shkak të absorbimit të kostos për ndërtimin e rrjetit të transmetimit me specifikimet e IAP rrjeti mund të zgjerohet deri në zonën e Tiranës dhe Durrësit në veri, dhe zonat Fier - Ballsh dhe Vlorë në jug. Gazifikimi i zonës në veri të Tiranës për Variantin B është i lidhur me mundësinë e kërkesës së mjaftueshme të gazit nga Mali i Zi.

7.3 Depozitimi i Gazit

Depozitimi i gazit natyror ka një ndikim të rëndësishëm në sigurinë e furnizimit me gaz natyror dhe mbulimin e kërkesave të konsumatorëve. Diapiri i Dumresë mbulon një sipërfaqe prej rreth 250 km². Ka dy opsione të zhvillimit te Dumresë; Alternativa Dumrea 1 dhe Alternativa Dumrea 2.

- Dumrea 1 është një opsion depozitimi me vëllim të mjaftueshëm, por pa kapacitet të mjaftueshëm tërheqës.

- Dumrea 2 është opsion depozitimi me vëllim shumë të madh por me kapacitet të madh tërheqës për nevojat e depozitimit dhe të konsumit të gazit.

Për shkak të faktit se tregu i gazit në Shqipëri është relativisht i vogël, dhe se nevojat e menaxhimit të pikut të ngarkesës janë relativisht të ulëta (në nivelin e 184 mmk në vit, e cila është vetëm një fraksion i vogël i volumeve që pritet të transmetohen nga IAP për vendet e treta) depozitimi me qira është më i rekomandueshëm. Ky opsion bashkë me opsione të tjera të menaxhimit të pikut që nuk kërkojnë asnjë investim si lëndë djegëse të dyfishtë, stimuj tariforë, paketim të dendur të gazit brenda tubacioneve dhe metoda të tjera të ngjashme, përbëjnë opsione më të përballueshme të menaxhimit të ngarkesës dhe për rrjedhojë janë më të rekomandueshme për Shqipërinë. Por, në rast se ekziston interes i mjaftueshëm nga vendet e tjera, atëherë mund të rekomandohet Alternativa Dumrea 2 e magazinimit nëntokësor të gazit meqë ka kapacitete të mjaftueshme tërheqëse.

8 Tipologjia e Energjisë në Shqipëri në të ardhmen

Tipologjia e Energjisë në Shqipëri për vitet e ardhshme është vlerësuar bazuar në zbatimin e plotë të projekteve në afatet e parashikuara.

8.1 Tipologjia e Energjisë aktualisht

Baza krahasuese për një vlerësim të kompozimit të energjisë në të ardhmen është përbërja e energjisë aktualisht (bazuar në të dhënat e viteve paraardhës).

Ky informacion është mbledhur nga burime të ndryshme të tilla si AKBN dhe Agjencia Ndërkombëtare e Energjisë (ANE). Bilanci i Energjisë në Shqipëri për vitin 2013 është marrë nga Plani Kombëtar i Veprimit për Energjinë e Rinovueshme për Shqipërinë që është përgatitur nga AKBN, ndërsa të dhënat nga ANE janë marrë nga faqja e internetit të agjencisë (www.iea.org).

Tabela 8-1 Konsumi Final i Energjisë në Shqipëri në vitin 2013 në ktne (Kilo Ton Naftë Ekuivalent)

	Banesa	Shërbimet	Industria	Transporti	Bujqësia	TOTAL
Burimet e ngurta	1	5	87	0	0	93
Produktet e Naftës	79	36	183	816	86	1200
Gazi Natyror	0	0	8	0	0	8
Energjia Gjeotermike, Diellore, etj.	5	6	0	0	0	12
Drutë dhe Biomasa	160	11	10	0	12	193
Elektriciteti nga HEC-et	136	53	57	0	7	253
Elektriciteti nga Importi	165	65	69	0	9	308
Ngrohja e përqendruar	0	0	5	0	0	5
Totali final	546	176	419	816	114	2,071

Burimi: Plani Kombëtar i Veprimit për Energjinë e Rinovueshme, Maj 2015 (AKBN)

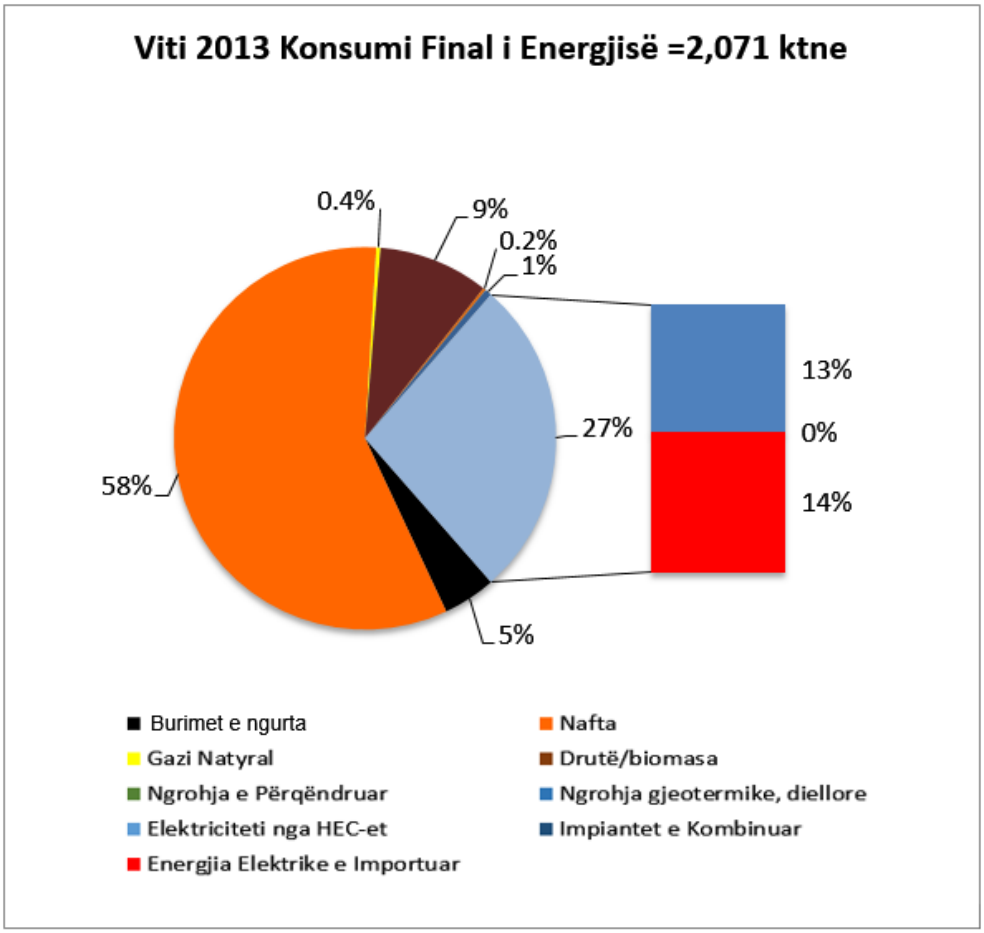


Figura 8-1: Konsumi Final i Energjisë në Shqipëri në Kilo Ton Naftë Ekuivalent për vitin 2013 (AKBN)

Burimet primare të furnizimit me energji për vitin 2013 janë përfshirë në Planin Kombëtar të Veprimit për Energjinë e Rinovueshme dhe paraqiten në Tabelën 8-2 më poshtë.

Tabela 8-2:Furnizmi nga burimet primare të energjisë në vitin 2013 ktne

	Burimet Primare	Produkte të rikuperuara	Importet	Shkëmbimi me burime të tjera	Eksportet	Bankers	TOTAL
Burimet e ngurta	0	0	92.8	0	0.3	0	93
Produktet e Naftës	1368.2	0	1515.2	307.5	1209.8	27	1200
Gazi Natyror	27.6	0	0	0	0	0	8
Energjia Gjeotermike, Diellore, etj	12.1	0	0	0	0	0	12
Drutë dhe Biomasa	202	0	10.4	0	19.2	0	193
Elektriciteti nga HEC-et	406.3	0	279.5	0	15.8	0	253
Elektriciteti nga Importi	5.1	0	0	0	0	0	308
Totali final	2021.4	0	1898	307.5	1245	27	2339.8

Burimi: Plani Kombëtar i Veprimit për Energjinë e Rinovueshme, Maj 2015 (AKBN)

Për përgatitjen e bazës krahasuese për tipologjinë e energjisë vlerat e tabelës së mësipërme janë shpërndarë në mënyrë proporcionale sipas sektorëve bazuar në konsumin final të energjisë, me efikasitetet e supozuara të transmetimit dhe shpërndarjes së karburanteve të veçanta.

Supozimet e mëposhtme janë bërë në lidhje me efiçencat e burimeve primare të energjisë që janë identifikuar duke marrë parasysh humbjet në transmetim dhe shpërndarje:

Tabela 8-3 Efiçenca e karburanteve në vitin 2013 duke marrë parasysh humbjet e tyre gjatë transmetimit dhe shpërndarjes

	Burimet e ngurta	Produktet e Naftës	Gazi Natyror	Energjia Gjeotermike, Diellore, etj	Drutë dhe Biomasa	Elektriciteti	Ngrohja e përqendruar
Efiçenca	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**65%**	**100%**

Si rezultat i supozimeve të mësipërme për efiçensën e burimeve të energjisë, dhe duke marrë në konsideratë Konsumin Total Final të Energjisë si informacionin më të besueshëm (siç konfirmohet edhe nga Plani Kombëtar i Veprimit dhe ANE), është llogaritur Furnizimi Total me Energji nga burimet primare sipas sektorëve (Tabela 8-4 më poshtë).

Tabela 8-4 Furnizimi Total nga Burimet Primare të Energjisë sipas sektorëve në vitin 2013 në ktne

	Banesa	Shërbimet	Industria	Transporti	Bujqësia	TOTAL
Burimet e ngurta	1	5	87	0	0	93
Produktet e Naftës	79	36	183	816	86	1200
Gazi Natyror	0	0	8	0	0	8
Energjia Gjeotermike, Diellore, etj	5	6	0	0	0	12
Drutë dhe Biomasa	160	11	10	0	12	193
Elektriciteti nga HEC-et	209	82	87	0	11	389
Elektriciteti nga Importi	254	100	107	0	13	474
Ngrohja e përqendruar	0	0	5	0	0	5
Totali final	708	240	487	816	122	2,373

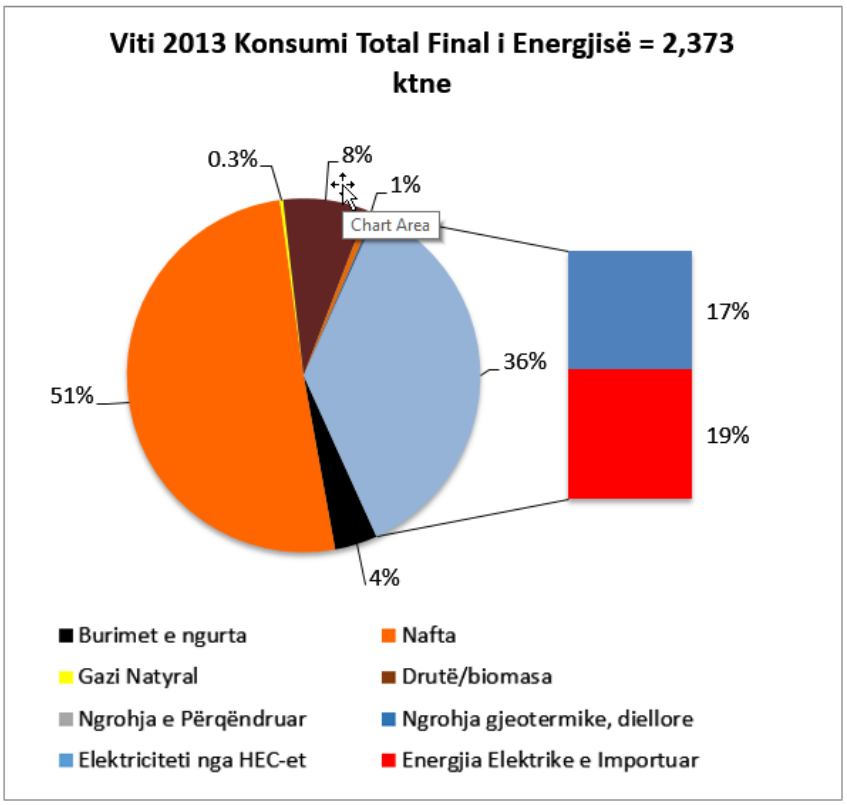


Figura 8-2: Furnizimi Total me Energji nga Burimet Primare në Shqipëri (Burimi: AKBN)

8.2 Parashikimet e Tipologjisë së Energjisë për vitet 2020 – 2040 pa Gazin Natyror

8.2.1 Parashikimet për Konsumin e Energjisë pa praninë e Gazit Natyror

Parashikimet për Konsumin e Energjisë pa praninë e Gazin Natyror për vitet 2020-2040 janë llogaritur duke përdorur modelin e Raportit të Vlerësimit të Kërkesës dhe Furnizimit me Gaz që ishte pjesë e MPG, por në ndryshim nga ky model, energjia elektrike ndahet në energjinë elektrike të prodhuar nga HEC-et dhe energjinë elektrike të importuar apo energjinë elektrike nga TEC-et. Konsulenti ka përdorur parashikimet e prodhimit të energjisë nga HEC-et sipas draft-Strategjisë së Energjisë (që po përgatitet me mbështetjen e USAID), që në kombinim me efiçencën e transmetimit dhe shpërndarjes bëri të mundur llogaritjen e konsumit të energjisë elektrike të prodhuar nga HEC-et.

Supozimet

Supozohet se efiçenca e transmetimit dhe shpërndarjes të energjisë elektrike në Shqipëri do të përmirësohet gradualisht gjatë viteve sipas tabelës së mëposhtëme.

Tabela 8-5 Trendi i efiçencës së transmetimit dhe shpërndarjes të energjisë elektrike në vitet 2020-2040 në ktne

	2013	2020	2025	2030	2035	2040
Efiçenca	**65%**	**77%**	**85%**	**87%**	**88%**	**88%**

Supozohet gjithashtu që TEC-i i Vlorës do të punojë me naftë gjatë gjithë kohës.

Në tabelat 8-6 dhe 8-7 më poshtë, paraqitet në mënyrë të përmbledhur Konsumi Total i Energjisë në Shqipëri për vitet 2020 -2040 sipas sektorëve dhe sipas burimeve të energjisë.

Tabela 8-6 Konsumi Total i Energjisë (në ktne) për vitet 2020 -2040 sipas sektorëve

	2013	2020	2025	2030	2035	2040
Banesat Rezidenciale	546	649	721	773	827	880
Shërbimet	176	231	275	311	359	398
Industria	411	555	661	856	947	1,033
Transporti	816	1,081	1,326	1,654	1,859	1,913
Bujqësia	114	136	164	207	252	290
Ndërtimi dhe Minierat	8	22	39	69	114	185
Totali	**2,071**	**2,675**	**3,185**	**3,870**	**4,358**	**4,699**

Tabela 8-7 Konsumi Total i Energjisë (në ktne) për vitet 2020 -2040 sipas burimeve të energjisë

	2013	2020	2025	2030	2035	2040
Burimet e ngurta	93	93	93	93	93	93
Produktet e Naftës	1,200	1,580	1,971	2,519	2,848	3,042
Gazi Natyror	8	10	12	14	16	18
Energjia Gjeotermike, Diellore, etj.	12	27	41	57	76	99
Drutë / Biomasa	193	232	256	277	306	296
Energjia Elektrike nga HEC-et	253	470	649	711	775	832
TEC-i i Vlorës	0	27	21	27	28	28
Energjia e Elektrike e Importuar	308	231	136	165	208	280
Ngrohja e përqendruar	5	6	6	7	8	12
Totali	**2,071**	**2,675**	**3,185**	**3,870**	**4,358**	**4,699**

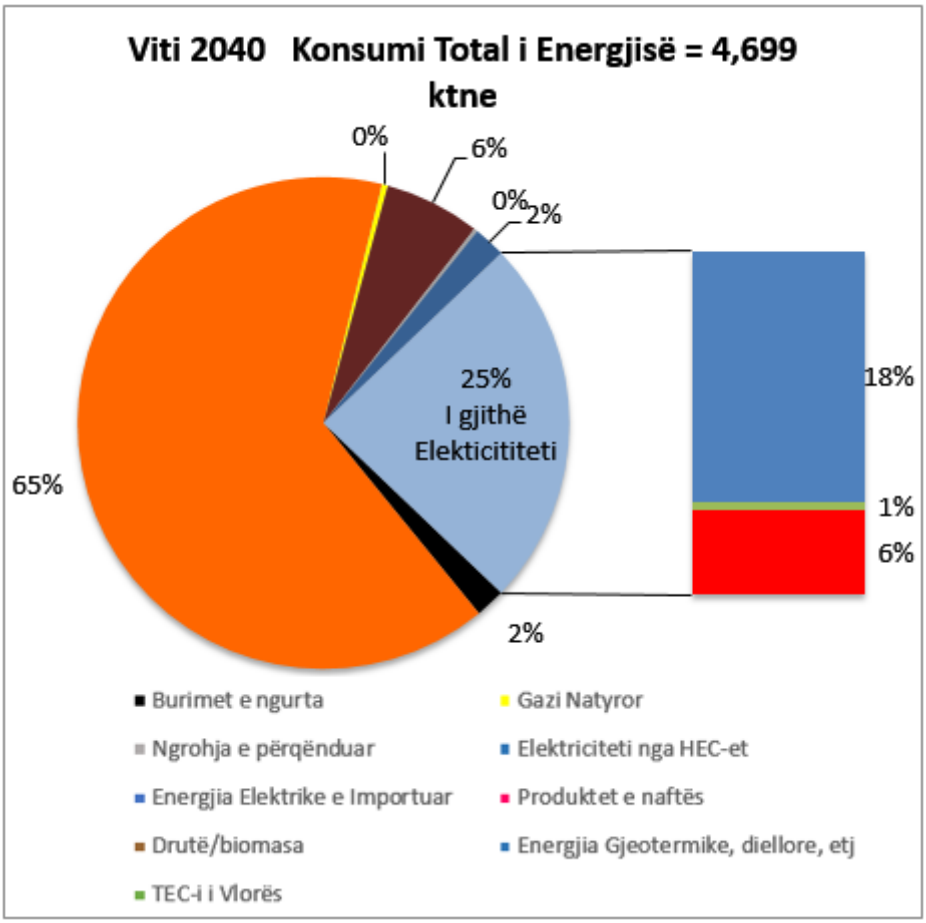


Figura 8-3: Konsumi Total i Energjisë në vitin 2040 sipas burimeve të energjisë në ktne

Grafikët e konsumit për vitet 2020 dhe 2030 janë paraqitur në Shtojcën 12.

8.2.2 Parashikimet për Furnizimin e Energjisë pa praninë e Gazit Natyror

Furnizimi me Energji për vitin 2020 - 2040 është parashikuar duke përdorur modelin e Raportin të Vlerësimit të Kërkesës dhe Furnizimit me Gaz, dhe duke e kombinuar atë me parashikimet e prodhimit të energjisë elektrike nga burimet hidrike bazuar në të dhënat e draft-Strategjisë së Energjisë (që po përgatitet me mbështetjen e USAID).

<u>Supozimet</u>

Supozohet se efiçenca e TEC-it të Vlorës nëse përdoren produktet e naftës është 40%.

Tabela 8-8 Furnizimi me Energji në ktne nga burimet primare sipas sektorëve për vitet 2020 -2040

	2013	2020	2025	2030	2035	2040
Sektori Rezidencial	708	776	803	852	902	956
Shërbimet	240	297	323	363	411	452
Industria	475	627	706	907	1,003	1,097
Transporti	816	1,081	1,327	1,657	1,864	1,922
Bujqësia	122	143	169	212	257	295
Ndërtimi dhe Minierat	12	26	43	73	119	192
Totali	**2,373**	**2,950**	**3,370**	**4,064**	**4,555**	**4,914**

Tabela 8-9 Furnizimi Total me Energji në ktne sipas burimet primare për vitet 2020-2040

	2013	2020	2025	2030	2035	2040
Burimet e ngurta	93	93	93	93	92	93
Produktet e Naftës	1,200	1,667	2,034	2,597	2,927	3,120
Gazi Natyror	8	10	12	14	16	18
Drutë / Biomasa	193	232	256	277	306	296
Ngrohja e përqendruar	5	12	12	14	15	18
Energjia Gjeotermike, diellore, etj.	12	27	41	57	76	99
Energjia Elektrike nga HEC-et	389	610	764	822	885	950
Energjia e Elektrike e Importuar	474	299	159	190	237	320
Totali	**2,373**	**2,950**	**3,370**	**4,064**	**4,555**	**4,914**

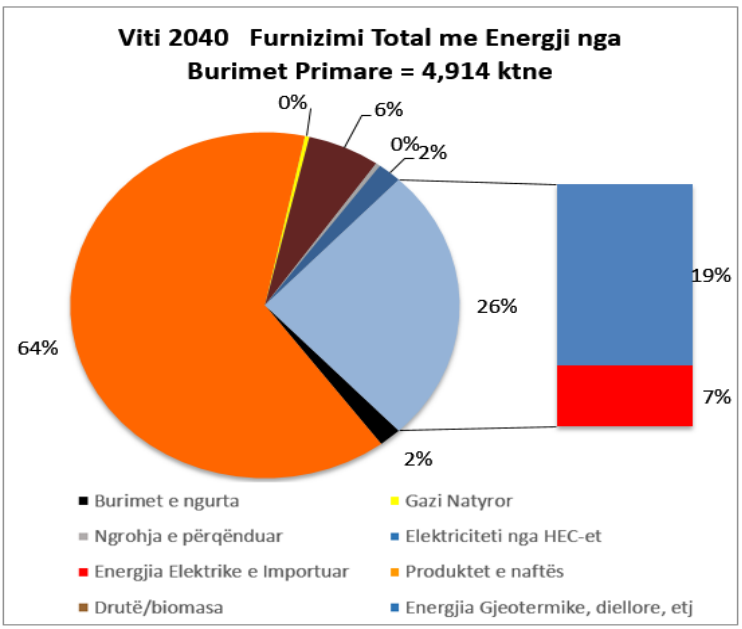


Figura 8-4: Furnizimi Total me Energji në ktne sipas burimeve primare në vitin 2040

Për grafikët e furnizimit për vitet 2020 dhe 2030 referoju Shtojcës 13.

8.3 Skenari i Tipologjisë së Energjisë me praninë e Gazit Natyror

8.3.1 Skenari i Konsumit të Energjisë me Praninë e Gazit Natyror

Siç është përshkruar edhe në Kapitullin 3.4 dhe në Tabelën 4-10, zbatimi i plotë i MPG për Shqipërinë do të çojë në një konsum potencial të gazit që në vitin 2040 do të arrijë 927 mmk për sektorin rezidencial, atë të shërbimeve dhe sektorin industrial të marra së bashku, dhe 684 mmk për konsumatorët spirancë. Konsumi i gazit paraqitet në Tabelën 8-10 më poshtë.

Tabela 8-10 Konsumi Potencial i Gazit Natyror në vitin 2040

	mmk	ktne
Sektori Rezidencial	228.8	190.0
Sektori i Shërbimeve	267.8	222.5
Sektori Industrial me bujqësinë dhe transportin	430.2	357.3
Totali për të gjithë sektorët	**926.8**	**769.8**
Konsumatorët Spirancë	684.4	568.4
Totali	**1,611.2**	**1,338.2**

Kur flitet për “konsumin” është e rëndësishme të ndahen burimet e energjisë në dy kategori:

- Energjia e përdorur për të gjeneruar burime të tjera të energjisë, si p.sh. përdorimi i gazit për të gjeneruar energji elektrike.
- Energjia e përdorur në proceset e ndryshme.

Për konsumatorët spirancë kjo aplikohet për impiantet ekzistues të energjisë dhe impiantet e rinj që priten të ndërtohen sipas parashikimeve të MPG. Për rrjedhojë konsumi total nga konsumatorët spirancë mund të ndahet si më poshtë:

- Gazi natyror për prodhimin e energjisë elektrike: 437.4 mmk (363.3 ktne)
- Gazi natyror i përdorur në proceset industriale: 247.0 mmk (205.2 ktne)

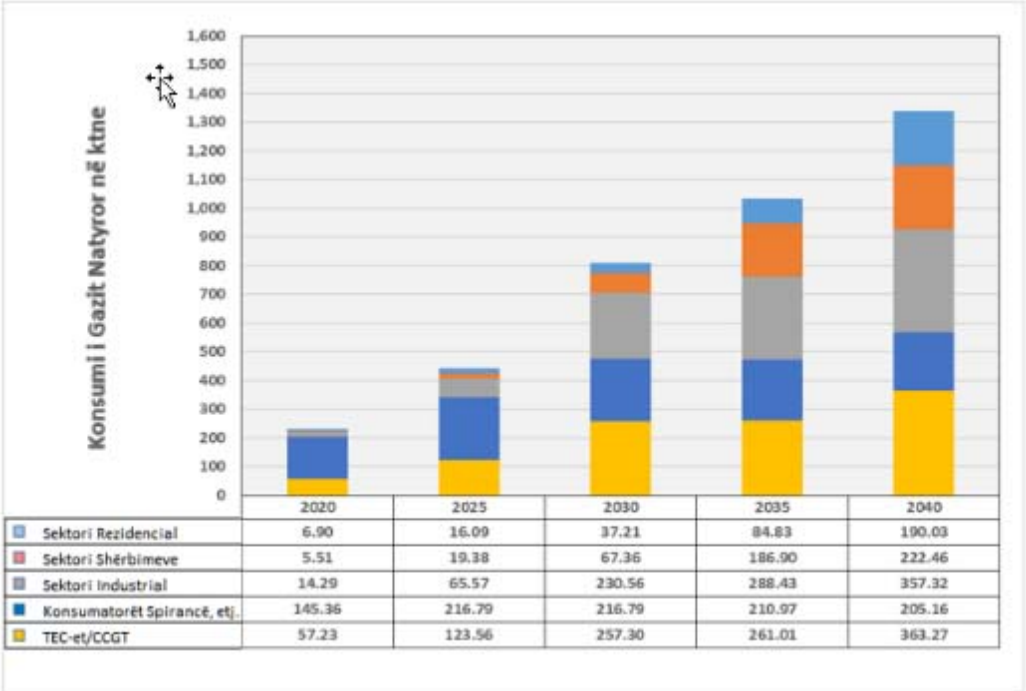


Figura 8-5: Konsumi Potencial i Gazit Natyror sipas MPG

Tabelat 8-11 dhe 8-12 më poshtë paraqesin konsumin total final të energjisë sipas sektorëve dhe llojit të burimeve të energjisë në rastin e pranisë së gazit natyror.

Tabela 8-11 Konsumi Final Total i Energjisë në Shqipëri (në ktne) sipas sektorëve për vitet 2020-2040, me praninë e gazit natyror

	2013	2020	2025	2030	2035	2040
Banesat Rezidenciale	546	649	721	773	827	881
Shërbimet	176	231	275	316	374	415
Industria	411	546	635	793	882	964
Transporti	816	1,081	1,326	1,654	1,860	1,914
Bujqësia	114	136	164	207	251	288
Ndërtimi dhe Minierat	8	22	39	69	114	185
Totali	**2,071**	**2,666**	**3,160**	**3,812**	**4,307**	**4,647**

Tabela 8-12 Konsumi Final Total i Energjisë në Shqipëri (në ktne) sipas burimeve të energjisë për vitet 2020-2040, me praninë e gazit natyror

	2013	2020	2025	2030	2035	2040
Burimet e ngurta	93	93	79	41	34	30
Produktet e Naftës	1,200	1,424	1,697	2,054	2,302	2,393
Gazi Natyror	8	184	333	572	796	1,004
Drutë / Biomasa	193	232	256	272	291	255
Ngrohja e përqendruar	5	6	6	7	8	12
Energjia Gjeotermike, diellore, etj.	12	27	41	57	76	99
Energjia Elektrike nga HEC-et	266	479	654	673	660	661
Impiantet e Kombinuar të Energjisë (CCGT)	0	27	64	135	139	193
Energjia Elektrike e Importuar	295	194	29	0	0	0
Totali	**2,071**	**2,666**	**3,160**	**3,812**	**4,307**	**4,647**

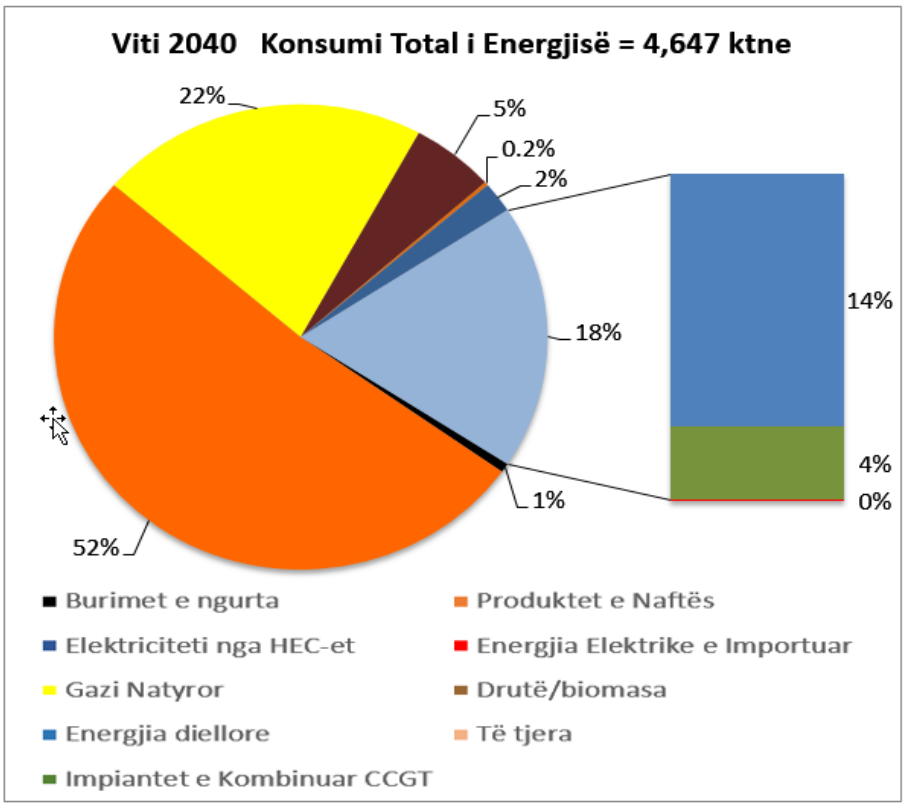


Figura 8-6: Konsumi Final Total i Energjisë në Shqipëri (në ktne) për vitin 2040, me praninë e gazit natyror

Grafikët e konsumit për vitet 2020 dhe 2030 janë paraqitur në Shtojcën 14.

8.3.2 Skenari i Burimeve të Furnizimit të Energjisë me Praninë e Gazit Natyror

Llogaritja e furnizimit total të energjisë është bërë duke supozuar se gazi natyror do të zëvendësojë 100% të energjisë elektrike të importuar, ndërsa pjesa e mbetur e gazit natyror do të zëvendësojë 20% të energjisë së drurëve të zjarrit dhe pjesa e mbetur do të zëvendësojë produktet e naftës. Në rastin e industrive të rënda dhe konsumatorëve spirancë, të tilla si rafineritë, supozohet se energjia e gazit natyror do të zëvendësojë, në radhë të parë, produktet e naftës.

Për më tepër, efiçenca e termocentraleve të kombinuara (CCGT) në gjenerimin e energjisë elektrike është supozuar të jetë 60%, që është niveli më i lartë i efiçencës për impiante të tilla.

Bazuar në supozimet e mësipërme, nën Tabelën 8-13 dhe Tabelën 8-14 janë paraqitur furnizimet totale finale të energjisë sipas sektorëve dhe llojeve të burimeve të energjisë në Shqipëri me praninë e gazit natyror.

Tabela 8-13 Furnizimi Total i Energjisë në Shqipëri (në ktne) sipas sektorëve për vitet 2020-2040, me praninë e gazit natyror

	2013	2020	2025	2030	2035	2040
Banesat Rezidenciale	708	760	805	871	916	978
Shërbimet	233	278	307	352	392	467
Industria	475	641	717	889	958	1,055
Transporti	816	1,081	1,327	1,658	1,866	1,927
Bujqësia	122	142	169	213	257	295
Ndërtimi dhe Minierat	12	26	43	74	120	195
Totali	**2,367**	**2,928**	**3,369**	**4,057**	**4,509**	**4,917**

Tabela 8-14 Furnizimi Total i Energjisë në Shqipëri (në ktne) sipas burimeve të energjisë për vitet 2020-2040, me praninë e gazit natyror

	2013	2020	2025	2030	2035	2040
Burimet e ngurta	93	93	79	41	34	30
Produktet e Naftës	1,200	1,424	1,697	2,054	2,302	2,393
Gazi Natyror duke përfshirë CCGT	8	242	458	833	1,060	1,371
Drutë / Biomasa	182	255	281	290	287	257
Burime të tjera	16	18	19	18	18	12
Energjia diellore	6	22	31	43	55	99
Energjia Elektrike nga HEC-et	409	623	769	778	754	755
Energjia Elektrike e Importuar	454	252	34	0	0	0
Totali	**2,367**	**2,928**	**3,369**	**4,057**	**4,509**	**4,917**

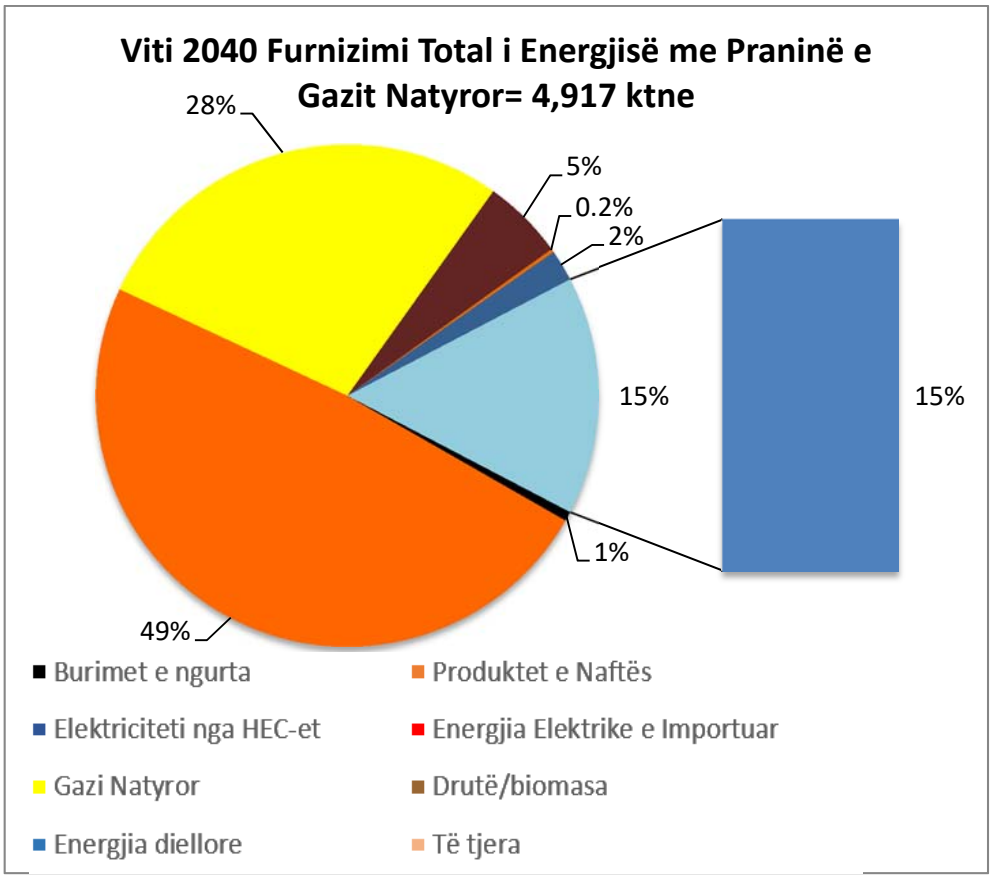


Figura 8-7: Furnizimi Total Final i Energjisë në Shqipëri në ktne për vitin 2040 me praninë e Gazit Natyror

Grafikët e furnizimit me energji për vitet 2020 dhe 2030 me praninë e gazit natyror janë paraqitur në Shtojcën 15, ndërsa grafikët e furnizimit sipas sektorëve me praninë e gazit natyror janë paraqitur në Shtojcën 16.

8.4 Konkluzionet mbi Tipologjinë e Burimeve të Energjisë

Nga të dhënat e mësipërme arrihet në përfundimin se me zbatimin e plotë të MPG do të rritet përqindja specifike që zë gazi natyror në burimet primare të energjisë në Shqipëri nga 0.4% në vitin 2013 në 28% në vitin 2040 në krahasim me parashikimet pa gazin natyror, apo në terma energjetikë, nga 18 ktne (210 GWh) në vitin 2013 në 1,371 ktne (15,950 GWh) në vitin 2040.

Përveç kësaj mund të thuhet se, nëse ndërtohen të tri termocentralet e kombinuara (CCGT) që janë parashikuar, duke filluar nga viti 2030, nuk do të jetë më i nevojshëm importimi i energjisë elektrike dhe Shqipëria mund të bëhet vend eksportues i energjisë elektrike.

9 Identifikimi i Projekteve Prioritare

Bazuar në analizat e kryera, rekomandohet plani i mëposhtëm i zhvillimit sipas prioritetit të tyre të zhvillimit.

Në terma afatshkurtër

1. Zhvillimi i gazsjellësit TAP – TEC-i i Vlorës, dhe nëse është e mundur, zhvillimi i sistemit të shpërndarjes së gazit në qytetin e Vlorës;

2. Zhvillimi i sistemit të transmetimit për të furnizuar konsumatorët spirancë në Fier dhe Ballsh dhe nëse është e mundur zhvillimi i sistemeve lokale të shpërndarjes së gazit në zonat e Fierit dhe Ballshit;

Në terma afatmesëm

3. Zhvillimi i sistemit të transmetimit për të furnizuar kryesisht zonat industriale në Elbasan, si dhe zhvillimi i hapësirave të depozitimit të gazit në Dumre;

4. Zhvillimi i sistemit të transmetimit për furnizimin e konsumatorëve industrialë dhe komercialë në zonën e Durrësit dhe të Tiranës;

Në terma afatgjatë

5. Zhvillimi i gazsjellësit drejt Kosovës

6. Zhvillimi i sistemit të transmetimit të gazit afër Korçës, për të furnizuar TEC-in e planifikuar të Korçës, dhe më tej në Pogradec;

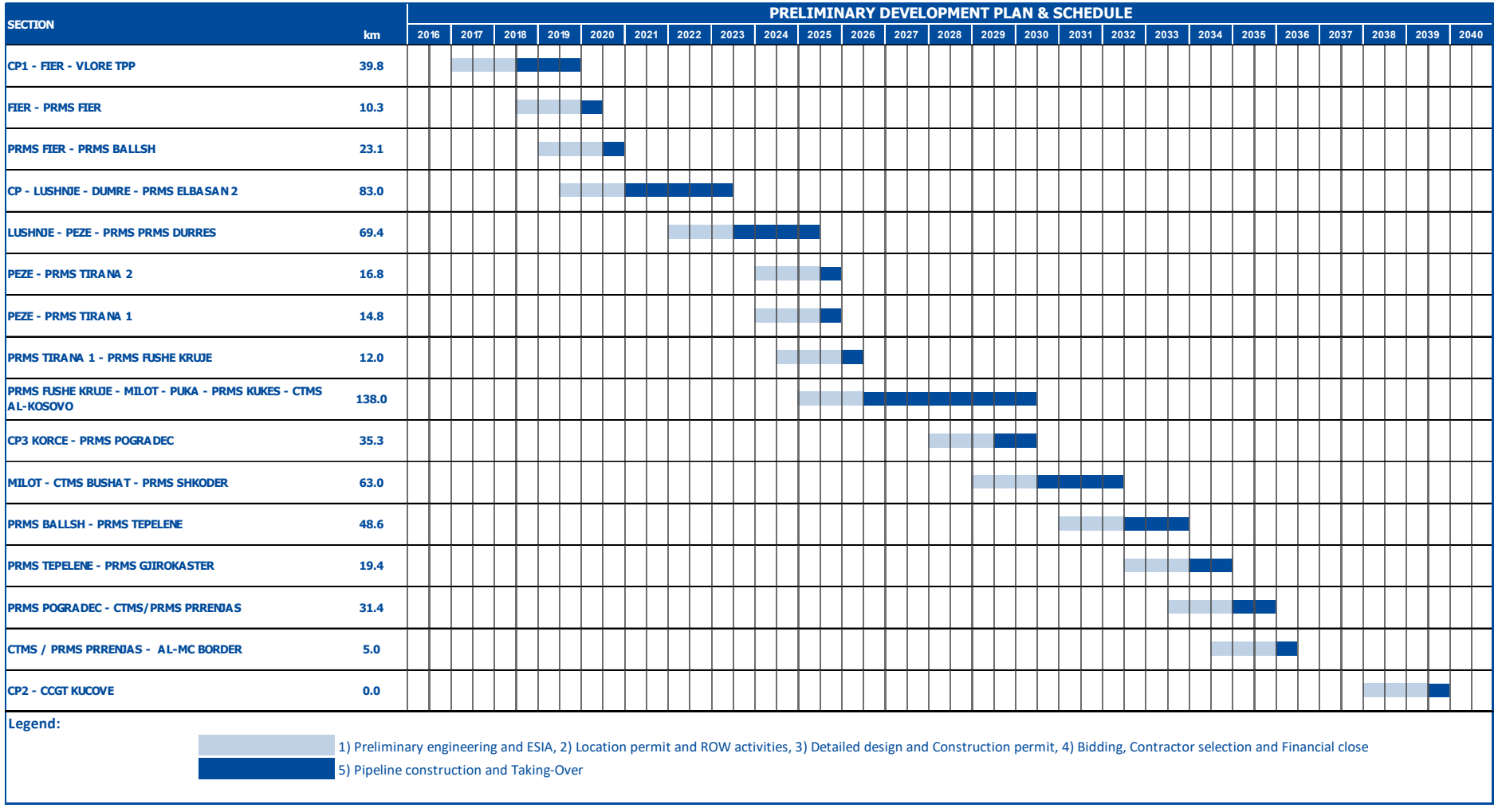
7. Zhvillimi i sistemit të transmetimit në Shkodër;

8. Zhvillimi i sistemit të transmetimit nga Ballshi në Tepelenë dhe në Gjirokastër;

9. Zhvillimi i sistemit të transmetimit nga Pogradeci në Prrenjas dhe më tej në IRJ të Maqedonisë;

10. Zhvillimi i sistemit të transmetimit për TEC-in e planifikuar në Kuçovë;

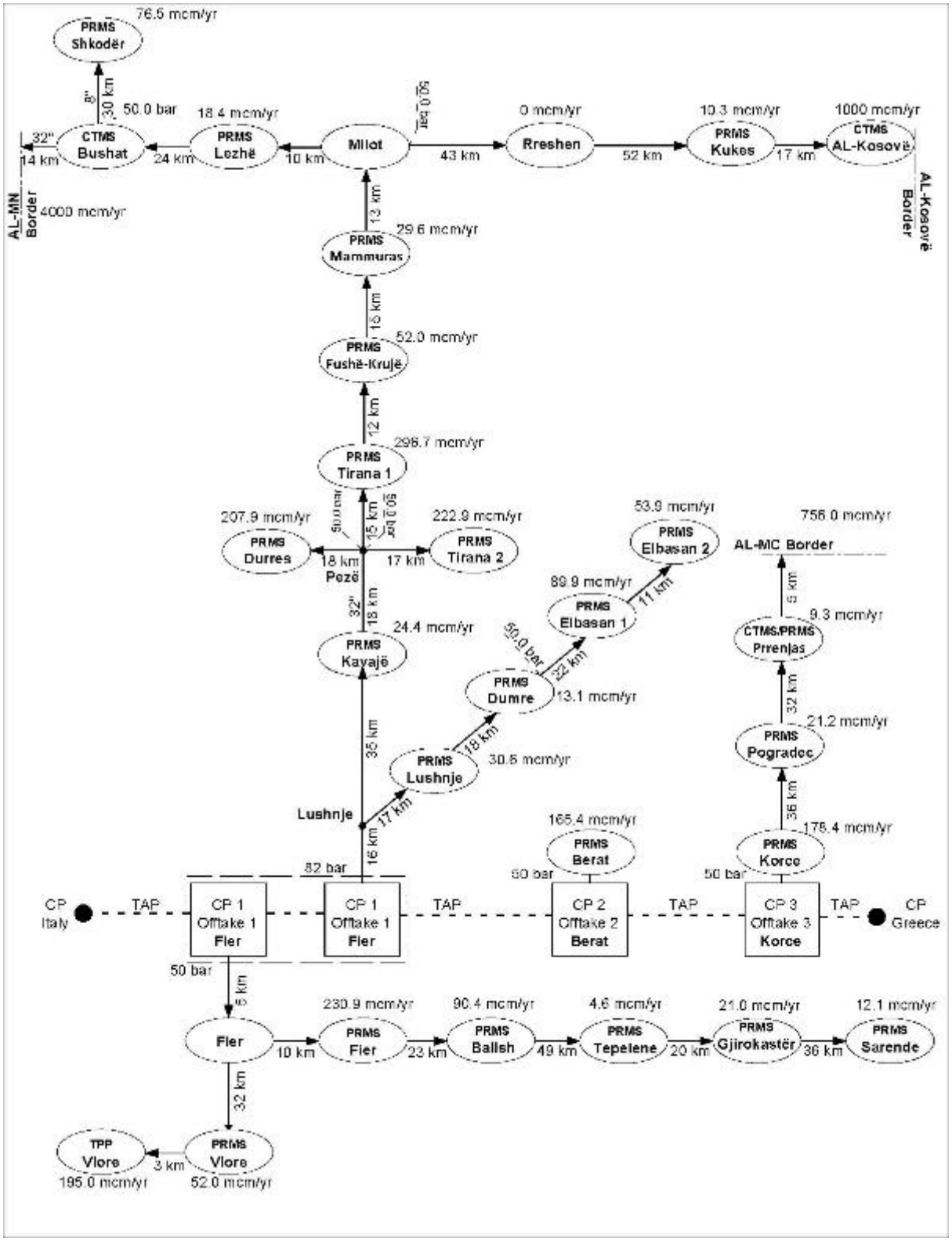
Plani paraprak i propozuar i zhvillimit dhe grafiku i tij është paraqitur më poshtë për skenarin 1 (me Gazsjellësin IAP të financuar nga palë të treta) dhe skenarin 3 (me gazsjellësin IAP të financuar nga Shqipëria).


PRELIMINARY DEVELOPMENT PLAN & SCHEDULE
SECTION
km
2016
2017
2018
2019
2020
2021
2022
2023
2024
2025
2026
2027
2028
2029
2030
2031
2032
2033
2034
2035
2036
2037
2038
2039
2040
CP1 - FIER - VLORE TPP 39.8
FIER - PRMS FIER 10.3
PRMS FIER - PRMS BALLSH 23.1
CP - LUSHNJE - DUMRE - PRMS ELBASAN 2 83.0
LUSHNJE - PEZE - PRMS PRMS DURRES 69.4
PEZE - PRMS TIRANA 2 16.8
PEZE - PRMS TIRANA 1 14.8
PRMS TIRANA 1 - PRMS FUSHE KRUJE 12.0
PRMS FUSHE KRUJE - MILOT - PUKA - PRMS KUKES - CTMS AL-KOSOVO 138.0
CP3 KORCE - PRMS POGRADEC 35.3
MILOT - CTMS BUSHAT - PRMS SHKODER 63.0
PRMS BALLSH - PRMS TEPELENE 48.6
PRMS TEPELENE - PRMS GJIROKASTER 19.4
PRMS POGRADEC - CTMS/PRMS PRRENJAS 31.4
CTMS / PRMS PRRENJAS - AL-MC BORDER 5.0
CP2 - CCGT KUCOVE 0.0
Legend:
1) Preliminary engineering and ESIA, 2) Location permit and ROW activities, 3) Detailed design and Construction permit, 4) Bidding, Contractor selection and Financial close
5) Pipeline construction and Taking-Over

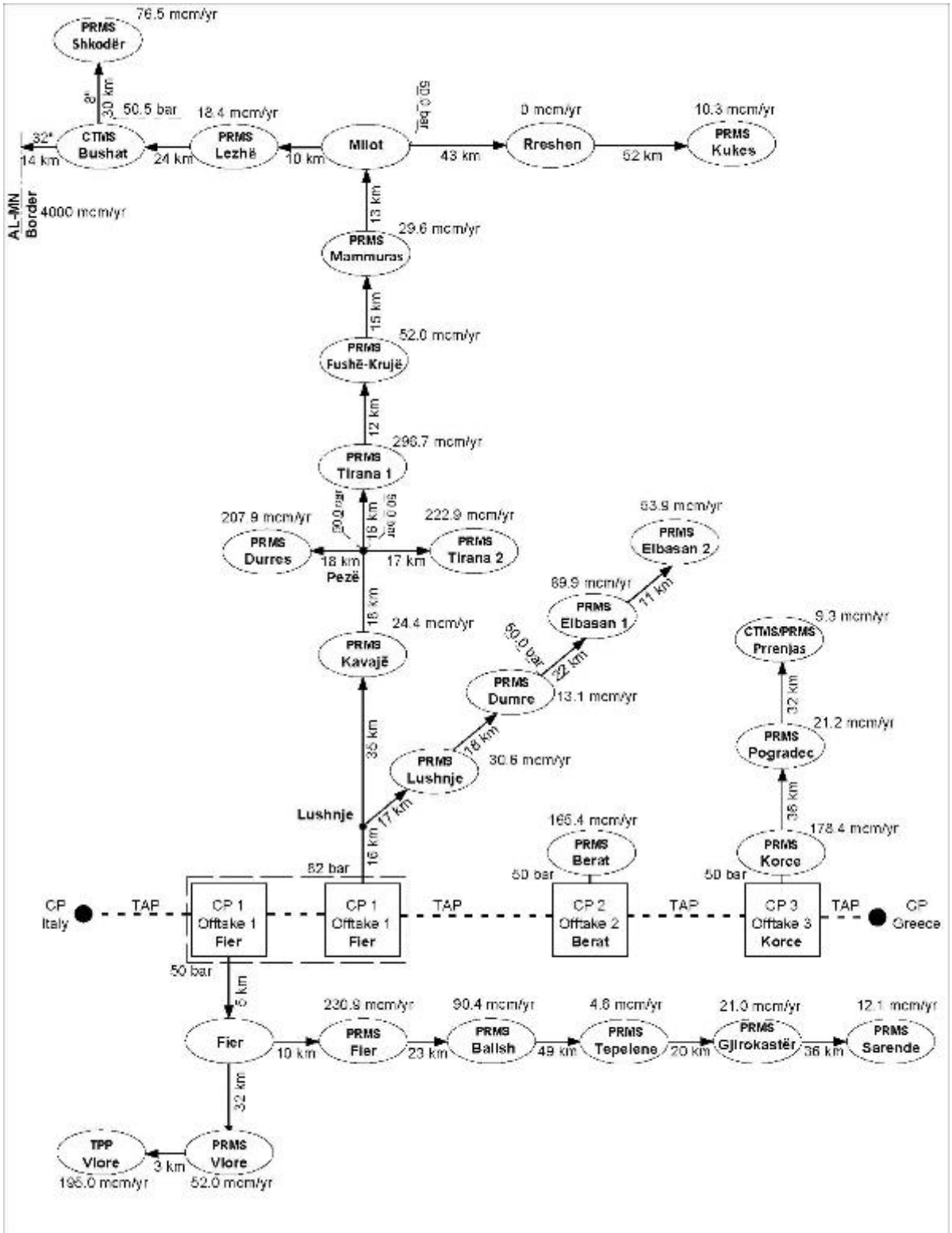
10 Literatura

- Konferenca e Dytë Kombëtare e Shqipërisë për ndryshimet klimatike. MM 2009;
- Rreziqet gjeologjike Harta e Shqipërisë. Shkupi et al, 2000.
- Harta gjeologjike e Shqipërisë, 1: 200,000. Xhomo et al, 2002;
- Harta hidrogjeologjike e Shqipërisë, 1: 200,000. 2015;
- Harta e përmbytjeve me incidencë 1 herë në 100 vjet. UNDP, Shqipëri, 2003;
- Harta e zonave të mbrojtura në Shqipëri. MM, 2015;
- Harta Arkeologjike e Shqipërisë. Ministria e Kulturës, 2014;
- Studimi i Fizibilitetit dhe VNMS për projektin IAP. MEI, 2014;
- Studimi i Fizibilitetit dhe VNMS për projektin TAP. MEI, 2012;
- Plani i Menaxhimit të Integruar të Bregdetit dhe Projektit të Pastrimit të Zonës Bregdetare, MZHETS, 2015

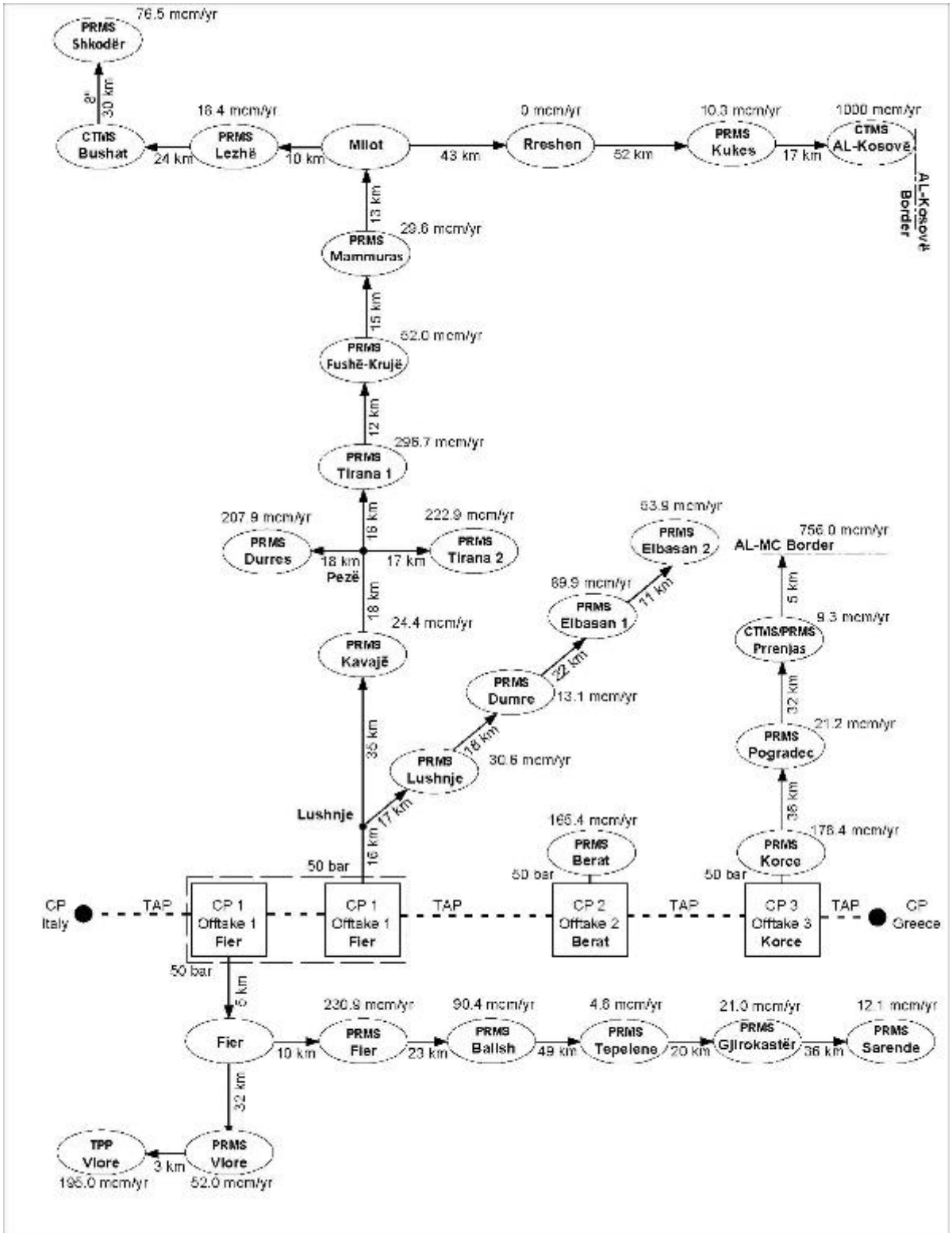
Shtojca 1 – Diagrami i flukseve për skenarin 1



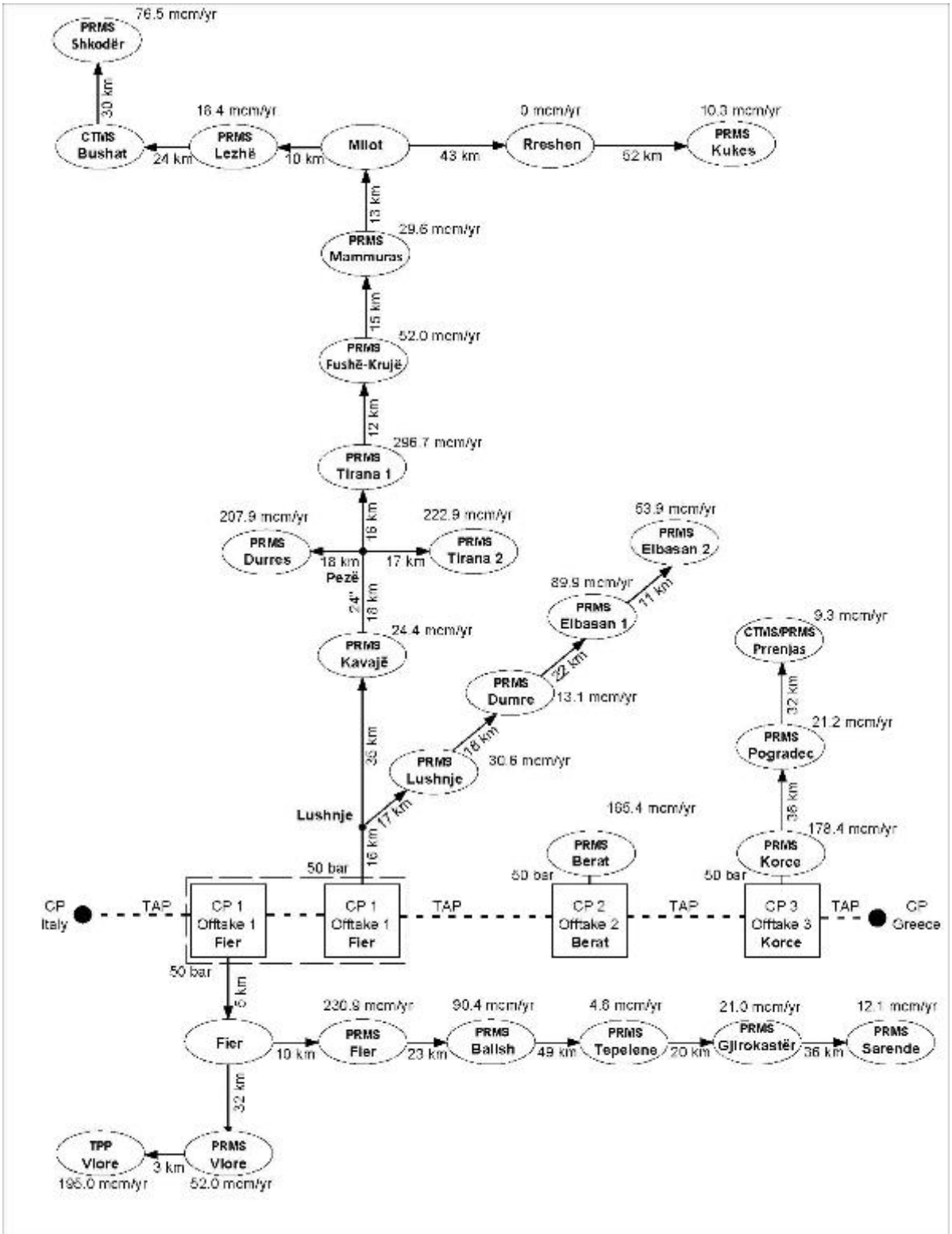
Shtojca 2 – Diagrami i flukseve për skenarin 2



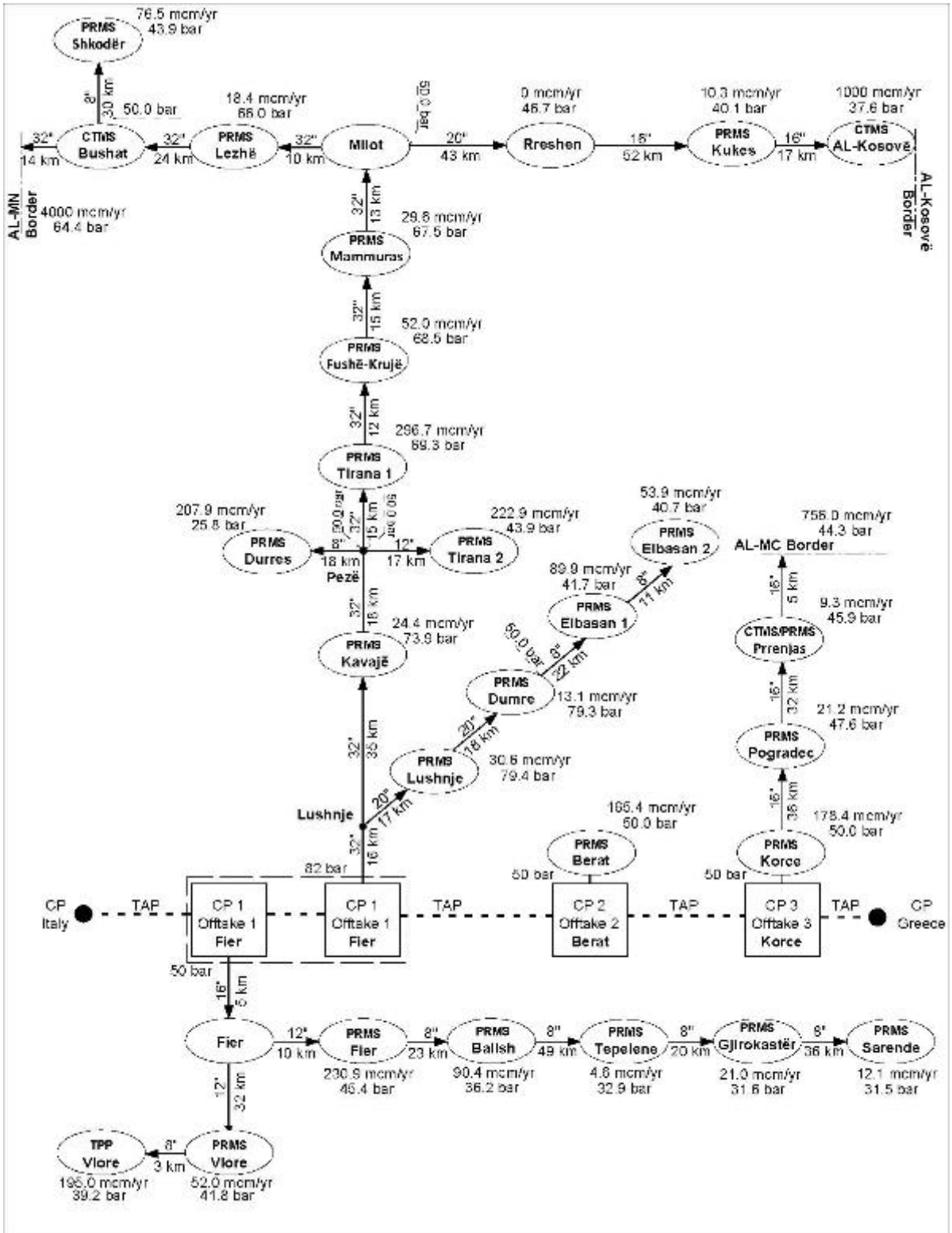
Shtojca 3 – Diagrami i flukseve për skenarin 3



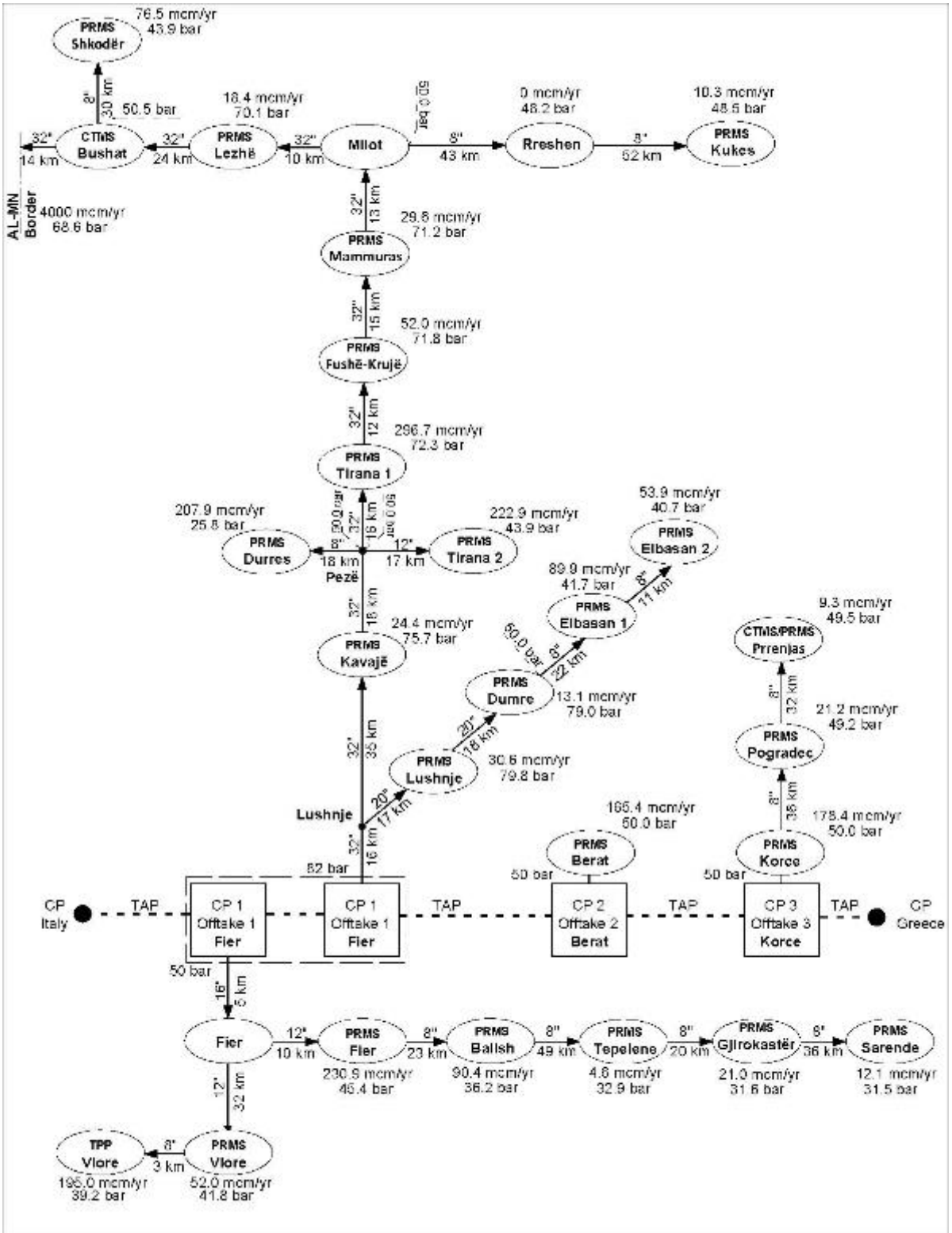
Shtojca 4 – Diagrami i flukseve për skenarin 4



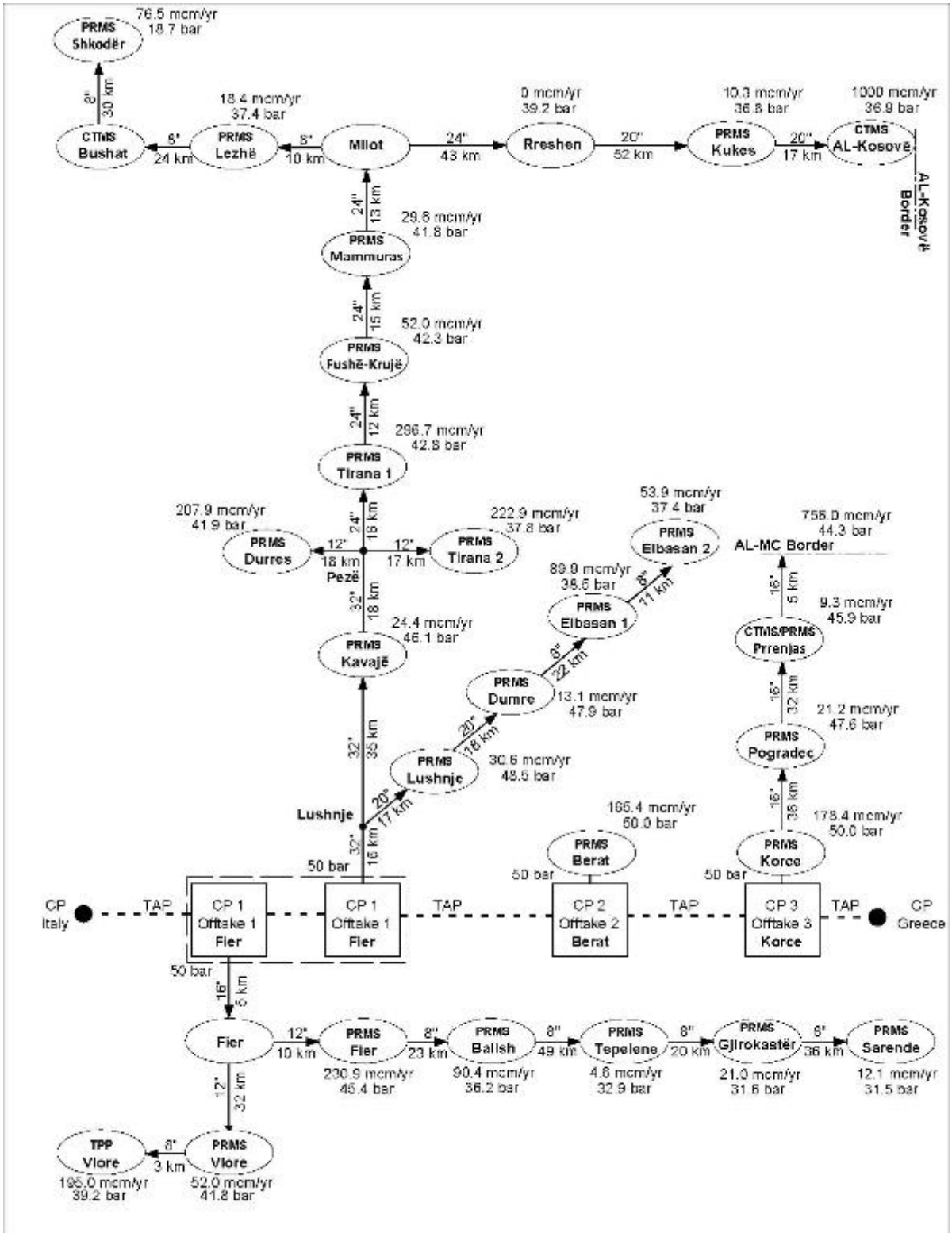
Shtojca 5 – Modeli kalkulimit hidraulik për skenarin 1



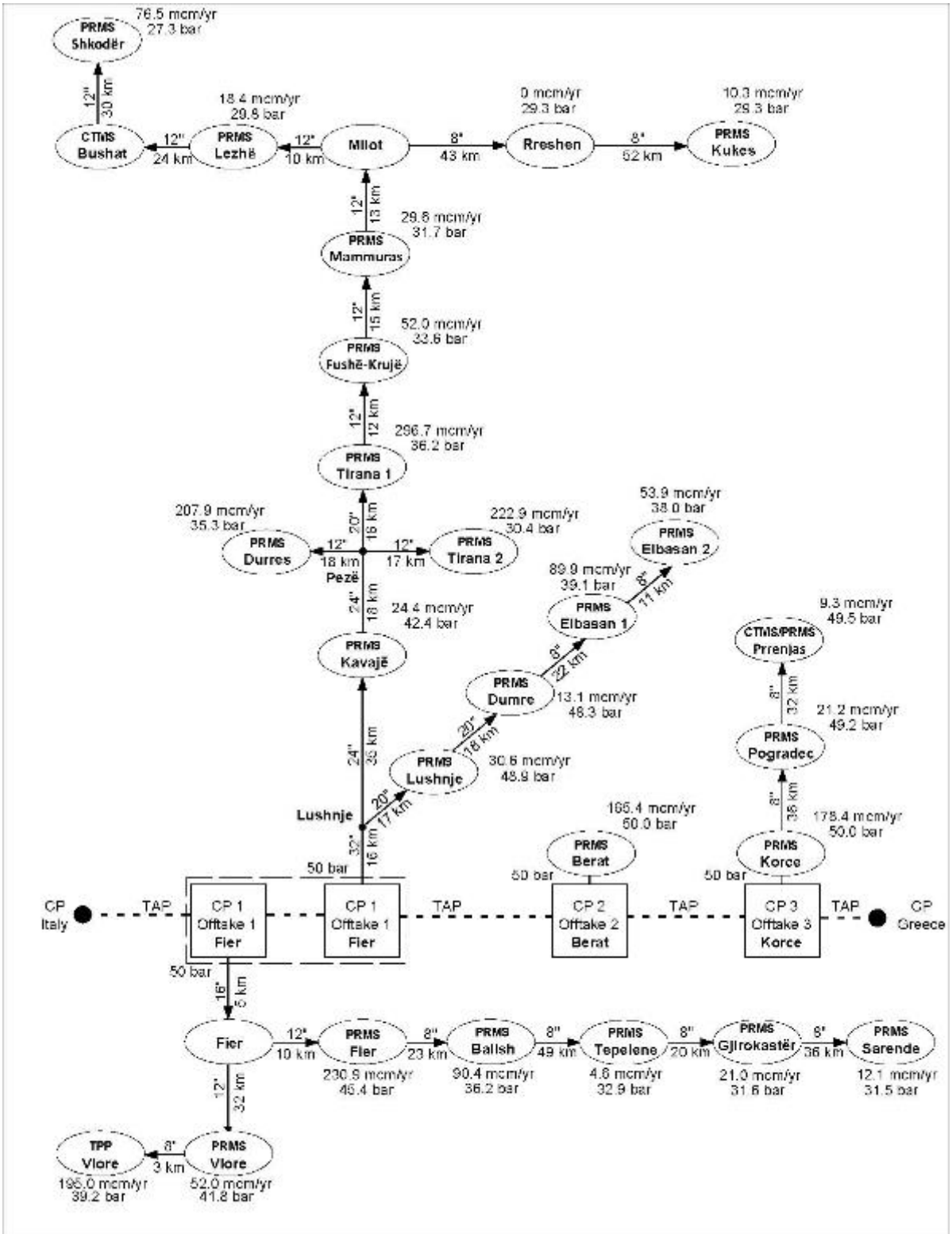
Shtojca 6 – Modeli kalkulimit hidraulik për skenarin 2



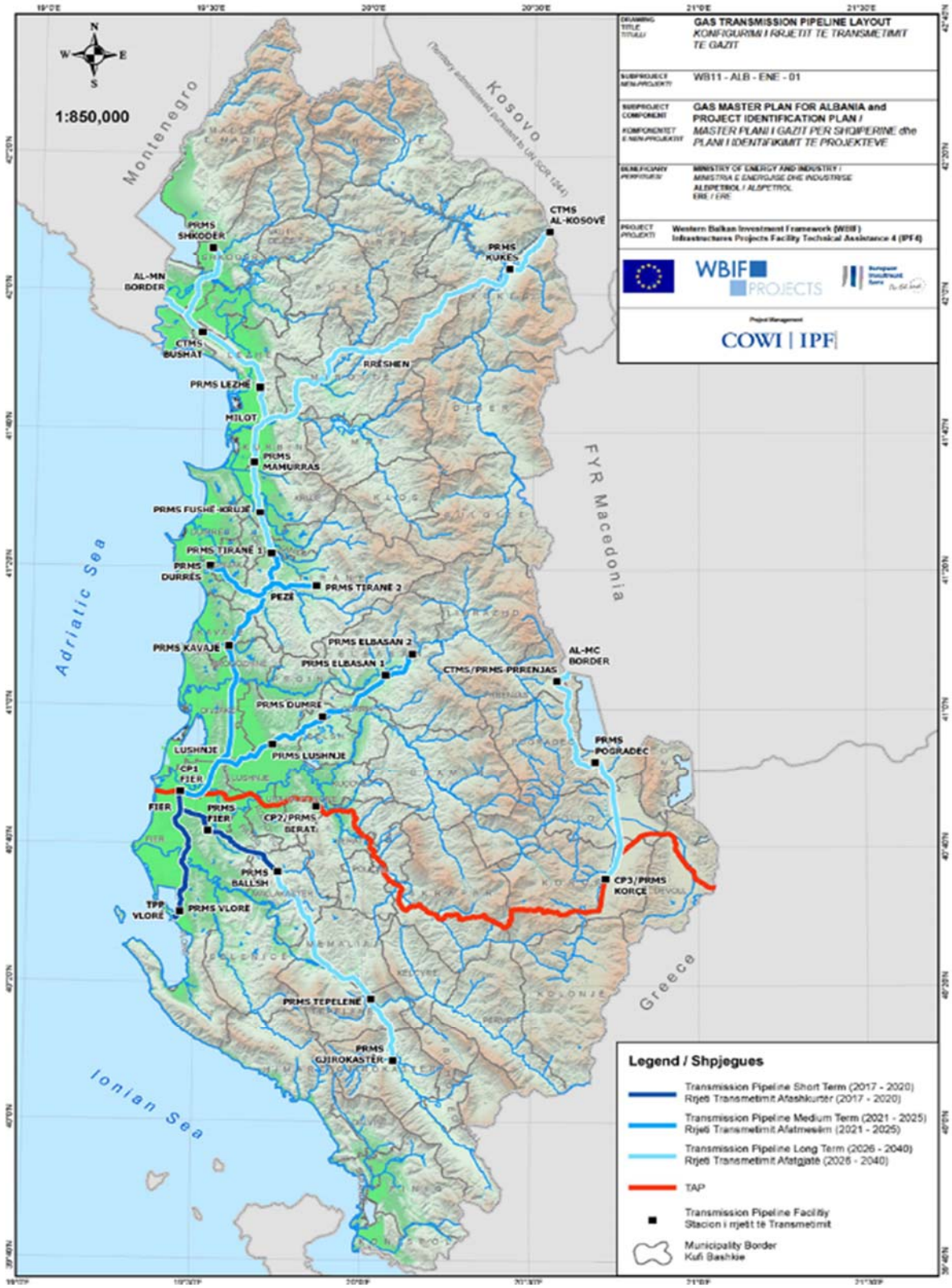
Shtojca 7 – Modeli kalkulimit hidraulik për skenarin 3



Shtojca 8 – Modeli kalkulimit hidraulik për skenarin 4



Shtojca 9 – Harta



Shtojca 10 - Shembuj të kërkesave të përcaktuara të sigurisë

Këto rregullore përcaktojnë zonat e sigurisë të tubacioneve. Zonat e sigurisë për tubacionet e transmetimit janë paraqitur në Tabelën 10-1 më poshtë.

Tabela 10.1: Zonat e sigurisë për tubacionet e transmetimit

Zona e sigurisë me prioritet të lartë – 5 metra	5 metra në çdo anë të aksit të tubacionit	Ndalohet mbjellja e pemëve me rrënjë më të thella se 1 m apo pemëve që kultivohen duke gërmuar më thellë se 0.5 m
Zona e mbrojtur – 30 metra	30 metra në çdo anë të aksit të tubacionit	Ndalohet ndërtimi i shtëpive dhe objekteve shtëpiake në të ardhmen
Zona më e gjerë e sigurisë – 200 metra	200 metra në çdo anë të aksit të tubacionit	Bazuar në nivelin e dendësisë së popullsisë duhet të ndërmerren masa mbrojtëse shtesë.

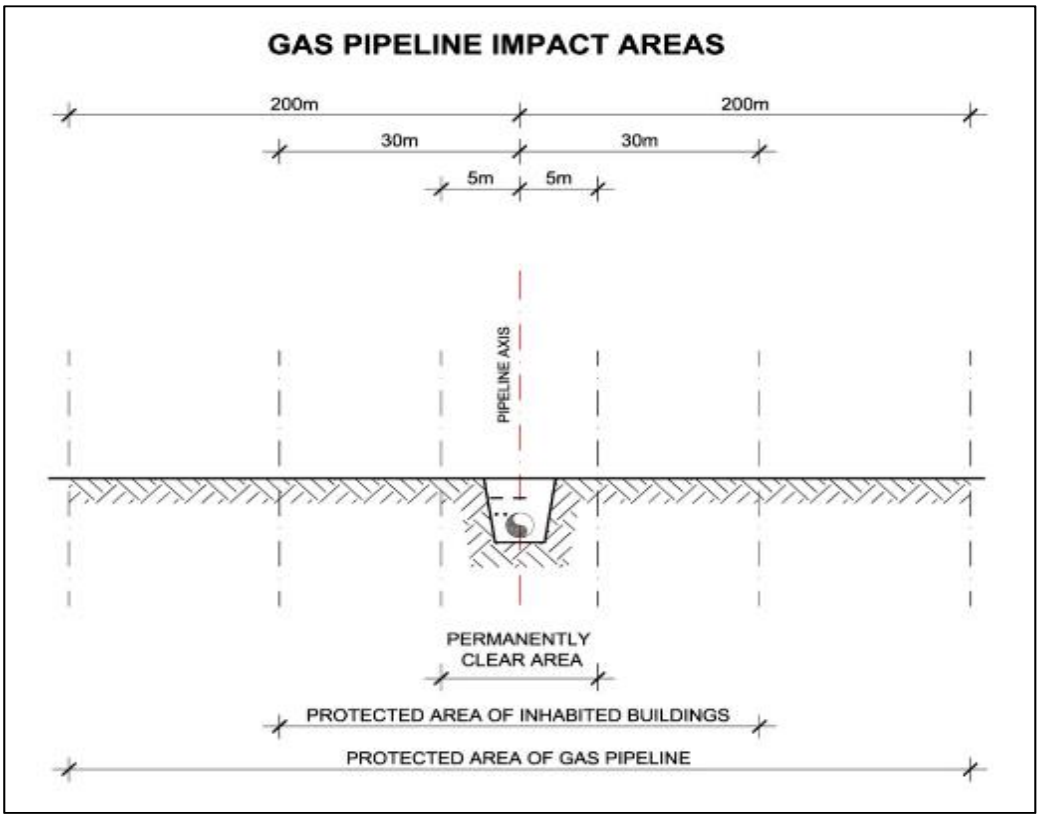
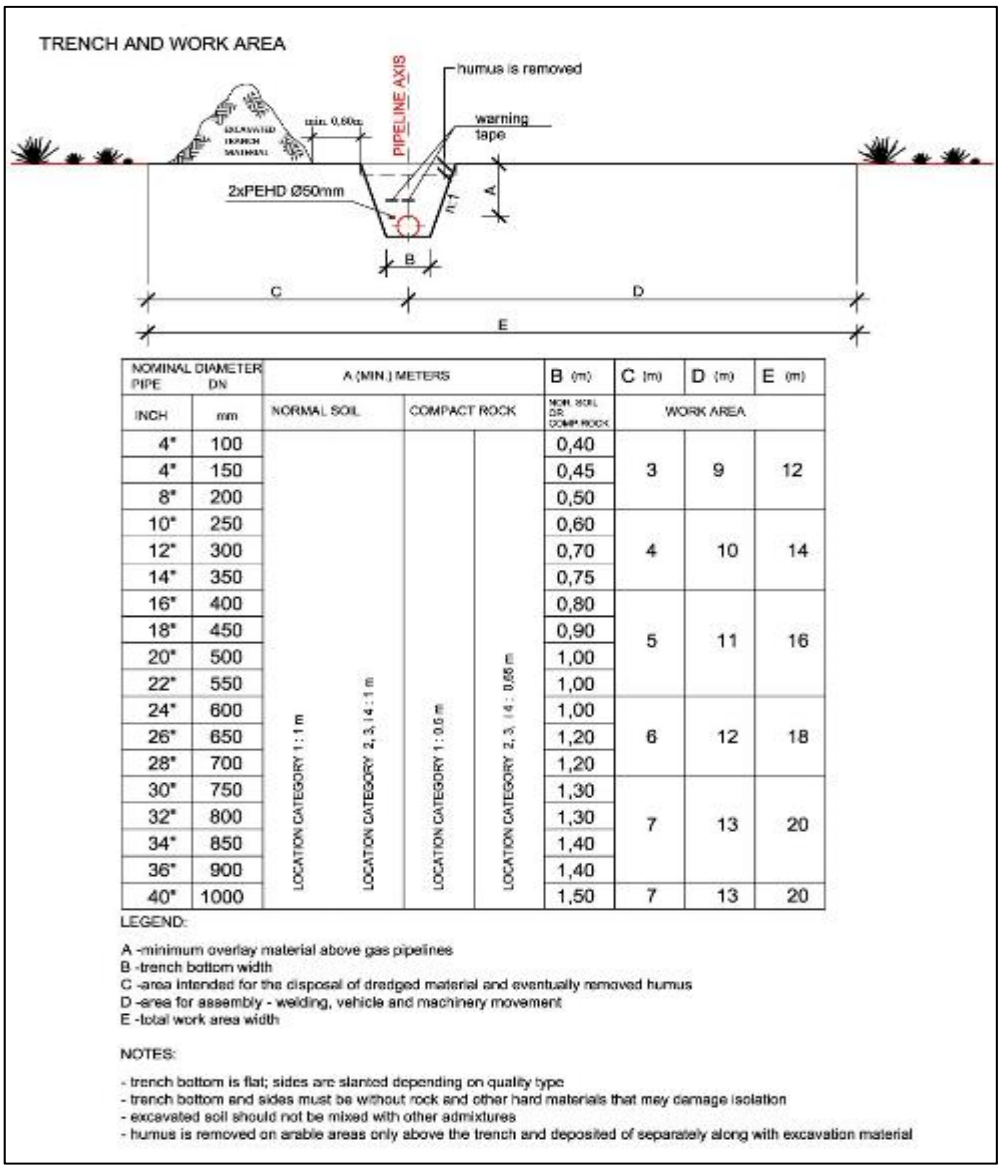


Figura 10-1: Zonat e sigurisë për tubacionet e transmetimit

Zonat e punës për ndërtimin e tubacionit varen nga diametri i tubacionit dhe lloji i zonës, siç tregohet në Figurën 10-2 më poshtë. Për të mbrojtur pyjet, zonat e punës në ambientet me pyje janë më të ngushta në krahasim me fushat e hapura dhe tokat bujqësore.



NOMINAL DIAMETER PIPE DN		A (MIN.) METERS		B (m)	C (m)	D (m)	E (m)
INCH	mm	NORMAL SOIL	COMPACT ROCK	NOR. SOIL OR COMP. ROCK	WORK AREA		
4"	100	LOCATION CATEGORY 1 : 1 m / LOCATION CATEGORY 2, 3, I 4 : 1 m	LOCATION CATEGORY 1 : 0.6 m / LOCATION CATEGORY 2, 3, I 4 : 0.60 m	0,40	3	9	12
4"	150			0,45			
8"	200			0,50			
10"	250			0,60	4	10	14
12"	300			0,70			
14"	350			0,75			
16"	400			0,80	5	11	16
18"	450			0,90			
20"	500			1,00			
22"	550			1,00			
24"	600			1,00	6	12	18
26"	650			1,20			
28"	700			1,20			
30"	750			1,30	7	13	20
32"	800			1,30			
34"	850			1,40			
36"	900			1,40			
40"	1000			1,50	7	13	20

LEGEND:

A -minimum overlay material above gas pipelines
B -trench bottom width
C -area intended for the disposal of dredged material and eventually removed humus
D -area for assembly - welding, vehicle and machinery movement
E -total work area width

NOTES:

- trench bottom is flat; sides are slanted depending on quality type
- trench bottom and sides must be without rock and other hard materials that may damage isolation
- excavated soil should not be mixed with other admixtures
- humus is removed on arable areas only above the trench and deposited of separately along with excavation material

Figura 10-2: Zonat e punës për ndërtimin e tubacionit

Në mënyrë të ngjashme zonat e sigurisë përcaktohen për objektet që qëndrojnë mbi sipërfaqen e tokës si; stacionet e valvulave të bllokimit (BVS), stacionet e pastrimit (PIG), stacionet e reduktimit dhe të matjes së gazit (PRMS), stacionet e matjes së presionit (PMS), dhe stacionet e kompresorëve:

- Distanca e stacioneve të valvulave të bllokimit, ose e stacioneve të sondave pastruese nga buza e rrugës ose shinat e trenit duhet të jetë më e madhe se 30 m.
- Distanca e stacioneve të kompresorëve prej ndërtesave duhet të jetë më e madhe se 100 m, ndërsa nga buza e rrugës apo shinat e trenit duhet të jetë më e madhe se 30 m.
- Distanca e stacioneve të matjes së presionit prej ndërtesave duhet të jetë më e madhe se 15 m për stacionet e mbyllura të matjes dhe më e madhe se 30 m për stacionet e hapura të matjes.

Paretet e tubacioneve duhet të përballojnë të gjitha ngarkesat e brendshme dhe të jashtme ndaj të cilave mund të jetë i ekspozuar tubacioni. Faktorët e mëposhtëm të sigurisë duhet të merren në konsideratë gjatë llogaritjeve të trashësisë së pareteve të tubacionit që varen nga dendësia e popullsisë dhe e ndërtesave brenda 400 metrave të zonës së mbrojtur të gazsjellësit:

- Zona e parë – brezi i gazsjellësit ku ka më pak se 6 ndërtesa rezidenciale më të ulëta se katër kate – Faktori i sigurisë 1.4
- Zona e dytë – brezi i gazsjellësit ku ka më shumë se 6 dhe më pak se 28 ndërtesa rezidenciale më të ulëta se 4 kate – Faktori i sigurisë 1.7
- Zona e tretë – brezi i gazsjellësit ku ka më shumë se 28 ndërtesa rezidenciale më të ulëta se 4-katëshe, ose ku ka ndërtesa komerciale, industriale, të shërbimeve arsimore, shëndetësore, ose zona publike si: këndet e lojërave, rrugëve për këmbësorët, shëtitoret, skenat e hapura të koncerteve, fushat e sportit, zonat e parkimit, parqet, dhe zonave të ngjashme me to ku janë të përqendruar më shumë se 20 njerëz dhe që supozohet të ndodhen 100 m larg aksit të gazsjellësit – Faktori 2.0
- Zona e katërt – brezi i gazsjellësit ku ka me shumicë ndërtesa rezidenciale më të larta se 4 kate – Faktori 2.5

Faktorët e mësipërm të sigurisë duhet të rriten nëse gazsjellësi kalon nën rrugë, trase hekurudhore, ose struktura të ngjashme.

Distanca minimale nga objektet që mund të ndodhen në korridorin e zhvillimit të tubacioni është gjithashtu i rregulluar. Zakonisht duhet të përmbushen kërkesat e mëposhtme:

- Më shumë se 5 m nga ana e jashtme e rrugës për rrugë rajonale dhe lokale.
- Më shumë se 10 m nga ana e jashtme e rrugës për rrugët e nivelit të parë
- Më shumë se 20 m nga ana e jashtme e rrugës për autostradat dhe nga ana e jashtme e shinës së Trenit për hekurudhat
- Më shumë se 1 m horizontalisht nga objektet e ndërtimit (nga themelet e objektit) me kusht që nuk preket stabiliteti i objektit.
- Më shumë se 50 cm nga instalimet e tjera
- Më shumë se 10 m nga sistemet e vaditjes dhe kanaleve të kullimit.

Distancat e përmendura më sipër do të konfirmohen nga autoritetet përkatëse, ose distanca të reja do të kërkohen gjatë procedurës së marrjes së lejes. Çdo autoritet përkatës do të vendosë kushte të veçanta për shtrirjen e tubacionit në raport me infrastrukturat për të cilat ata janë përgjegjës.

Tubacioni do të futet nën tokë përgjatë të gjithë gjatësisë së gjurmës në thellësi minimale që do të varet nga lloji i tokës nëpërmjet të cilave kalon tubacioni si më poshtë:

- në tokë argjilore: të paktën 1 m nga pjesa e sipërme e gazsjellësit (për kategoritë I-III të gërmimeve);

- në tokë gurore: të paktën 0.7 m nga pjesa e sipërme e gazsjellësit (për kategoritë IV-VI të gërmimeve).

Thellësia minimale e gërmimit varet gjithashtu nga zona e tubacionit. Për zonën IV thellësia minimale duhet të jetë së paku 1.1 m ose duhet të jetë më e madhe në qoftë se tubacioni kalon poshtë infrastrukturave të transportit (rrugët, hekurudhat lumenjtë apo objekte të ngjashme me to).

Thellësia e gërmimit mund të ndryshojë nga sa përmendet më lart, (pra mund të jetë edhe më e lartë) nëse ka kushte të veçanta për ndërtimin që janë përshkruar gjatë procedurës së marrjes së lejes së ndërtimit.

Thellësitë e gërmimit janë më të mëdha kur tubacioni kalon nëpër zonën e mbrojtur të ndërtesave (gjerësia totale e zonës prej 60 m):

- në tokë argjilore: të paktën 2 m nga pjesa e sipërme e tubacionit të gazit (niveli I-III i gërmueshmërisë);
- në tokë gurore: të paktën 1.5 m nga pjesa e sipërme e gazsjellësit (niveli IV-VI i gërmueshmërisë).

Tubacioni duhet të jetë i pajisur me elemente kyçës automatikë të lokalizuara në mënyrë të tillë që distanca nga çdo pikë e tubacionit në pikën më të afërt të kyçjes automatike është maksimalisht:

- Zona e parë – 16 km
- Zona e dytë – 12 km
- Zona e tretë – 6 km
- Zona e katërt – 4 km

Të gjitha pjesët e tubacionit duhet të mbrohen nga korrozioni. Pjesët mbi tokë të tubacionit, të cilat nuk janë të galvanizuara, duhet të mbrohen me veshje anti-korrozive që duhet të kryhen në përputhje me dispozitat e masave teknike dhe kushtet për mbrojtjen e strukturave të çelikut nga korrozioni. Mbrojtja nga korrozioni i tubacioneve nëntokësore duhet të përbëhet nga mbrojtja pasive (izolimi) dhe mbrojtja aktive (mbrojtja katodike).
Ekzaminimi i saldimeve të tubacioneve duhet të kryhet para testimit nën presion dhe në përputhje me ISO 13847. Saldimet duhet të ekzaminohen si më poshtë:

- Të gjitha saldimet do të inspektohen vizualisht. Ekzaminimi vizual duhet të kryhet nga një person i kualifikuar nëpërmjet inspektimit në vend apo nëpërmjet sondave në distancë. Ekzaminuesi kontrollon formën, madhësinë, dhe pastërtinë e bashkimeve. Përveç ekzaminimit vizual, mund të kryhet ekzaminimi me penetrantë të lëngshëm ose me bojë ngjyrosëse, apo ekzaminime me grimca magnetike. Testimi me penetrantë apo me grimca magnetike i saldimeve të degëzimeve apo filetove duhet të kryhet sipas mënyrës dhe formës që specifikohet në normat teknike.

- Minimalisht 10% e saldimeve të kryera të përzgjedhura rastësisht do të testohen me radiografi ose me ultratinguj. Testimi mund të bëhet në 100% të saldimeve nëse vërehet mungesa e cilësisë në saldime, por mund të

reduktohet më pas në mënyrë progresive në përqindjen normale nëse demonstrohet përmirësim i qëndrueshëm i cilësisë.

- 100% e saldimeve do të ekzaminohen me radiografi ose me ultratinguj për tubacionet që ndodhen brenda zonave të populluara, nën infrastrukturat e transportit, kalimeve të lumenjve, dhe rasteve të ngjashme.

Tubacionet duhet të testohen nën presion pas instalimit, por para se të jenë vënë në punë dhe, nëse ka mundësi, për rrjedhje të gazit. Pjesët e parafabrikuara dhe seksionet që lidhen me njëri-tjetrin mund të testohen para instalimit por me kusht që integriteti i tyre të mos dëmtohet gjatë instalimit të mëvonshëm. Presioni duhet të jetë 25% - 50% më i lartë se presioni i llogaritur për tubacionet në varësi të koeficientit të sigurisë, të zonës, apo në varësi të llojit të pajisjeve të sistemit.

Rruga e tubacionit duhet të shënohet qartë me shenja të veçanta. Distanca në mes të shenjave nuk duhet të jetë më e madhe se 1000 m në pjesën e sheshtë të rrugës. Në pjesët e lakuara të gjurmës së tubacionit, shenjat e veçanta duhen vendosur në fillim, në mes, dhe në fund të harkut.

Shenjat e gjurmës së gazsjellësit janë vendosur 0.8 m në të djathtë të drejtimit të rrjedhës së gazit. Shenjat duhet të vendosen në të dy anët e rrjedhave të lumenjve, rrugëve apo kalimeve të tjerë të ngjashëm.

Shtojca 11 - Kërkesa të përgjithshme për shtrimin e tubacioneve

Tubacionet duhet të groposen në thellësinë minimale të caktuar. Kërkesat për thellësinë minimale të groposjes bazohen në vendndodhjen e tubacionit, tipin e tubacionit, llojet e terreneve, në ligjet dhe rregulloret në fuqi (shih kërkesat e sigurisë në Seksionin 5.1.2).

Thellësia e groposjes duhet të jetë gjithashtu nën thellësinë që preket nga ngricat. Kjo është e rëndësishme në mënyrë që të shmanget ngrirja e ujërave nëntokësore përreth tubacionit, e cila mund të dëmtojë izolimin.

Për të pasur akses mbi tubacionet dhe objektet e lidhura me to, do të përdoren kryesisht rrugët ekzistuese pas marrjes së miratimit nga autoritetet kompetente. Është i këshillueshëm ndërtimi i rrugëve të aksesit vetëm për në objektet e tubacioneve, në mënyrë që të zvogëlohen kostot e ndërtimit dhe ndikimi mjedisor.

Për të gërmuar kanalin e tubacioneve të gazit, është e nevojshme të sigurohet një zonë e lirë për veprimtaritë ndërtimore, që quhet e drejta e aksesit (apo servitut). Gjerësia e kësaj zone të lirë ka për qëllim ndërtimin dhe mirëmbajtjen e gazsjellësit dhe përcaktohet në varësi të diametrit të tubit të gazit, rajonit ku ndodhet, faktorëve organizativë, si edhe kushteve të tjera specifike. Për kërkesat minimale të zonave të punës për gazsjellësit referoju Figurave në Shtojcën 10. Kur shpatet anësore kanë pjerrësi më të mëdha se 10% (ose 10°), zona e punës duhet të rritet për shkak të prerjeve dhe argjinaturave.

Është shpesh e nevojshme për të siguruar një vend për depozitimin e humusit në mënyrë që mbas rimbushjes së hendekut sipërfaqja të kthehet në formën e saj origjinale.

Kanali i tubacionit të gazit

Gërmimi i kanaleve të tubacioneve të gazit kryhet me makineri ose me vegla dore në varësi të objekteve ekzistuese përgjatë rrugës dhe kushteve të terrenit. Gërmimet duhet të bëhen detyrimisht me vegla dore në zonat ku ka instalime nëntokësore ekzistuese.

Gjerësia e nevojshme e kanalit varet nga diametri i tubacionit.

Gërmimet për gazsjellësin në toka të tipeve të ndryshme (dherave apo shkëmbinjve të kategorive të ndryshme), duhet të kryhet me pajisjet e duhura mekanike.

Gërmimet me mjete të motorizuara dhe gërmimet me dorë në tokat e buta, si ato ranore, zhavorret e pangjeshura, tokat humusore, argjilat me rërë, rërat me argjilë, rërat e ngjeshura, dhe zhavorret e imta duhet të kryhen pa përdorimin e eksplozivëve.

Duke marrë parasysh diametrin e gazsjellësit, dhe si pasojë thellësinë e kanalit, gërmimi kryhet në mënyrë të tillë që faqet anësore të jenë të pjerrëta. Meqë kanalet nuk janë shumë të thella dhe faqet janë të pjerrëta nuk ka nevojë për përforcime për mbajtjen e faqeve anësore. Megjithatë, kjo mund të ndryshojë në kryqëzimet e tubacionit me infrastrukturat e ndryshme.

Pjesa fundore e kanalit duhet të jetë e sheshtë dhe pa papastërtira që mund të dëmtojnë izolimin e tubit. Atje ku niveli i ujërave nëntokësore është i cekët apo terreni është i prirur për përmbytje, kontraktori duhet të gërmojë në kushtet e prezencës së ujit. Në raste të tilla, puna mund të bëhet gjatë sezonit të thatë, ose mund të instalohen pompa për të krijuar një ambient të thatë.
Rimbushja e kanalit duhet bërë me pajisjet e duhura mekanike duke vendosur tubat mbi një shtresë rëre 15 cm të trashë dhe më pas duke i mbuluar tubat me rërë deri 15 cm mbi nivelin e sipërm të tubacionit. Në rast se materiali i gërmimit është ranor dhe i shkrifët në masën që nuk e dëmton tubacionin nuk ka nevojë për të përdorur rërë për të mbushur kanalin. Pjesa tjetër e kanalit mbushet me material nga gërmimi.

Një shirit i verdhë mbrojtës me mbishkrimin "Rrezik, Tubacion Gazi" vendoset mbi nivelin e tubit. Shiriti është i vendosur përgjatë gjithë gjatësisë së gazsjellësit përveç vendeve ku gazsjellësi hyn nëpërmjet tuneleve nën rrugët automobilistike apo kanalet vaditëse dhe lumenjve.
Në vendet ku pjerrësia e gazsjellësit përgjatë aksit gjatësor është më e madhe se 20%, duhet që të vendosen barriera kundra erozionit në formën e thasëve të mbushura me një përzierje rëre dhe çimentoje në mënyrë që të parandalohet shpëlarja e dheut dhe ekspozimi i tubacionit.

Mbrojtja e gazsjellësve nga dëmtimi mekanik në kanalet e hapura në pjesët shkëmbore bëhet nëpërmjet vendosjes së thasëve me rërë në fund të kanalit, pas së cilës tubacioni i gazit mbulohet me dhé të shkrifët apo me rërë deri në lartësinë 0.3 m mbi nivelin e tubit ose gjithashtu me thasë rëre.

Shtrimi dhe lakimi i tubacioneve

Tubacionet do të ndërtohen prej tubash çeliku të izoluar me gjatësi 14-18 m.

Tubat do të transportohen me mjete të posaçme. Tubat do të shkarkohen me një vinç të montuar mbi automjete lëvizëse përgjatë kanalit që bëjnë vendosjen e tubave kokë-më-kokë duke pasur kujdes të veçantë që të mos i dëmtojnë tubat.

Kur gjurma e gazsjellësit ndryshon drejtimin ose nëse ka ndryshime të rëndësishme në konturet e terrenit, makina të posaçme hidraulike do të përdoren për lakimin gradual në të ftohtë të tubave. Këto pajisje i lakojnë tubat individuale në këndin e dëshiruar. Për rastet kur nuk mund të bëhet lakimi i tubacioneve për të përmbushur kërkesat specifike, do të përdoren tubat e lakuara paraprakisht.

Saldimet

Tubacionet do të saldohen së bashku në mënyrë që seksione të caktuara tubacionesh montohen përkohësisht përbri kanalit të mbështetura mbi tako. Më pas këto seksione saldohen me seksionet e tjera brenda kanalit për të krijuar tubacionin. Për saldimin e tubacioneve do të përdoren procedurat e duhura të caktuara në specifikimet teknike.

Saldimet duhet të inspektohen sipas kërkesave të sigurisë të përshkruara në Seksionin 5.1.2

Mbrojtja kundër korrozionit

Mbasi saldimet të jenë kontrolluar, testuar dhe aprovuar pjesët e ekspozuara të çelikut në pjesët e bashkimit do të saldohen dhe pastrohen, dhe më pas do të mbrohen duke aplikuar një shtresë mbrojtëse (si p.sh. mëngë polietileni që kontraktohen me aplikimin e nxehtësisë). Më pas tubacioni do të inspektohet përsëri që të konfirmohet integriteti i veshjes mbrojtëse. Në fund i gjithë tubacioni do të inspektohet në mënyrë elektronike, duke përdorur Gradient Tensioni të Rrymës së Vazhduar ose ndonjë teknikë tjetër ekuivalente. Para se seksioni i tubacionit të pozicionohet përfundimisht në pjesën e poshtme të kanalit, izolimi do të ri-testohet.

Pjesët e tubacioneve mbi nivelin e tokës duhet të lyhen me bojë mbrojtëse.

Përveç mbrojtjes mekanike pasive nga korrozioni, tubacionet duhet të mbrohen nga rrymat elektrostatike nëpërmjet mbrojtjes katodike aktive.

Testimi hidrostatik

Instalimi i përfunduar duhet të testohet për të konfirmuar që tubacioni përballon presionet e brendshme dhe nuk ka rrjedhje. Metoda më e zakonshme për testimin e integritetit të tubacionit dhe kontrollit të rrjedhjeve të mundshme është testimi hidrostatik. Kjo kryhet duke mbushur tubacionin me ujë dhe duke e mbajtur atë nën një presion të caktuar për të kontrolluar nëse tubacioni është dëmtuar dhe mund të ketë rrjedhje. Presioni minimal i testimit duhet të jetë më i madh se presioni maksimal i punës. Testimi i fundit kryhet pasi tubacioni është shtruar në kanal dhe është mbushur me dhé.

Sistemi i monitorimit, kontrollit dhe i komunikimit me kabllo optike

Monitorimi dhe kontrolli përfshijnë mbledhjen e të dhënave nga pajisjet elektronike që bllokojnë rrjedhën e gazit (Siguresa Elektronike e Kontrollit) dhe pajisjeve të tjera për monitorimin, kontrollin, dhe transferimin e të dhënave në Qendrën Dispeçerike. Të gjitha objektet janë të lidhura me sistemin e monitorimit dhe kontrollit në distancë të rrjetit të gazit.

Pajisjet e monitorimit dhe kontrollit do të instalohen në një kontejner brenda objektit. Kontejneri duhet të vendoset jashtë zonës së rrezikshme me potencial shpërthyes (zona Ex). Brenda kontejnerit duhet të ketë kushte të përshtatshme të temperaturës dhe të lagështisë (ajër të kondicionuar, ngrohje, temperaturë nga 15° - 25° C, dhe ventilim të detyruar).

Transferimi i të dhënave dhe komunikimi me qendrën dispeçerike kryhet nëpërmjet kabllove optike. Përgjatë gjithë rrugës të gazsjellësve, mund të instalohen dy kabllo polietileni 50 mm (një aktiv dhe një rezervë) për sinjalin optik.

Metodat e ndërtimit

Metodat e propozuara të ndërtimit janë përshkruar më poshtë, duke përfshirë teknikat që do të përdoren për të kaluar rrugët, hekurudhat dhe rrjedhat e ujit.

Në mënyrë tipike, ku nuk ka kërkesa të tjera specifike, ndërtimi në tokë i tubacionit është një proces sekuencial që përfshin disa operacione të veçanta.

Teknika sekuenciale

Zakonisht për ndërtimin e tubacioneve tokësore përdoret metoda sekuenciale që nënkupton punën nga grupe të specializuara të personelit që kolektivisht kryejnë faza të ndryshme të procesit të ndërtimit. Secili grup i specializuar i personelit apo pajisjeve kryen një aktivitet të caktuar, i cili fillon aty ku ndërpritet procesi paraardhës duke sjellë avancimin e punës dhe duke krijuar kushtet për procesin e ardhshëm nga një skuadër tjetër. Në varësi të afatit kohor të përcaktuar, mund të ketë skuadra të shumta që punojnë në segmente të ndryshme.

Një sekuencë tipike për ndërtimin e tubacionit mund të jetë si më poshtë:

- Piketimi i aksit, përgatitja e zonës së punës, pastrimi i tokës nga bimët dhe shkurret, dhe nivelimi i zonës përreth aksit të tubacionit. Ky aktivitet përgatit një korridor të vazhdueshëm për ekipet e ndërtimit të gazsjellësit.
- Shtrirja e tubacioneve dhe përthyerja e tubacioneve: Ky hap përfshin transportimin e tubave nga pika e grumbullimit dhe vendosjen e tyre në rresht mbi tako druri, gati për saldim.
- Saldimi: Tubat individualë të linjës bashkohen në një varg të vazhdueshëm dhe saldohen.
- 100% inspektim vizual në vend i saldimeve.
- Testimi: zakonisht kryhet me radiografi.
- Aplikimi i veshjeve mbrojtëse dhe kontrolli i veshjes mbrojtëse për defekte
- Hapja e kanalit.
- Ulja e tubacionit në kanal.
- Mbulimi i tubacionit.
- Testimi hidrostatik
- Zbrazja dhe tharja e tubacionit: Kjo mund të pasohet nga pastrimi me azot në qoftë se nuk kryhet kolaudimi mbas tharjes. Qëllimi i pastrimit me azot është që të krijojë një mjedis jo-korroziv brenda tubacionit të gazit dhe për të parandaluar ndonjë përzierje shpërthyese të gazit dhe të ajrit nga hyrja fillestare e gazit në tubacion.
- Inspektimi i mbrojtjes nga korrozioni për të siguruar që sistemi i mbrojtjes funksionon si duhet dhe se nuk ka defekte të mëdha në veshjen anti-korrozive të tubacionit.

- Pastrimi i zonës së punës dhe rikthimi i terrenit në gjendjen origjinale. Në tokat bujqësore kjo nënkupton rikthimin e zonës së punës në gjendjen e saj origjinale dhe rimbjelljen e kulturave bujqësore.

Përveç proceseve të zakonshme të punës, ekipe të specializuara do të ngrihen për të ndërmarrë punë specifike që lidhen me kalimet e infrastrukturave rrugore, hekurudhore, të lumenjve dhe të seksioneve të tjera sensitive, si dhe ndërtimin e pjesëve të tubacioneve që kalojnë përmes zonave me ndjeshmëri të lartë, duke përfshirë zonat e mbrojtura. Në këto seksione të veçanta procedura standarde duhet të modifikohet për të eliminuar dëmet mjedisore.

Metodat përfundimtare të ndërtimit do të përcaktohen gjatë projektimit të detajuar.

Kalimet e rrugëve, hekurudhave dhe rrjedhave ujore nëpërmjet kanaleve

Kalimi i infrastrukturave nëpërmjet kanaleve është e ngjashme me ndërtimin e pjesëve të tjera të gazsjellësit, por në një thellësi më të madhe dhe me instalimin e pllakave mbrojtëse prej betoni sipër tubacionit. Kjo pasohet zakonisht me rindërtimin e infrastrukturës së cenuar dhe kthimit të saj në gjendjen origjinale.

Kalimet e infrastrukturave nëpërmjet kanaleve të hapura janë më të lira për t'u ndërtuar se metodat pa gërmim, dhe përdoren në vendet ku ndërprerja e infrastrukturës nuk influencon negativisht trafikun apo mjedisin.

Gërmimi i tuneleve

Gërmimi i tuneleve është një teknikë për kalimin e tubacioneve nën infrastrukturat rrugore, hekurudhore apo poshtë përrenjve pa pasur nevojë të gërmohet kanal. Kjo metodë kryhet nëpërmjet përdorimit të pajisjeve të specializuara që kanë kosto më të lartë se metodat tradicionale. Megjithatë, duke marrë parasysh çrregullimin e madh që sjell mbi trafikun hapja e kanaleve, gërmimi i tuneleve bëhet alternativa e preferuar. Shpesh autoritetet rrugore në shumicën e vendeve kërkojnë që të gjitha kalimet madhore të infrastrukturave rrugore dhe rrjedhave ujore të kryhen nëpërmjet gërmimit të tuneleve. Kështu që është e mundshme që për të gjithë akset kryesore rrugore të asfaltuara ose me ngarkesë të lartë të trafiku (rajonale apo kombëtare), të kërkohet hapja e tuneleve.

Hapja e tuneleve ofron një metodë të sigurtë të instalimit të tubave dhe kabllove.

Hapja e tunelit kryhet duke hapur një gropë përbri infrastrukturës për të futur pajisjet që bëjnë hapjen e tunelit. Heqja e dheut brenda tunelit bëhet me anë të një mekanizmi turjelë. Një manshetë prej çeliku shërben për të mos lejuar shembjen e tokës përreth ndërkohë që turjela përparon. Dheu i hequr kalon në gropën e punës ku ndodhet makineria që shtyn turjelën. Pas hapjes së tunelit tubat e gazsjellësit futen brenda hapësirës së krijuar dhe hapësira e mbetur mbushet me fino ose mbahet bosh me ventilim pasiv. Për të shmangur problemet me mbrojtjen katodike të tubacionit, manshetat e çelikut mund të lidhen me sistemin e mbrojtjes katodike. Instalimi i manshetave të çelikut shpesh kërkohet nga rregullat dhe standardet vendore.

Gjatësia tipike maksimale e gërmimit me shpim është rreth 80 m deri në 100 m.

Tuneli me manshetë

Tuneli me manshetë përfshin hapjen e tunelit poshtë infrastrukturës dhe instalimin e njëkohshëm të manshetave të parafabrikuara prej betoni dhe pastaj instalimin e gazsjellësit brenda manshetës. Me këtë metodë, seksionet e gazsjellësit futen në tunel njëkohësisht me hapjen e tunelit nga një bosht që është instaluar brenda gropës nga ku niset gërmimi i tunelit. Kjo teknikë kërkon që punëtorët të hyjnë brenda tunelit gjatë gërmimit dhe instalimit të manshetës. Për këtë arsye tuneli duhet të jetë mjaft i gjerë që të mundësojë hyrjen e tyre brenda tunelit. Tuneli me manshetë është më i shtrenjtë se gërmimi i tuneleve, por kjo metodë lejon gërmimin e tuneleve më të gjatë se 100 m dhe rekomandohet për distanca nga 100 deri 150 metra.

Shpimi Horizontal i Drejtuar

Shpimi horizontal i drejtuar është një metodë gërmimi me tunel, por duke shfrytëzuar pajisjet dhe teknikat e shpimit horizontal që përdoren për eksplorimin e naftës. Metoda e shpimit horizontal të drejtuar përdoret për të instaluar tubacionet e gazit aty ku nuk aplikohen dot metodat konvencionale për shkak të çrregullimeve të mëdha që mund të sjellin në mjedis, pengesave fizike, apo distancave shumë të gjata që nuk mund të realizohen me metodat e tjera të shpimit të përmendura më sipër.

Shpimi horizontal i drejtuar ka ndikimin mjedisor më minimal se çdo metodë tjetër alternative. Teknologjia gjithashtu ofron thellësi maksimale poshtë infrastrukturës që kapërcehet dhe mbrojtje maksimale nëpërmjet minimizimit të shpenzimeve të mirëmbajtjes. Instalimi i gazsjellësit nëpërmjet shpimit horizontal të drejtuar bëhet në tri hapa: shpimi i vrimës drejtuese, zgjerimi i vrimës drejtuese, dhe futja e seksioneve të parafabrikuara të tubacionit të gazsjellësit brenda tunelit të hapur.

Sonda e shpimit horizontal të drejtuar dhe pajisjet e saj pozicionohen në vendin e përcaktuar të hyrjes gjatë fazës së planifikimit. Një tunel drejtues shpohet fillimisht në një kënd të projektuar i cili shkon poshtë pengesës përgjatë një harku që krijohet nga bashkimi i shumë segmenteve të drejta apo harqeve të mëdhenj.

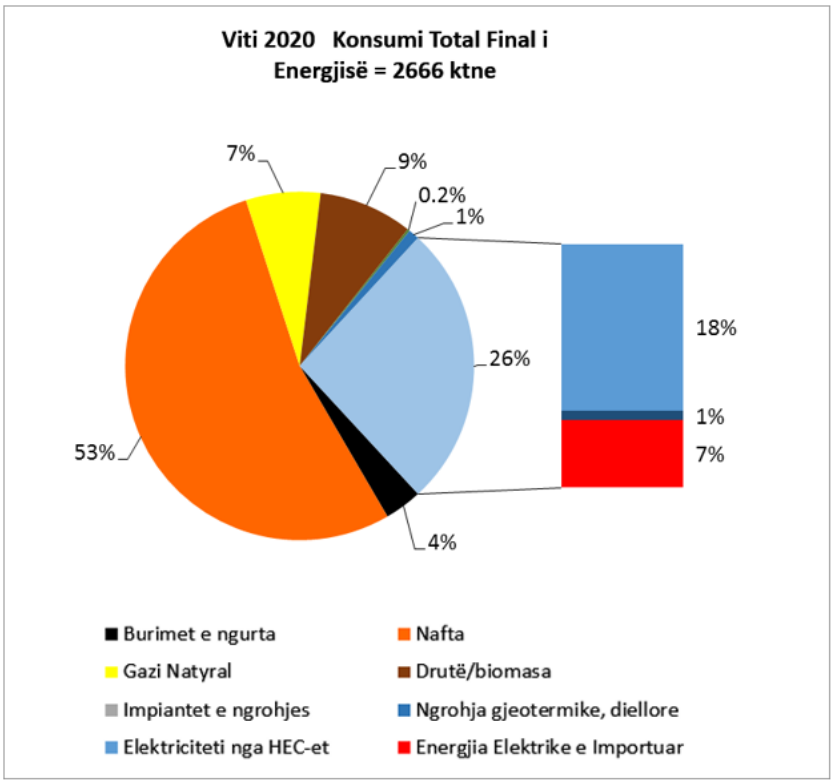
Lëngu i shpimit injektohet nën presion nga koka shpuese dhe gjithashtu shërben për të transportuar materialet e gërmuara drejt sipërfaqes, si edhe për të pastruar kokën e sondës, për ta ftohur atë, për të reduktuar fërkimin midis sondës dhe mureve të vrimës, si edhe për të stabilizuar hapësirën brenda tunelit që të mos shembet nga presioni hidrostatik brenda tokës.

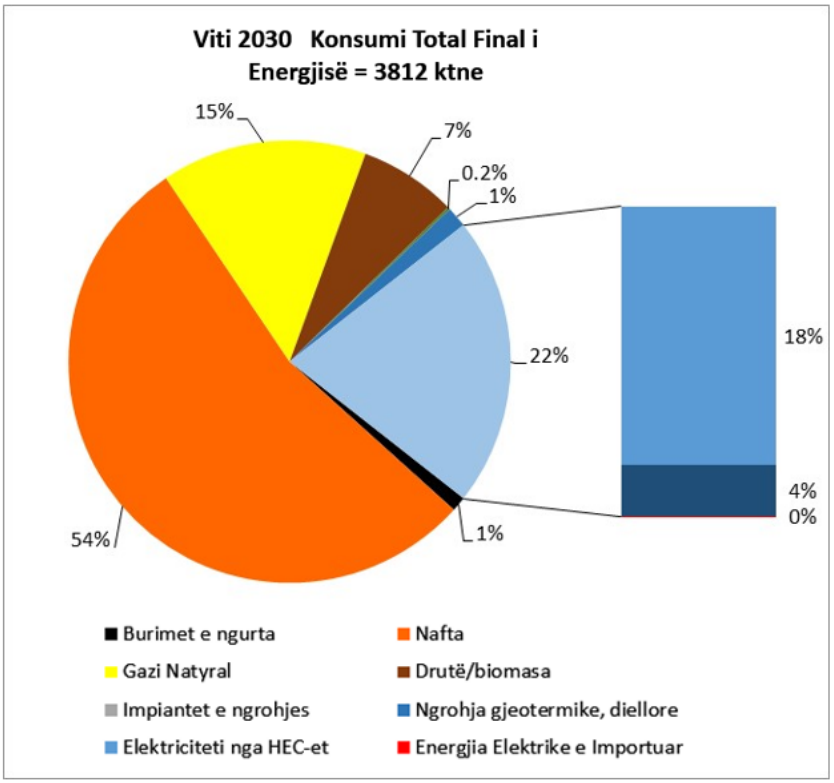
Pasi hapet vrima drejtuese ajo zgjerohet sipas diametrit të tubacionit të gazsjellësit. Numri i herëve në të cilat bëhet kalimi i pajisjes zgjeruese varet nga diametri i tubacionit dhe nga fortësia e materialit.

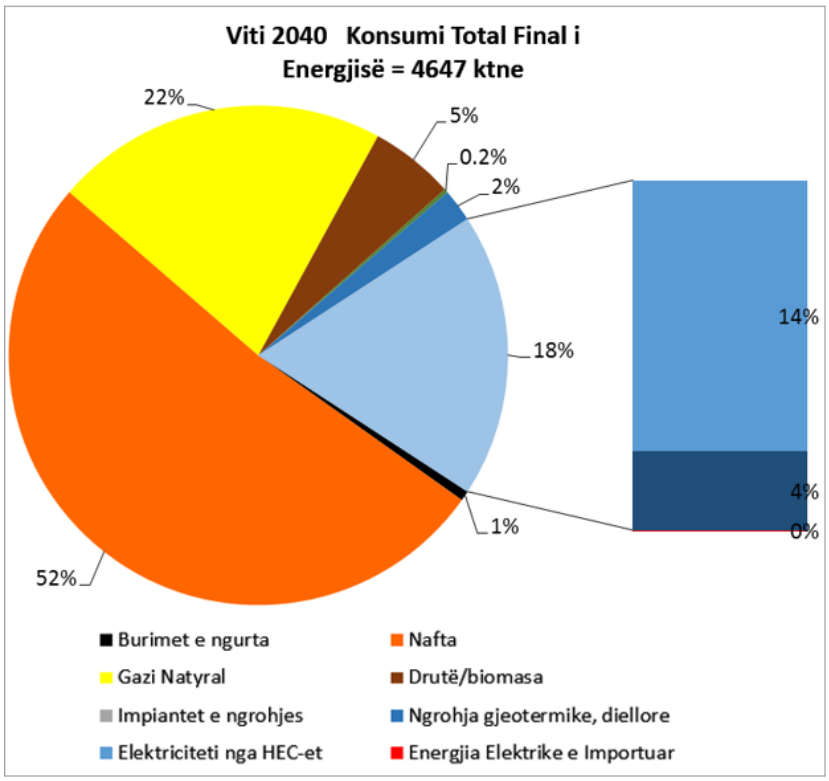
Për këtë metodë ndërtimi kanë rëndësi kritike kushtet gjeografike dhe gjeologjike dhe në varësi të këtyre kushteve mund të gërmohen tunele deri në 2 km.

Bazuar në rrugët e propozuara, karakteristikave të tyre, kërkesave teknologjike dhe teknike dhe metodave të ndërtimit, janë përcaktuar kostot e investimeve.

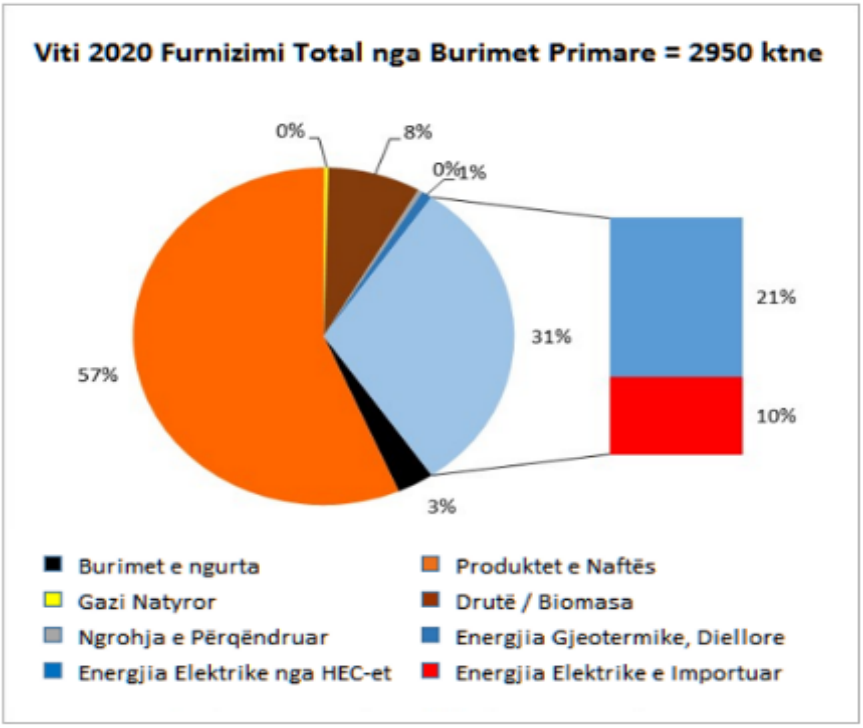
Shtojca 12 – Grafikët e Konsumit Total Final të Energjisë pa praninë e Gazit Natyror

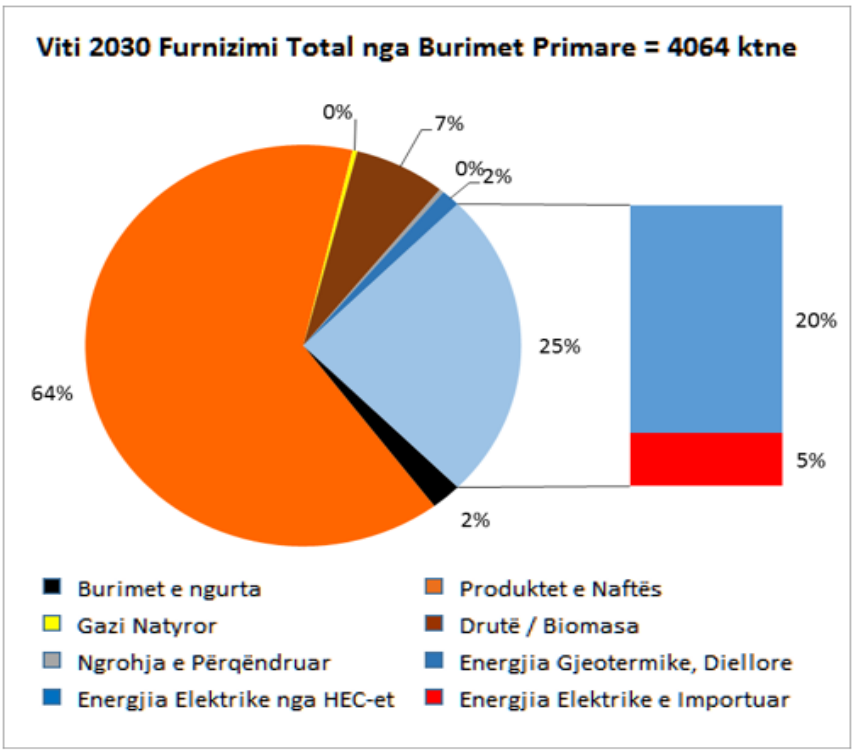


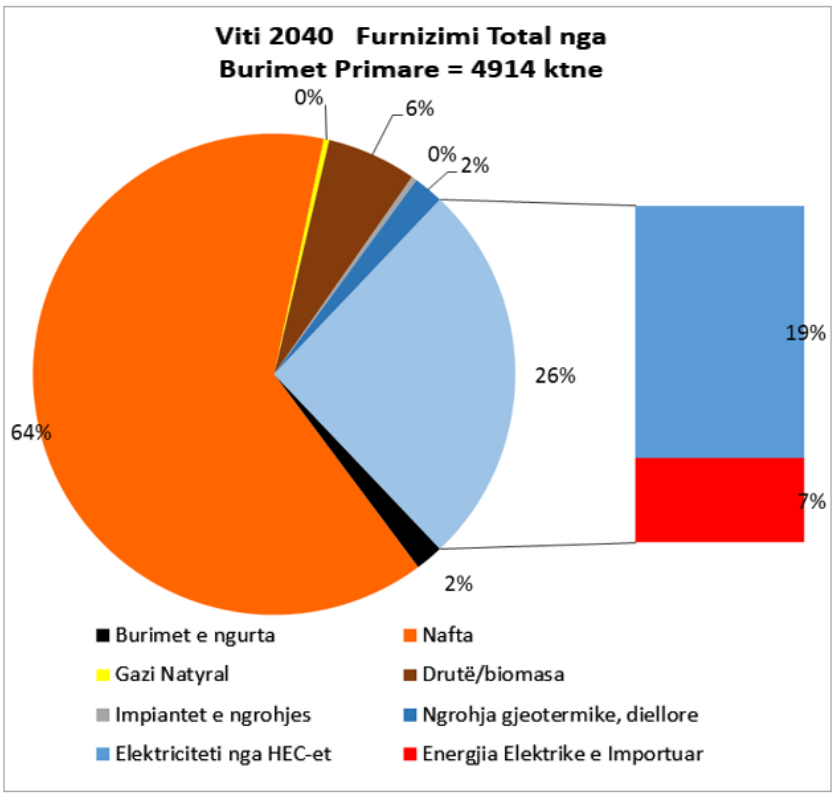



Viti 2040 Konsumi Total Final i Energjisë = 4647 ktne
22%
5%
0.2%
2%
18%
14%
4%
0%
1%
52%
Burimet e ngurta
Nafta
Gazi Natyral
Drutë/biomasa
Impiantet e ngrohjes
Ngrohja gjeotermike, diellore
Elektriciteti nga HEC-et
Energjia Elektrike e Importuar

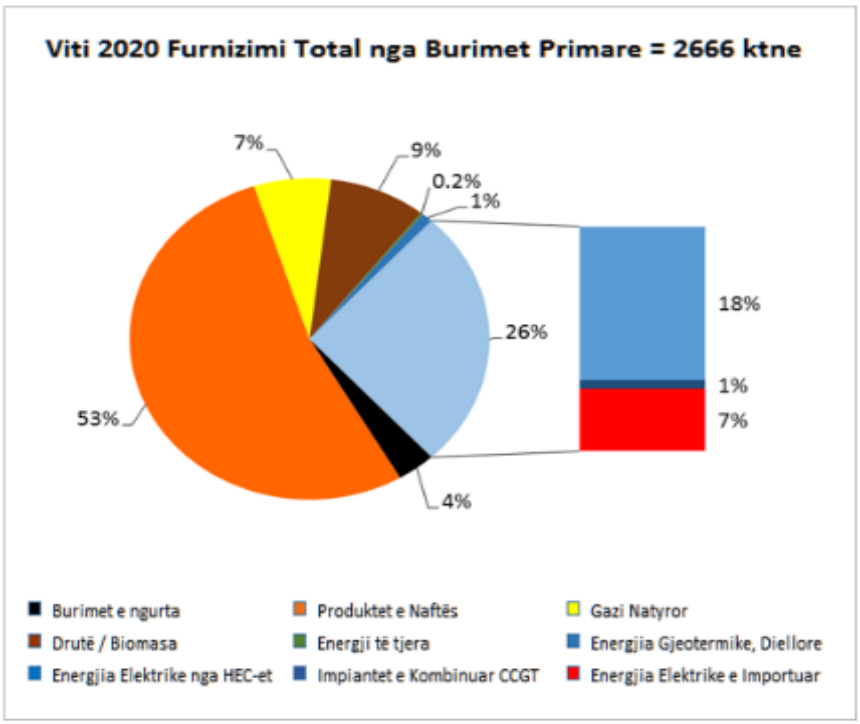
Shtojca 13 - Grafikët e Furnizimit nga Burimet Primare të Energjisë pa praninë e Gazit Natyror

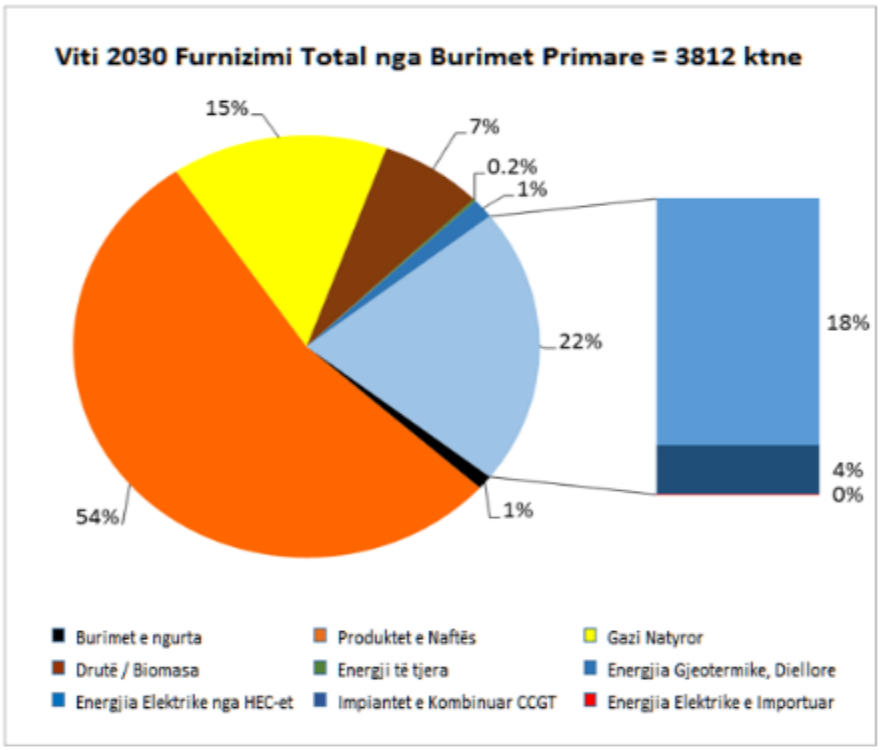




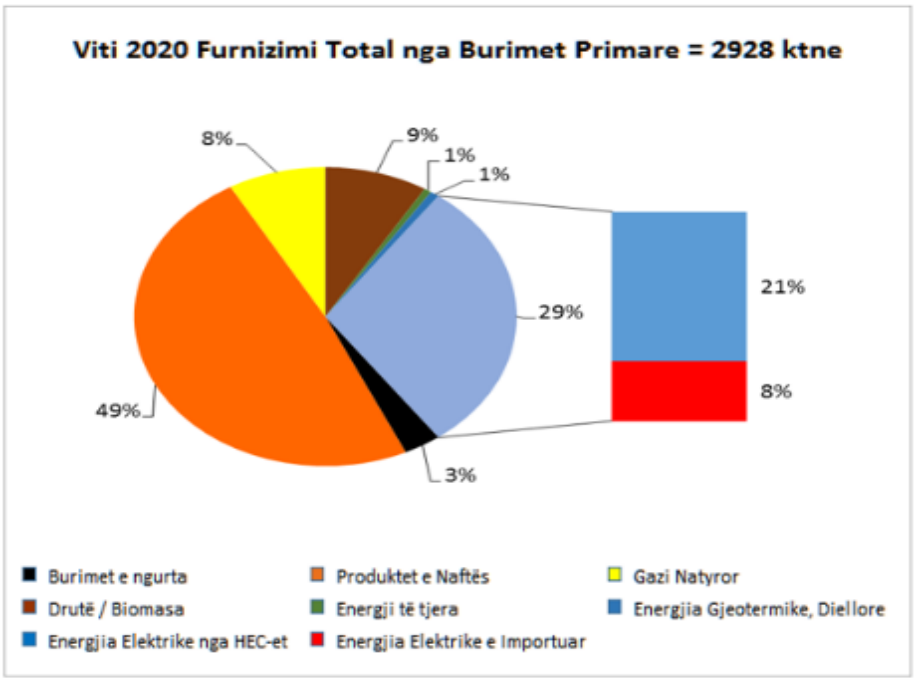

Viti 2040 Furnizimi Total nga Burimet Primare = 4914 ktne
0%
6%
0%
2%
19%
26%
64%
7%
2%
Burimet e ngurta
Nafta
Gazi Natyral
Drutë/biomasa
Impiantet e ngrohjes
Ngrohja gjeotermike, diellore
Elektriciteti nga HEC-et
Energjia Elektrike e Importuar

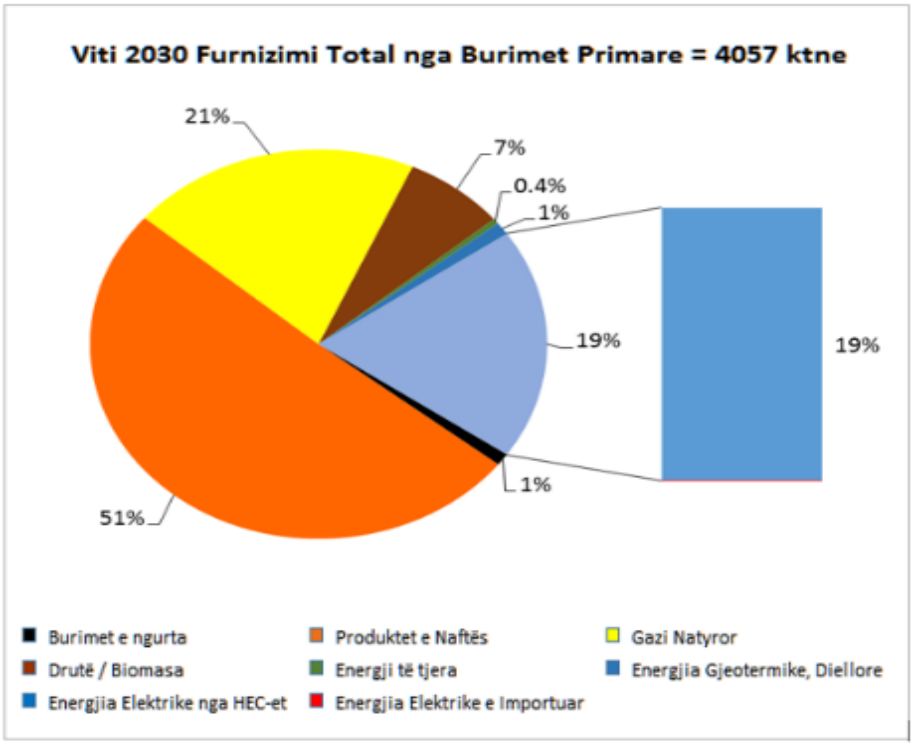
Shtojca 14 - Grafikët e Konsumit Total Final të Energjisë me praninë e Gazit Natyror



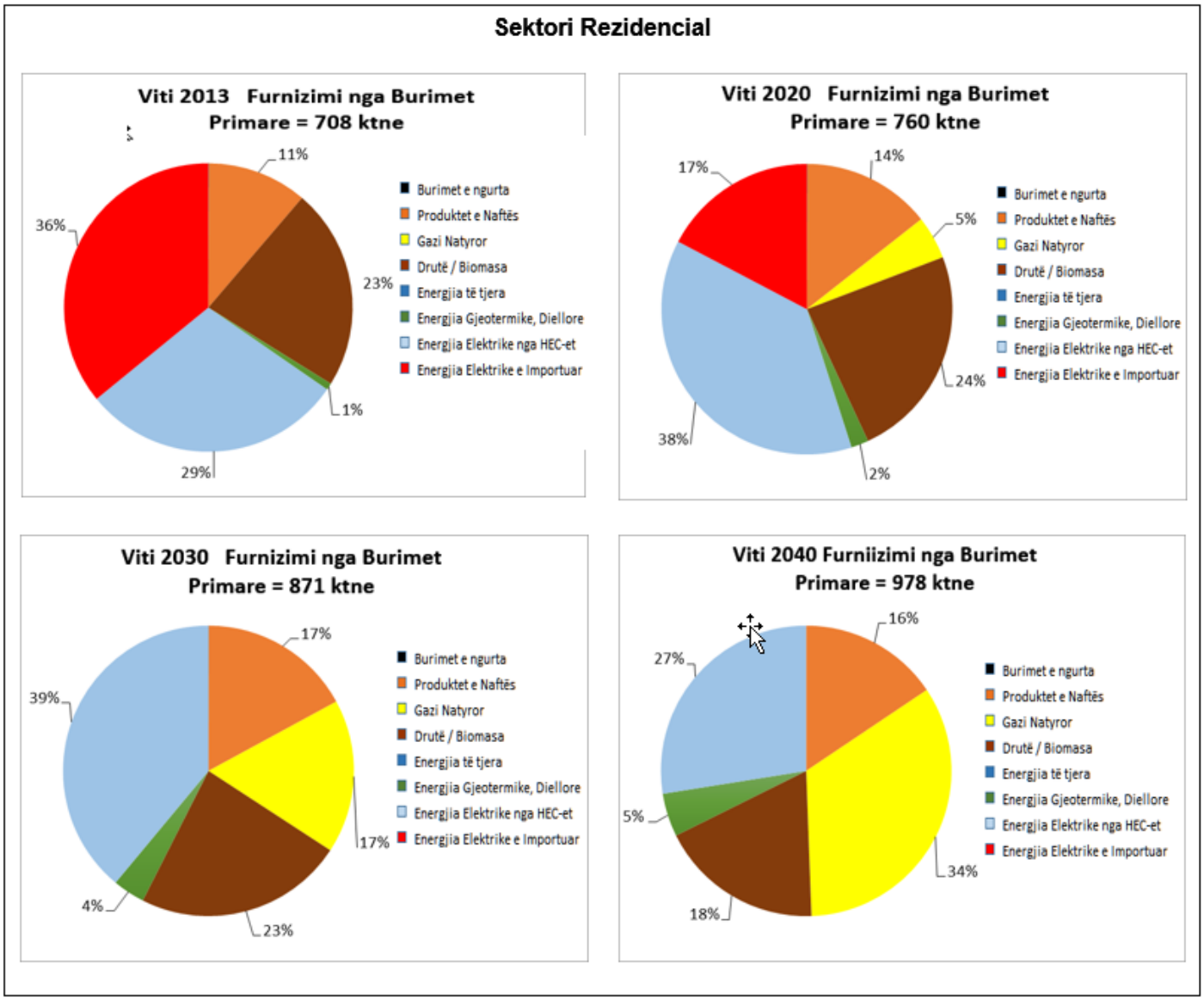


Shtojca 15 – Furnizimi Total nga Burimet Primare me Praninë e Gazit

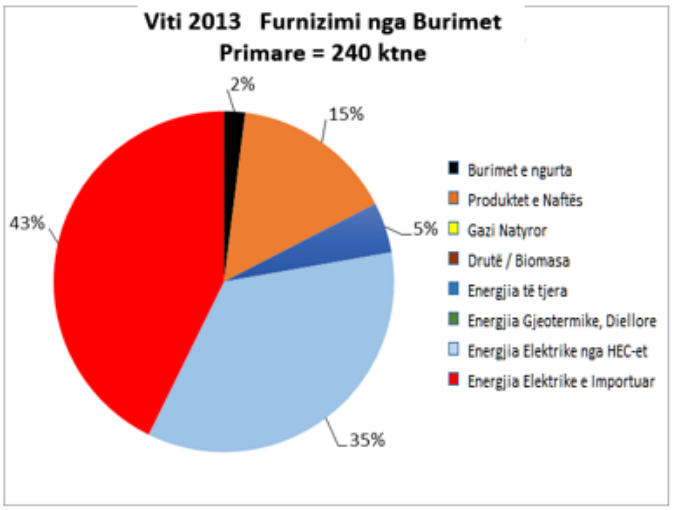


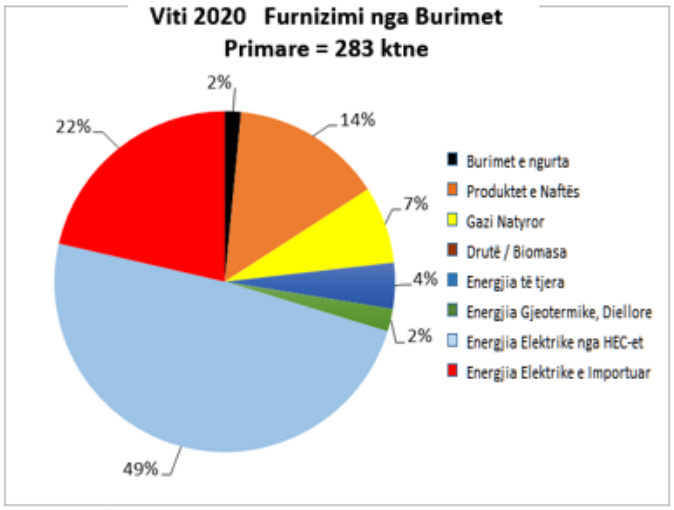


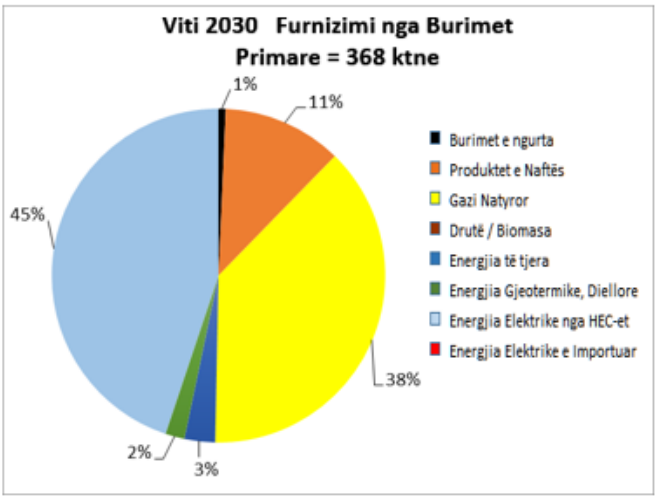
Shtojca 16 – Furnizimi nga Burimet Primare të Energjisë me Praninë e Gazit Sipas Sektorëve

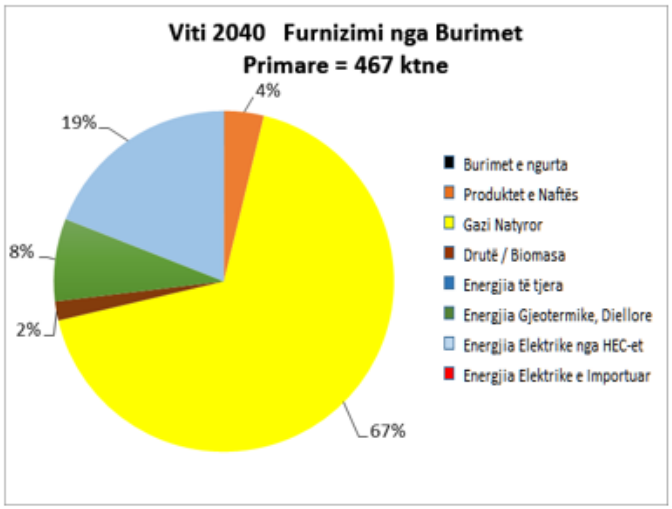


Sektori i Shërbimeve

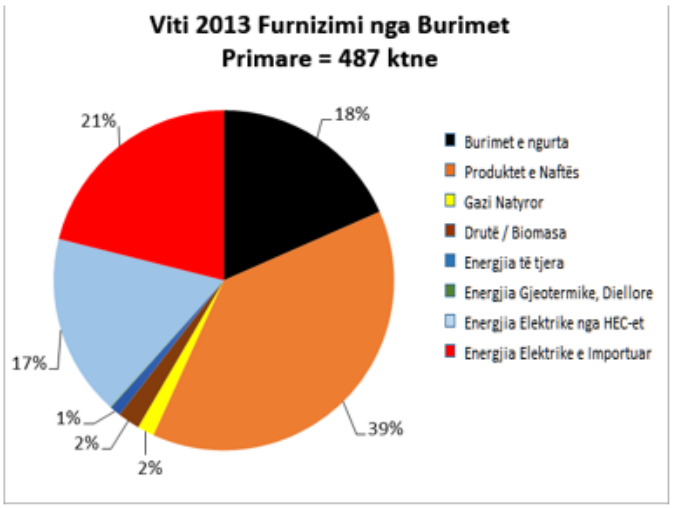


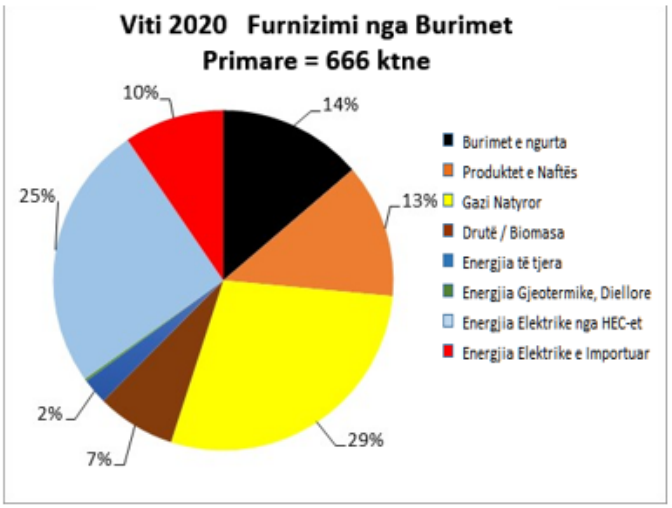


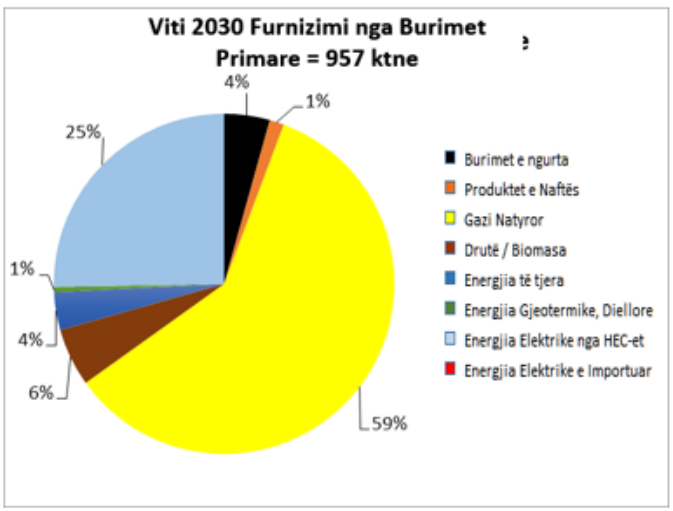


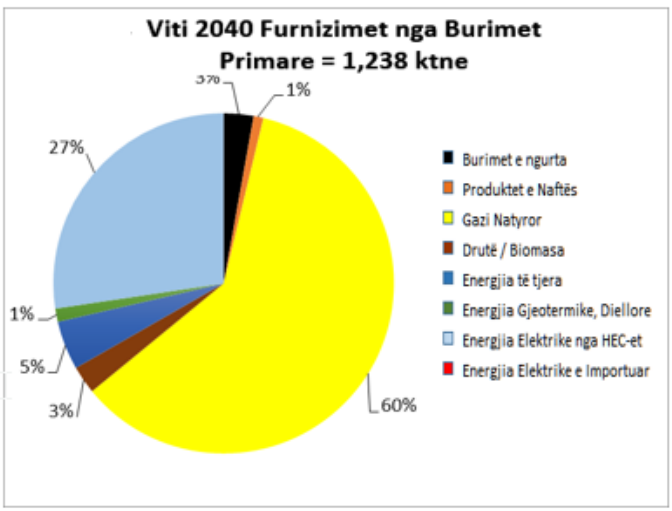


Sektori Industrial

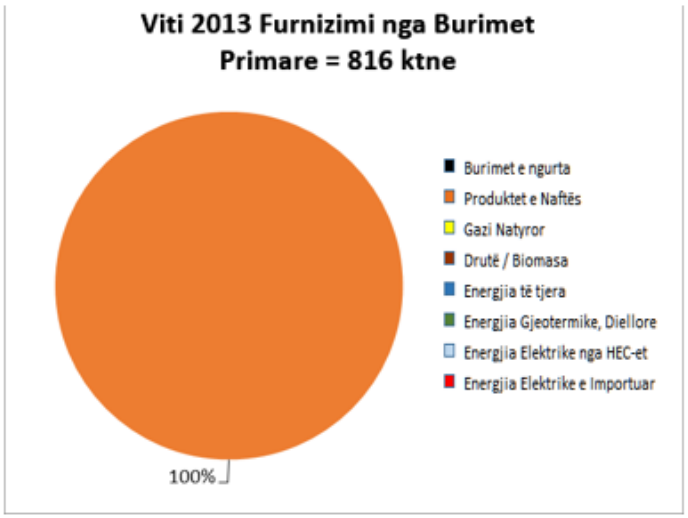


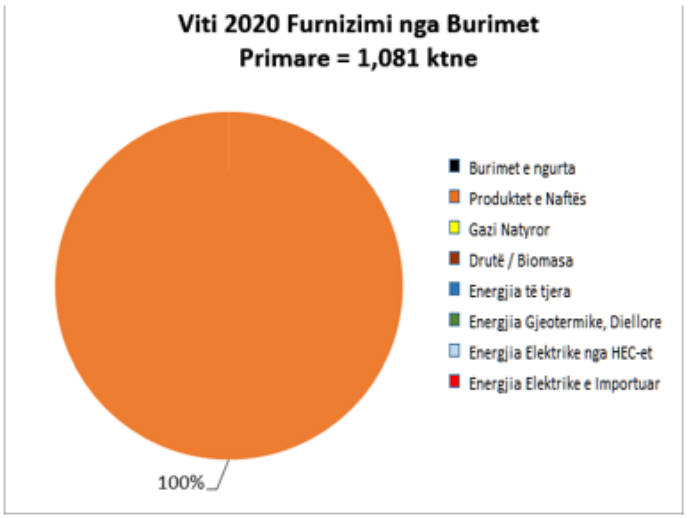


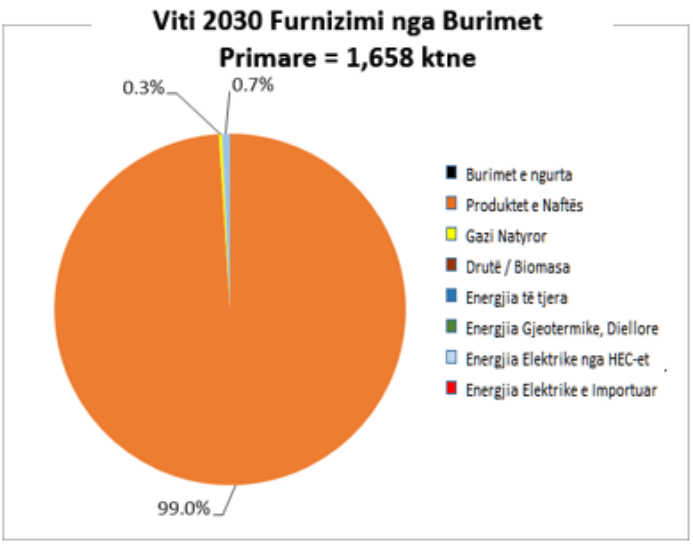


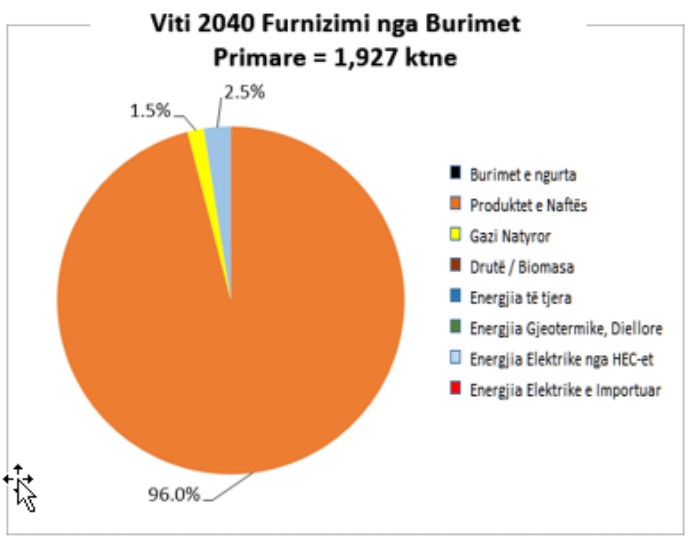


Sektori i Transportit

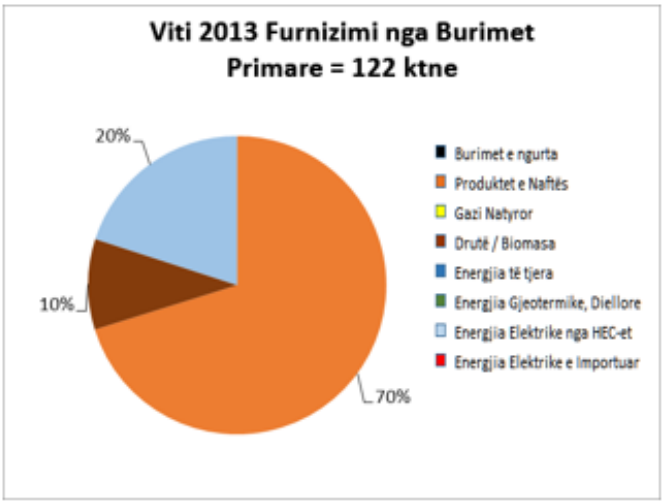


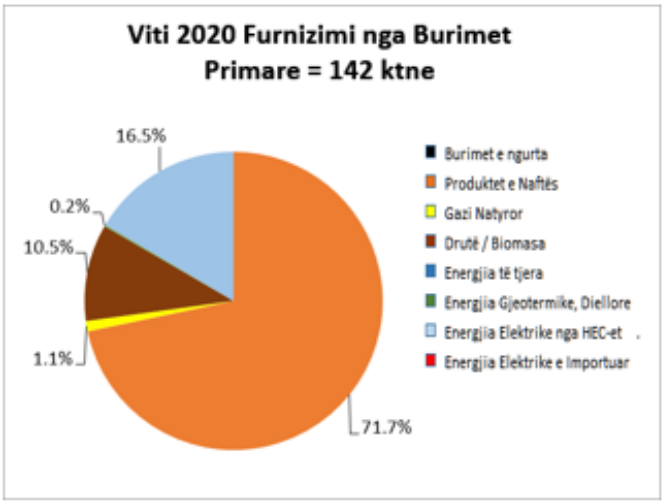


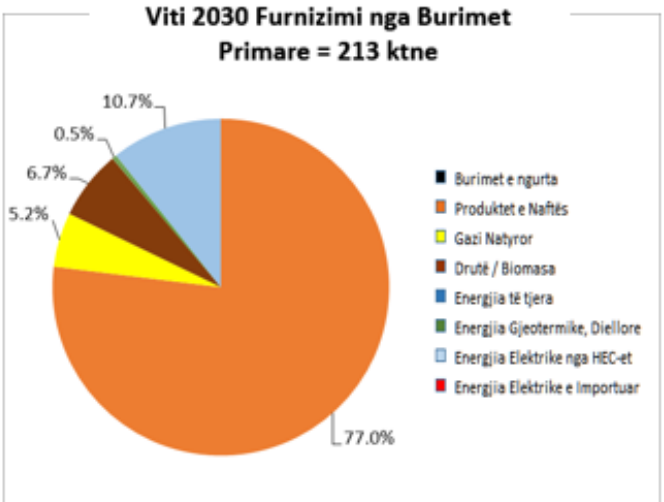


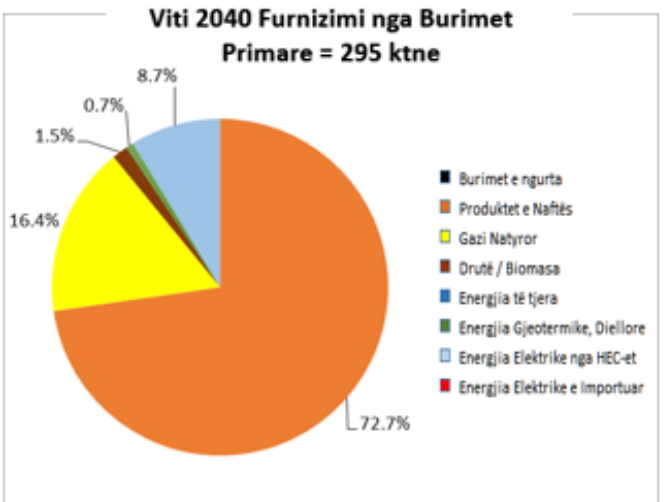


Sektori i Bujqësisë









Financed from EWBJF by a contribution from the EU IPA Multi-Beneficiary Programme for Albania, Bosnia and Herzegovina, the former Yugoslav Republic of Macedonia, Kosovo*, Montenegro and Serbia

Kuadri i Investimeve të Ballkanit Perëndimor
Instrumenti Lehtesues per Projektet e Infrastruktures (IPF)
Asistenca Teknike 4 (IPF 4)

WB11-ALB-ENE-01

Master Plani i Gazit Natyror për Shqipërinë dhe Plani i Identifikimit të Projekteve

Vlerësimi i kërkesës dhe burimeve të furnizimit me gaz natyror

2016

COWI | IPF

*) This designation is without prejudice to positions on status, and is in line with UNSCR 1244/1999 and the ICJ Opinion on the Kosovo declaration of independence.

Fondi i përbashkët Evropian për vendet e Ballkanit Perëndimor (EWBJF)

Kuadri i Investimeve të Ballkanit Perëndimor

Instrumenti Lehtësues për Projektet e Infrastrukturës (IPF)

Asistenca Teknike Nr 4

Sektorët e Energjisë, Mjedisit, Transportit dhe Sociale

WB11-ALB-ENE-01

Master Plani i Gazit për Shqipërinë dhe

Projektet Prioritare të Investimeve në fushën e Gazit

Vlerësimi i kërkesës dhe burimeve te furnizimit me gaz natyror

2016

Assistenca Teknike per kete project financohet nga Kuadri i Investimeve të Ballkanit Perëndimor qe eshte nje iniciative e perbashket e Komunitetit Europian, Institucioneve Financiare Nderkombetare, dhuruesve dypalesh dhe qeverive te Ballkanit Perendimor, te cilat mbeshtesin zhvillimet socio-ekonomike dhe tratativat per pranimin e vendeve te Ballkanit Perendimor ne Bashkimin Europian nepermjet sigurimit te fondeve dhe asistences teknike per investime strategjike vecanerisht ne infrastrukture, eficensen e energjise dhe zhvillimin e sektorit privat.

Shenim: *Autoret marrin pergjegjesi te plote per permbajtjen e ketij raporti. Mendimet e shprehura ne kete raport nuk reflektojne domosdoshmerisht pikepamjet e Bashkimit Europian ose Bankes Europiane te Investimeve*

Document nr.	WB11-ALB-ENE-01 GDA
Versioni	1.0
Data e leshimit	2016
Pergatiti	Damir Pešut, Marko Krejči
Kontrolloi	Ole Johansen
Aprovoi	Martyn Osborn

Shprehjet e Shkurtuara

BERZH	Banka Europiane per Rindertim dhe Zhvillim
DSO	Operatori i sistemit te shperndarjes (Distribution System Operator)
KE	Kommisioni Europian
LPG	Gas propan i lengezuar (Liquefied Petroleum Gas)
VNM	Vleresimi i Ndikimit Mjedisor
VNMS	Vleresimi i Ndikimit Mjedisor dhe Social
EIB	Banka Europiane e Investimeve (European Investment Bank)
MAED	Model Kompjuterik (Model for Analysis of Energy Demand)
FEC	Konsumi Final i Energjise (Final Energy Consumption)
FS	Studim Fizibiliteti (Feasibility Study)
IAP	Gazsjellesi Jonian-Adriatik (Ionian-Adriatic Pipeline)
IFI	Institucionet Financiare Nderkombetare (International Finantial Insitutions)
IRR	Norma e Brendshme e Ri-kthimit te Kapitalit (Internal Rate of Return)
mmk	Million Meter Kub
bmk	Bilion (Miliard) Meter Kub
VNA	Vlera Neto Aktuale
PIP	Projekte ne Interes te Perbashket
PECI	Projekte ne Interes te Komunitetit te Energjise
PBB	Prodhimi i Brendshem Bruto
PS	Furnizues Publik (Public Supplier)
TAP	Trans-Adriatic Pipeline
ToR	Termat e References (Terms of Reference)
TSO	Operatori i Sistemit te Transmetimit (Transmission System Operator)
WBIF	Kuadri i Investimeve të Ballkanit Perëndimor

1 Hyrja

Titulli i Projektit:	Master Plani i Gazit per Shqiperine dhe Identifikimi i Projekteve Prioritare në fushën e Gazit
Kodi i Projektit:	WB11-ALB-ENE-01
Kontraktori:	COWI IPF Consortium
Perfituesit:	Ministria e Energjisë dhe Industrisë (përfituesi kryesor), Albpetrol dhe ERE
Data e fillimit te Projektit:	02 Qershor 2015
Kohezgjatja e parashikuar:	16.5 muaj
Data e parashikuar e mbarimit :	Tetor 2016

1.1 Objektivat e projektit

Ky projekt konsiston në përgatitjen e një Master Plani gjithëpërfshirës të gazit natyror për Shqipërinë dhe Identifikimit të Projekteve Prioritare në fushën e Gazit. Ky projekt do të përfshijë:

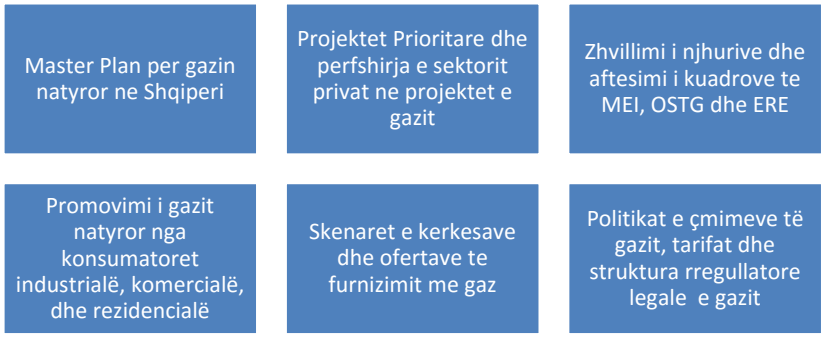
(1) Identifikimin e kërkesave për gaz dhe skenarët e mundshëm për furnizimin me gaz;

(2) Politikat e çmimeve të gazit, tarifat dhe strukturat legale rregullatore të gazit;

(3) Promovimin e gazit natyror në Shqipëri;

(4) Zhvillimin e njohurive për problemet e gazit dhe aftësimin e kuadrove në Ministrinë e Energjisë dhe Industrisë (MEI), Operatorit të Transmetimit të Gazit (OSTG) dhe Entit Rregullator të Energjise (ERE); dhe

(5) Zhvillimit të një plani të projekteve prioritare në fushën e gazit natyror duke përfshirë një analizë në nivel parafizibiliteti të projekteve të mundshme të infrastrukturës se gazit, së bashku me strategjitë për tërheqjen e investimeve nga të gjitha palët e interesuara por në vecanti nga sektori privat.



Ky projekt është pjesë e grupit të katërt të projekteve të infrastruktures që financohen nga Skema e Investimeve të Ballkanit Perëndimor.

2 Përmbledhje

Ky dokument përmban informacione bazë mbi Shqipërine, popullsine e saj, ekonominë, konsumin e energjisë dhe parashikimin e kërkesave për gaz, dhe burimet e mundshme të gazit në të ardhmen.

Vlerësimi i kërkesës për gaz natyror

Parashikimet e konsumit të energjisë për ngrohje në banesat rezidenciale dhe shërbimet komerciale jane bazuar mbi numrin e parashikuar të banorëve dhe familjeve në rrethet dhe prefekturat e ndryshme te Shqiperise. Treguesi që u përdor për vleresimin e zhvillimit ekonomik është Produkti i Brendshëm Bruto per fryme (PBB per fryme).

Konsumi i parashikuar i energjisë se përdoreshme është modeluar me sistemin MAED qe eshte nje model kompjuterik për analizën e kërkesës për energji.

Kërkesa totale e parashikuar e energjisë për ngrohje që mund të zëvendësohet nga gazi natyror ne familjet shqiptare dhe në sektorët e shërbimeve është shpërndarë sipas prefekturave dhe komunave sipas potencialit të konsumit të gazit natyror në të ardhmen (rreth 2167 milion m^3 në vitin 2040).

Në vitin 2040, konsumi potencial i gazit natyror për prodhimin e energjisë elektrike mund të jetë rreth 770 milion m^3, ndersa konsumi i parashikuar në rafinerite e vendit mund të jetë rreth 89,2 milion m^3.

3 Parashikimet e kërkesave për gaz

Ky kapitull paraqet një vlerësim të rritjes së konsumit të gazit natyror në Shqipëri deri në vitin 2040.

Parashikimet për konsumin e energjisë për ngrohje në ekonomitë familjare dhe në shërbimet komerciale janë bazuar në parashikimet e numrit të banorëve dhe të familjeve.

Treguesi i përdorur në matjen e zhvillimit ekonomik është Produkti i Brendshëm Bruto për frymë (PBB/fryme).

3.1 Parashikimet e energjisë për ngrohje në banesat rezidenciale

Në vitin 2004, Instituti i Statistikave të Shqipërisë (INSTAT) publikoi studimin "Projeksionet e popullsisë për Shqipërinë për vitet 2001-2021", e cila është e bazuar në Censusin e vitit 2001. Dokumenti jep disa projeksione të popullsisë në Shqipëri bazuar në lindjet dhe vdekjet si dhe migracionin jashte vendit. Bazuar ne kete studim disa skenare jane percaktuar qe projektojne numrin e popullsine ne nivele optimiste dhe pesimiste. Megjithate, niveli actual i popullsise i rregjistruar ne Censusin e vitit 2011 doli me i ulet se parashikimi me pesimist i INSTAT-it ne vitin 2004. Në fakt, popullsia në vitin 2011 ishte gjithashtu nën te gjitha parashikimet e organizatave nderkombetare. Arsyeja për këtë ndoshta janë të dhënat e publikuara nga INSTAT për vitin 2010, e cila ishte padyshim viti bazë për projeksionet e OKB-së.

Sipas parashikimeve të Divizionit të Popullsisë të Departamentit të Çështjeve Ekonomike dhe Sociale të Sekretariatit të Kombeve të Bashkuara, pritej qe numri i banoreve ne Shqiperi në vitin 2040 te ishte midis 2,957,000 banore (varianti pesimist) dhe 3,556,000 banorë (varianti optimist), ose 3,255,000 banorë sipas variantit të mesëm.

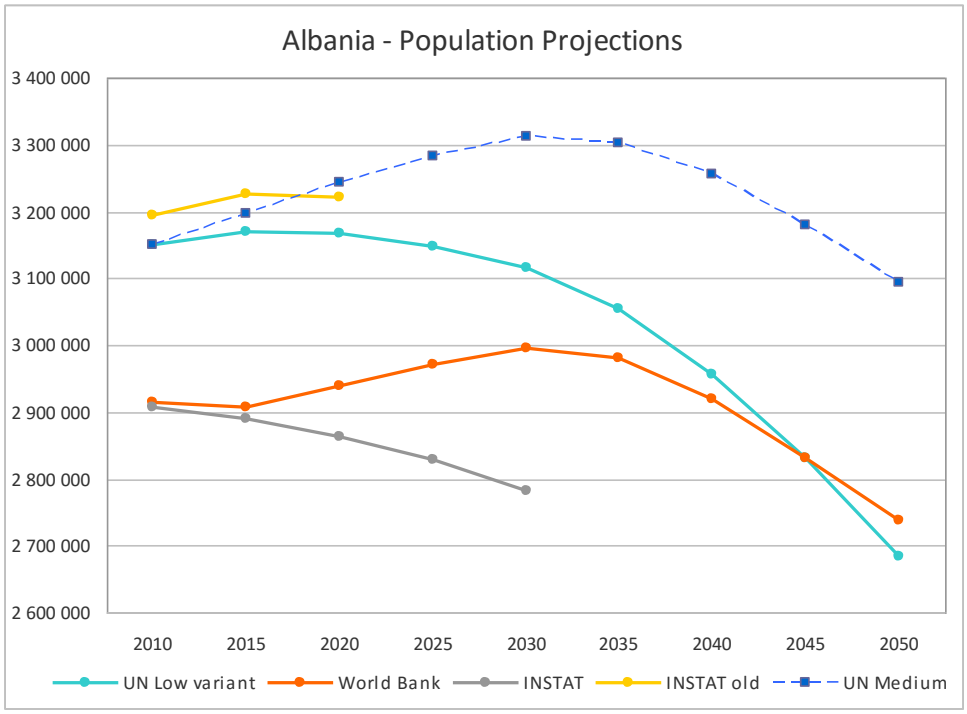


Figura 1 Projeksionet e popullsise ne Shqiperi

Në figurën e mësipërme, ngjashmëritë mund të vërehet në mes trendeve te rritjes se popullsise midis variantit të mesëm të OKB-së dhe parashikimeve te Bankës Botërore. Diferencat në numrin e popullsisë jane shkaktuar nga ndryshimi i numrit te popullsise në vitin fillestar te parashikimeve dhe që është ndoshta si rezultat i metodologjise se re të Censusit që filloi te aplikohet ne vitin 2011.

Duke pasur parasysh popullsinë e përgjithshme e Shqipërisë sipas Censusit te vitit 2011, projeksioni me i pranueshem i popullsisë per vitet 2015-2050 është ai i Bankës Botërore.

Tabela 1 Projeksionet e popullsise (Banka Boterore)

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Population	2,913,021	2,907,000	2,939,000	2,971,000	2,995,000	2,981,000	2,919,000	2,831,000	2,738,000

Edhe parashikimet e popullsise nga INSTAT per vitet 2011-2031 bazuar ne Censusin e vitit 2011, jane te pranueshme.

Tabela 2 Projeksionet e popullsise shqiptare per vitet 2011 – 2031 nga INSTAT

	2011	2016	2021	2026	2031
Population	2,907,362	2,888,996	2,863,311	2,827,569	2,782,309

Parashikimi i popullsise nga INSTAT është zyrtar dhe si i tillë duhet të merret ne konsiderate, por duke pasur parasysh reputacionin e Bankës Botërore dhe Departamentit te Demografise te OKB-së, është e pranueshme qe parashikimet e Bankes Botërore te merren per baze ne kete studim.

Shpërndarja e popullsisë së përgjithshme sipas qarqeve / prefekturave u be ne baze te parashikimeve te popullsise nga INSTAT per vitet 2011 - 2031 (tabela më poshtë).

Shperndarja e popullsise brenda prefekturave u be gjithashtu sipas parashikimeve te INSTAT-it per vitet 2011 – 2031.

Tabela 3: Parashikimet e popullsise shqiptare per vitet 2011-2031 sipas INSTAT

Prefectures	2011	2016	2021	2026	2031
Berat	149,672	138,625	129,354	121,017	113,370
Dibër	144,195	129,434	116,812	105,741	95,680
Durrës	269,784	275,017	278,305	279,954	279,796
Elbasan	306,939	290,680	276,326	263,059	250,275
Fier	324,864	308,070	293,223	279,070	265,633
Gjirokastër	78,405	70,532	64,136	58,478	53,508
Korçë	230,261	224,872	217,996	210,114	201,976
Kukës	89,400	80,635	73,423	67,220	61,341
Lezhë	139,733	131,871	125,959	120,986	116,345
Shkodër	225,547	213,992	204,898	196,915	188,816
Tiranë	763,560	833,088	888,786	932,349	965,108
Vlorë	185,002	192,180	194,093	192,666	190,461
Total	**2,907,362**	**2,888,996**	**2,863,311**	**2,827,569**	**2,782,309**

Te dhenat demografike ne vendet e zhvilluara europiane dhe vendet në tranzicion tregojnë se numri i pjesetareve per familje zvogëlohet me rritjen e standarteve te jeteses, (Figura 2). Çfare eshte e çuditshme është se kjo rënie në vendet në tranzicion është shumë me e shpejte, dhe disa nga vendet në tranzicion janë tashmë shumë afër nivelit të dy personave për familje, njelloj si ne vendet më të zhvilluara evropiane. Rënia ndodh për shkak të plakjes së shoqerise dhe mënyrës se re te jetës në të cilën numri i familjeve me një anëtar dhe dy anëtarë është vazhdimisht në rritje. Në Shqipëri, numri i personave për familje do të ulet nga 3.92 në vitin 2013 në 2.78 në vitin 2040.

Me uljen e numrit të personave për familje numri i njësive të banimit per banore do te rritet. Ky trend do te reflektohet me rritjen e numrit të njësive të banimit në qytetet e mëdha, ku numri i personave për familje do te reduktohet më shpejt se në qytetet e vogla dhe në vendbanimet rurale.

Tabela 4 Popullsia dhe numri i familjeve në Shqipëri

		2013	2020	2025	2030	2035	2040
Popullsia	**million**	2.899	2.939	2.971	2.995	2.981	2.919
Banoret per familje		3.9	3.6	3.4	3.2	3	2.8
Familjet	**million**	0.740	0.813	0.873	0.937	0.998	1.052

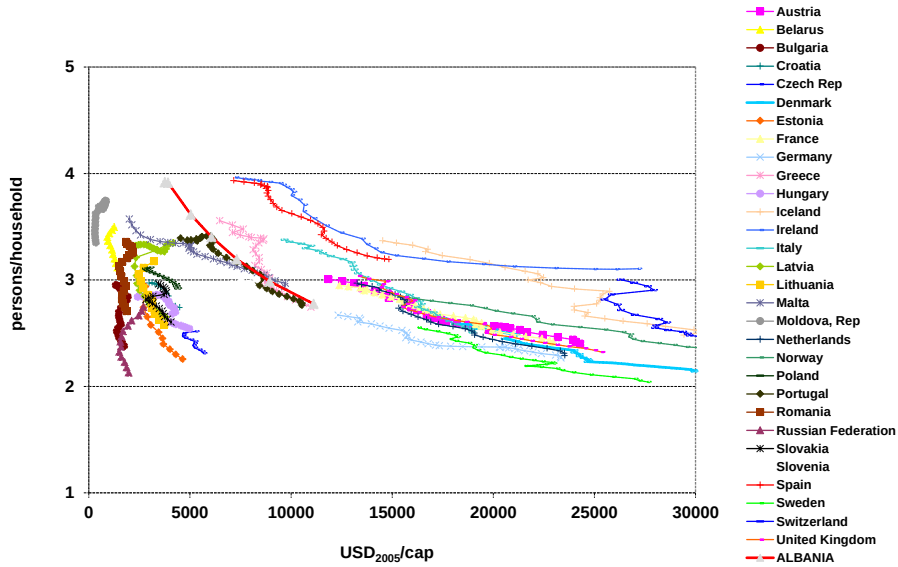
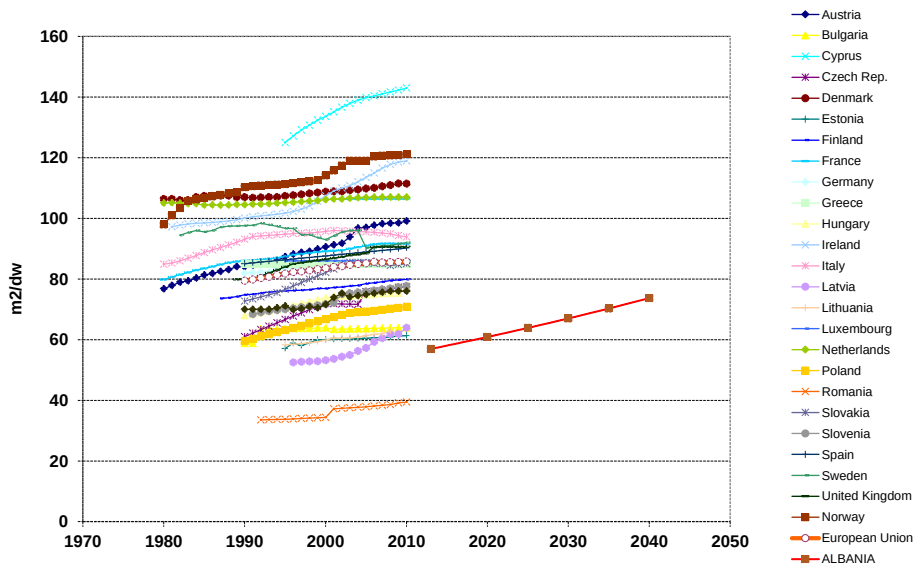


Figura 2 Numri i personave per familje

Bazuar ne parashikimet, ne vitin 2040, numri I familjeve do te jete 42% me i larte edhe pse popullsia do te jete e njejte ose me e vogel. Nje tregues tjeter përcaktues është zmadhimi i sipërfaqes së banimit per person. Sipas statistikave, siperfaqja mesatare per familje në Shqipëri është 57 m². Duke iu referuar figurës 3, kjo është pak më e ulët se mesatarja e BE-se. Parashikohet qe kjo siperfaqe te rritet ne te ardhmen dhe kjo korrespondon me trendin dhe dinamikën e rritjes së siperfaqes se banueshme në vendet evropiane, kështu që në vitin 2040 siperfaqja për familje në Shqipëri do të jetë 74 m².



Burimi i te dhenave: ENERDATA

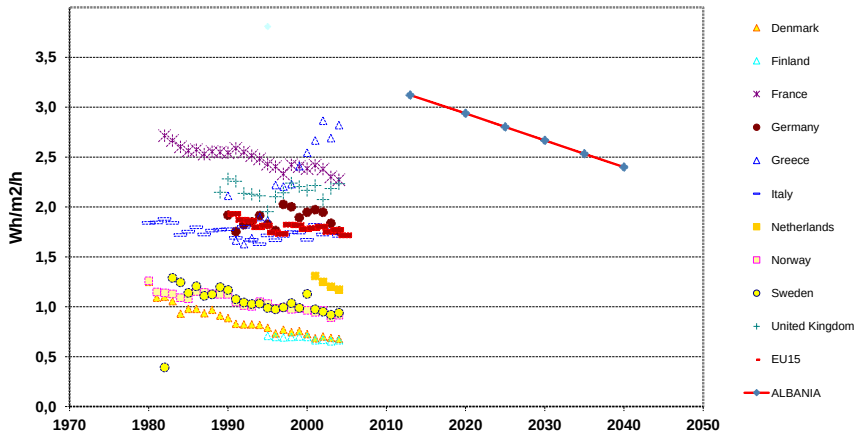
Figura 3 Siperfaqja mesatare per familje

3.1.1 Konsumi specifik i energjise ne familjet

Treguesi kryesor i matjes se standardit të ngrohjes në modelin tone është hapesira e ngrohur. Hapesira e ngrohur mesatare per familje është përcaktuar në bazë të të

dhënave statistikore dhe të dhënave te bilancit të energjisë. Porcioni i hapesires se ngrohur në raport me sipërfaqen totale te jetueshme (faktori i ngarkesës) është 51%. Ky është rezultat i aftësisë se ulet blerëse të popullsisë, disponueshmërinë se druve të zjarrit, çmimit te energjisë elektrike, dhe tradites dhe trashëgimise kulturore. Prandaj, me rritjen e standardit, pritet nje rritje e mëtejshme e përqindjes së hapesires se ngrohur ne vitin 2040 nga 51% në 80%.

Per vitin 2013, modeli MAED përcakton se konsumi i lendeve djegese për ngrohje eshte 125 kWh/m² të hapesires se ngrohur. Ky konsum është ne varesi te cilësisë së izolimit termik dhe sasise se humbjeve të nxehtësisë nga shtëpite private dhe ndërtesat. Kjo matje është e përafërt, sepse ajo përfshin shumëllojshmërinë e faktoreve si kohëzgjatja e ngrohjes dhe temperaturat që mbahen në një zonë banimi. Kur ky konsum perpjestohet nga gradet per ore percaktohet i ashtuquajturi parametri K i ngrohjes. Nepermjet ketij parametri mund te behet nje krahasim i humbjeve te energjise me vendet e tjera. Ky krahasim permbledh gjithashtu konceptin e diteve gradore. Ditet gradore eshte nje parameter qe tregon kushtet klimatike ne nje vit te caktuar. Sa më i larte te jete ky parameter, aq më te larta janë nevojat objektive për ngrohje. Sipas të dhënave zyrtare meteorologjike për Shqipërinë, vlera e ponderuar e diteve gradore bazuar në numrin e njësive të banimit në komunat individuale për vitin 2013 arriti në 1,952.



Burimi i te dhenave: ENERDATA

Figura 4 Vlerat e parametrit K ne Europe dhe Shqiperi

Per vitin 2013, parametri K ishte 3.12 Wh/m²/h. Duke iu referuar Figura 4, duket se humbjet jane relativisht te larta. Per Kroacine humbjet jane relativisht me te ulta, dhe ne pergjithesi vlera e parametrit K per rajonin eshte 3. Vendet Europiane kane pakesuar humbjet e energjise ne banesat familjare ne shkalle te ndryshme. Vendet Skandinave njihen per masat e tyre drastike per eficiensen e energjise. Per shembull, Danimarka i ka pergjysmuar humbjet e energjise per ngrohje ne periudhen nga viti 1973 ne vitin 1980.

Mendohet se humbjet e nxehtësisë do të zbresin në 24% në vitin 2040. Duke faktorizuar prishjen e disa ndertesave ekzistuese per arsye te ndryshme, numri in ndertesave ne vitin 2040 do te arrije 1,052,000 njesi. Nga keto njesi rreth 350,000 do te jene ndërtuar pas vitit 2015 dhe do te kene rrjedhimisht standarte me te larta

te eficiences se energjise. Edhe per njesite ekzistuese presupozohet qe izolimi termik i tyre do te permiresohet me 40%, ne krahasim me ndertesat aktuale.

Energjia për gatim në banesat rezidenciale, e kalibruar nga modeli MAED, është 1500 kWh per familje qe eshte relativisht e madhe në krahasim me vendet evropiane. Kjo është në përputhje me stilin aktual te jeteses, por ne vitin 2040 parashikohet të zvogelohet për shkak të pakesimit të numrit të personave për familje, si dhe ndryshimit gradual të ciklit të përditshëm të punës dhe përfaqësimit më të lartë të sektorit te shërbimeve dhe industrise ushqimore. Kjo do të beje qe konsumi te bjere ne 1,050 kWh per familje. Konsumi i energjisë për ngrohjen e ujit është me i ulet (450 kWh per frymë) dhe parashikohet të rritet në 650 kWh per frymë ne vitin 2040.

3.1.2 Konsumi i parashikuar i energjise per ngrohje ne banesat rezidenciale

Niveli i energjise per ngrohje per banesat rezidenciale eshte bere duke perdorur kalibrimin sipas modelit MAED duke marre vitin 2013 si vit fillestar,

Konsumi i energjise per ngrohje sipas zerave te ndryshem dhe e ndare vite u bazua mbi parashikimet demografike, ne parashikimin e rritjes së numrit të familjeve, ne rritjen e standardeve jetësore dhe ne dinamikën e zvogëlimit të humbjes së nxehtësisë së njësive të banimit.

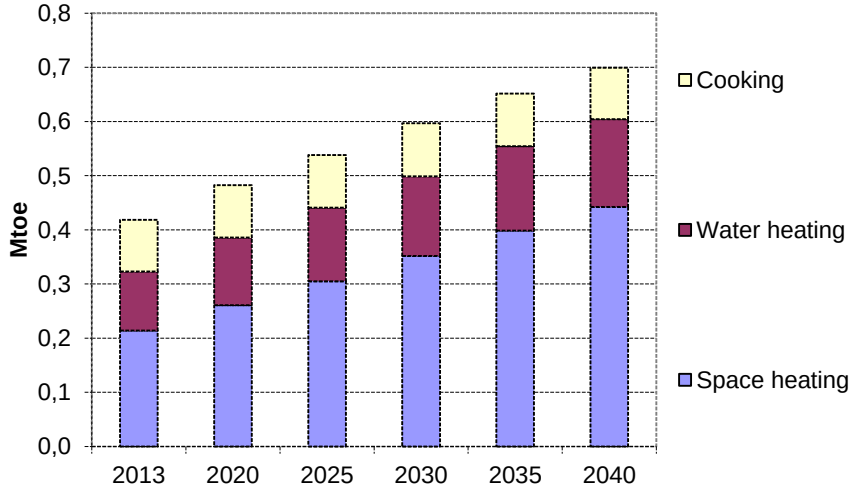


Figura 5 Konsumi i energjise ne banesat rezidenciale sipas zerave

Duke marre ne konsiderate se numri i familjeve do te rritet me 42% ne vitin 2040, konsumi i energjise per ngrohje në banesat rezidenciale do të rritet me 67%. Kjo rritje do te jete si rezultat i rritjes se standardeve të jeteses dhe rritjes se hapesirave nen ngrohje ne banesat rezidenciale edhe pse izolimi termik pritet te përmirësohet me 24%.

3.1.3 Shperndarja e Energjise per ngrohje sipas rajoneve

Në sajë të të dhënave në dispozicion nga censusi i INSTAT-it i vitit 2011, u percaktua shpërndarja e konsumit te energjisë termike në banesat rezidenciale sipas rajoneve. Zonat u percaktuan në bazë të vendndodhjes gjeografike të çdo prefekture, dmth vendndodhjes se tyre ne raport me zonat klimatike në Shqipëri.

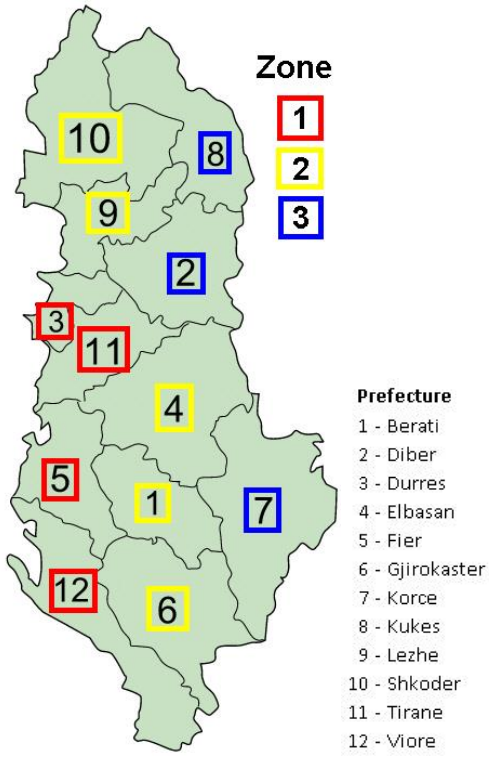


Figura 6 Shperndarja e Prefekturave sipas zonave

Tabela 5: Perqindjet e konsumit te energjise sipas Censusit te vitit 2011 (INSTAT)

Rajoni	Ajri i kondicionuar	Ngrohje me kondicioner	Ngrohje elektrike	Ngrohje me dru	Ngrohje me gaz propan	Ngrohje me lende te tjera	Pa ngrohje
Zone 1	16.8%	9.6%	12.7%	38.7%	28.6%	1.6%	8.8%
Zone 2	6.3%	2.3%	4.8%	72.7%	16.0%	0.8%	3.4%
Zone 3	1.4%	0.2%	0.9%	95.7%	2.0%	0.6%	0.6%
Mesatar	**11.3%**	**6.0%**	**8.6%**	**57.5%**	**20.8%**	**1.2%**	**5.9%**

Siç është përmendur tashmë, parashikimi me i preferuar per rritjen e popullsise në Shqipëri deri ne vitin 2040 është ai i Bankës Botërore (Tabela 1), ndersa shpërndarja e popullsisë së përgjithshme sipas prefekturave dhe pastaj sipas rajoneve apo zonave (Tabela 6) është bërë duke marrë në konsideratë projeksionet e shperndarjes se popullsise sipas çdo prefekture sipas INSTAT-it (Tabela 3).

Tabela 6 Shperndarja e popullsise ne Shqiperi sipas rajoneve

Prefecture	Zone	2013	2020	2025	2030	2035	2040
Durrës	1	275,471	285,662	294,155	301,185	304,018	301,346
Fier		318,102	300,974	293,226	285,939	274,619	258,993
Tiranë		789,129	912,280	979,643	1,038,885	1,086,117	1,115,025
Vlorë		183,002	199,224	202,439	205,021	205,544	202,353
TOTAL Z1		**1,565,704**	**1,698,140**	**1,769,463**	**1,831,029**	**1,870,298**	**1,877,717**
Berat	2	145,236	132,773	127,156	122,036	114,986	106,390
Elbasan		303,120	283,630	276,403	269,407	258,561	243,678
Gjirokastër		73,627	65,831	61,444	57,598	52,875	47,664
Lezhë		138,349	129,289	127,123	125,239	120,830	114,475
Shkodër		221,459	210,314	206,904	203,250	196,358	186,279
TOTAL Z2		**881,791**	**821,838**	**799,030**	**777,531**	**743,610**	**698,485**
Dibër	3	138,450	119,900	111,105	102,994	93,885	84,038
Korçë		226,282	223,759	220,772	217,416	212,511	203,972
Kukës		86,555	75,364	70,630	66,030	60,697	54,788
TOTAL Z3		**451,287**	**419,022**	**402,507**	**386,440**	**367,092**	**342,797**
Total		**2,898,782**	**2,939,000**	**2,971,000**	**2,995,000**	**2,981,000**	**2,919,000**

Tabela 7: Numri i personave per familje ne Shqiperi sipas rajoneve

Prefecture	2013	2020	2025	2030	2035	2040
Durrës	3.944	3.583	3.340	3.097	2.856	2.615
Fier	3.844	3.542	3.328	3.115	2.904	2.694
Tiranë	3.795	3.484	3.261	3.041	2.824	2.609
Vlorë	3.541	3.309	3.140	2.971	2.803	2.634
TOTAL Z1	**3.798**	**3.488**	**3.271**	**3.054**	**2.838**	**2.624**
Berat	3.786	3.585	3.442	3.298	3.153	3.007
Elbasan	4.086	3.821	3.631	3.441	3.250	3.059
Gjirokastër	3.578	3.406	3.285	3.165	3.049	2.936
Lezhë	4.211	3.939	3.761	3.597	3.435	3.273
Shkodër	4.027	3.765	3.581	3.399	3.220	3.044
TOTAL Z2	**3.991**	**3.748**	**3.577**	**3.409**	**3.240**	**3.071**
Dibër	4.726	4.334	4.055	3.779	3.505	3.232
Korçë	3.722	3.536	3.403	3.270	3.135	3.000
Kukës	5.058	4.698	4.446	4.198	3.955	3.721
TOTAL Z3	**4.209**	**3.917**	**3.722**	**3.530**	**3.340**	**3.153**
Total	**3.915**	**3.615**	**3.405**	**3.196**	**2.986**	**2.776**

Tabela 8 Shperndarja e familjeve ne Shqiperi sipas rajoneve

Prefecture	2013	2020	2025	2030	2035	2040
Durrës	69,852	79,734	88,081	97,261	106,456	115,240
Fier	82,746	84,974	88,120	91,801	94,579	96,133
Tiranë	207,957	261,879	300,370	341,571	384,591	427,318
Vlorë	51,685	60,205	64,463	69,009	73,336	76,828
TOTAL Z1	**412,240**	**486,791**	**541,034**	**599,642**	**658,963**	**715,519**
Berat	38,365	37,037	36,946	37,006	36,469	35,380
Elbasan	74,180	74,237	76,127	78,301	79,557	79,668
Gjirokastër	20,575	19,327	18,707	18,196	17,341	16,233
Lezhë	32,858	32,821	33,800	34,819	35,175	34,980
Shkodër	54,989	55,858	57,778	59,793	60,982	61,192
TOTAL Z2	**220,966**	**219,279**	**223,358**	**228,115**	**229,524**	**227,453**
Dibër	29,295	27,668	27,397	27,252	26,784	25,998
Korçë	60,804	63,279	64,870	66,492	67,778	67,991
Kukës	17,111	16,040	15,888	15,730	15,346	14,725
TOTAL Z3	**107,210**	**106,987**	**108,155**	**109,474**	**109,908**	**108,713**
Total	**740,416**	**813,057**	**872,547**	**937,231**	**998,395**	**1,051,685**

Modeli MAED u aplikua per cdo rajon nga viti 2013 deri ne vitin 2040. Shperndarja e treguesve te konsumit te energjise per ngrohje sipas rajoneve tregohet ne Tabelen 9.

Tabela 9: Shperndarja e treguesve te konsumit te energjise per ngrohje sipas rajoneve

Viti 2013

Zona	Energji per ngrohjen e ujit	Energji per Gatim	Parametri K i humbjeve te energjise	Ditet gradore	Energjia ngrohese per m²
	kWh/fryme	kWh/dw	Wh/m²/°C/h		kWh/m²
Z1	517	1,476	3.09	1,476	109
Z2	386	1,497	3.21	1,801	139
Z3	270	1,552	3.08	2,603	193
Total	**440**	**1,490**	**3.12**	**1,539**	**115**

Viti 2040

Zona	Energji per ngrohjen e ujit	Gatimi	Parametri K i humbjeve te energjise	Ditet gradore	Energjia ngrohese per m²
	kWh/fryme	kWh/dw	Wh/m²/°C/h		kWh/m²
Z1	700	1,000	2.38	1,292	74
Z2	600	1,100	2.61	1,644	103
Z3	450	1,250	2.50	2,500	150
Total	**650**	**1,050**	**2.40**	**1,450**	**85**

Shperndarja e konsumit te energjise se perdorueshme per ngrohje ne rezidencat familjare sipas rajoneve eshte paraqitur ne figurat dhe tabelat e meposhteme.

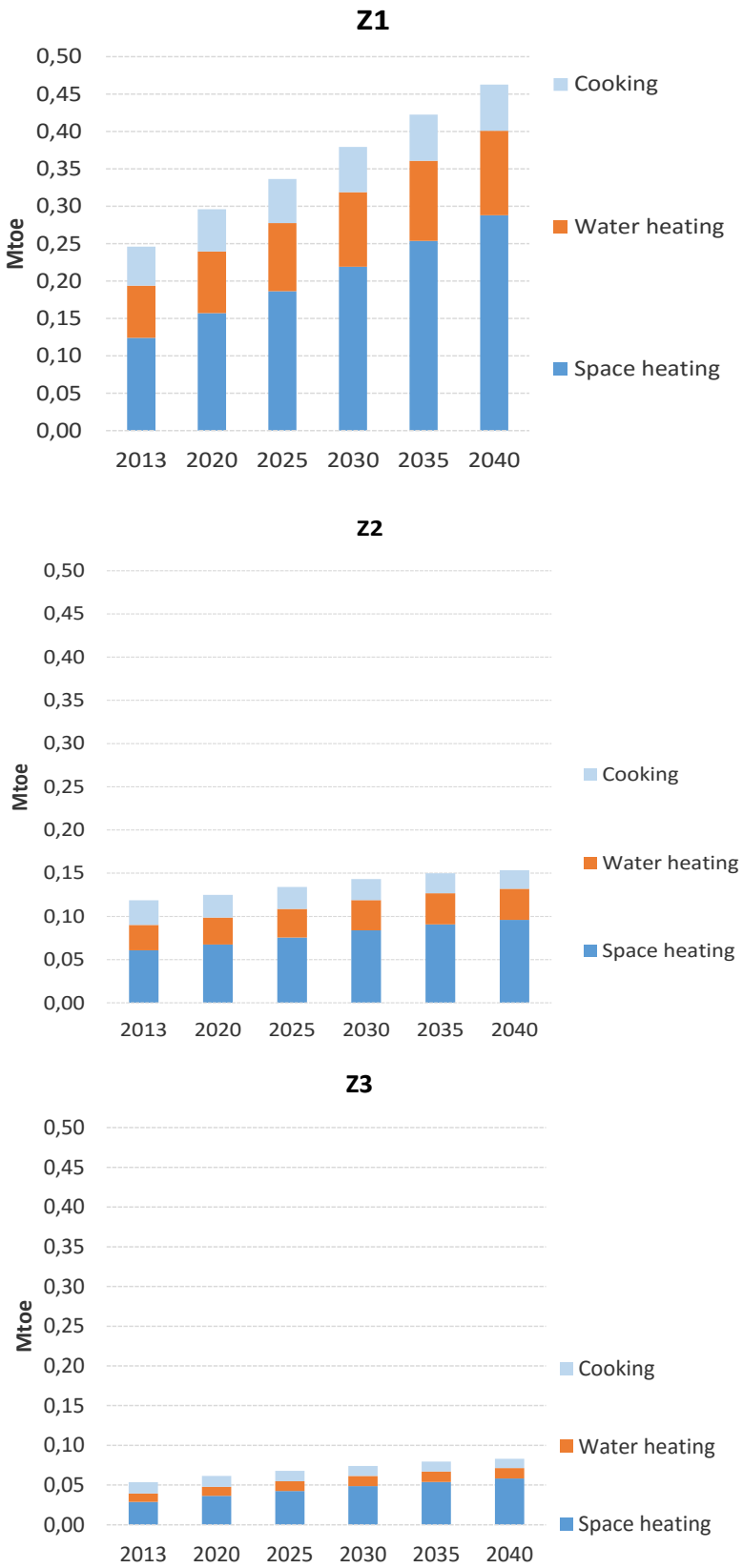


Figura 7: Shperndarja e konsumit te energjise se perdorueshme sipas zerave.

Tabela 10: Shperndarja e konsumit te energjise per ngrohje ne rezidencat familjare sipas rajoneve

Mtoe	**2013**	**2020**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**
Energji per ngrohje te brendshme	0.124	0.157	0.187	0.219	0.254	0.288
Energji per uje te ngrohte	0.070	0.082	0.091	0.100	0.107	0.113
Energji per gatim	0.052	0.057	0.059	0.061	0.062	0.062
Total Zona 1	**0.246**	**0.296**	**0.336**	**0.379**	**0.422**	**0.463**

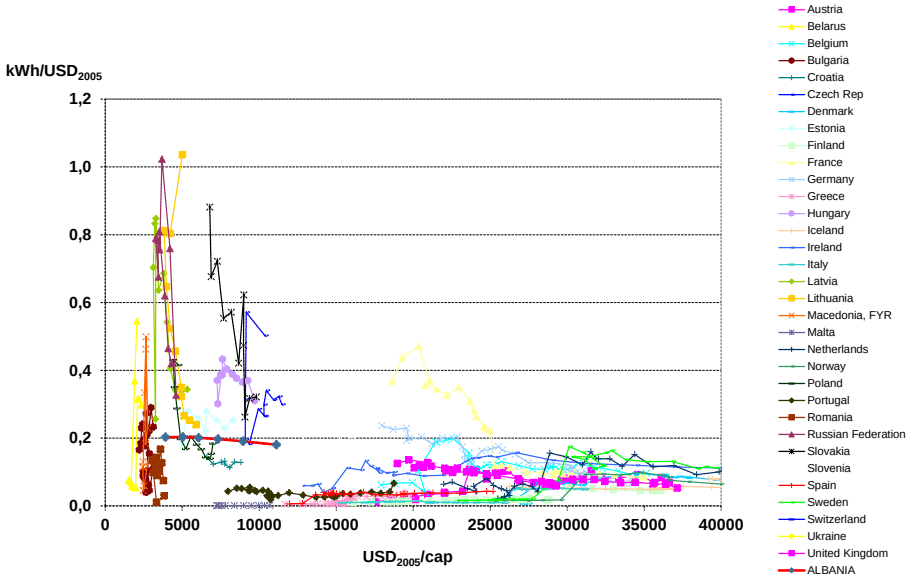
Mtoe	**2013**	**2020**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**
Energji per ngrohje te brendshme	0.061	0.067	0.076	0.084	0.091	0.096
Energji per uje te ngrohte	0.029	0.031	0.033	0.035	0.036	0.036
Energji per gatim	0.028	0.026	0.025	0.024	0.023	0.022
Total Zona 2	**0.119**	**0.125**	**0.134**	**0.143**	**0.150**	**0.153**

Mtoe	**2013**	**2020**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**
Energji per ngrohje te brendshme	0.029	0.036	0.043	0.049	0.054	0.058
Energji per uje te ngrohte	0.010	0.011	0.012	0.013	0.013	0.013
Energji per gatim	0.014	0.014	0.013	0.013	0.012	0.012
Total Zona 3	**0.054**	**0.061**	**0.068**	**0.074**	**0.079**	**0.083**

3.2 Parashikimi i konsumit te energjise per ngrohje dhe kondicionim ne sektorin e sherbimeve komerciale

3.2.1 Parametrat percaktues te konsumit te energjise ne sektorin e sherbimeve

Metoda për parashikimin e kërkesës për energji në sektorin e shërbimeve është e ngjashme me ate per banesat rezidenciale. Në sektorin e shërbimeve është e mundur ndarja ne disa nën-sektorë, mirepo shpesh shërbimet modelohen se bashku si një sektor i vetem, pasi të dhënat ekonomike dhe të energjisë në lidhje me nën-sektorë të veçantë janë në dispozicion vetëm në vendet ekonomikisht më të zhvilluara. Ne fund te fundit, lendet djegese qe konkurrojnë për mbulimin e nevojave të konsumit të energjisë janë të njëjta me ato të rezidencave familjare. Përcaktuesi kryesor i nevojave energjetike në sektorin e shërbimeve është sipërfaqja e përgjithshme e ndërtesave komerciale dhe publike. Zona e vlerësuar është 5 m² për frymë dhe kjo parashikohet të rritet në 13 m² për fryme në vitin 2040.



Burimi i te dhenave: EIHP bazuar ne IEA and WDI

Figura 8: Intensiteti i konsumit te energjise ne sektorin e sherbimeve

Krahasuar me me vendet evropiane intensiteti i konsumit për ngrohje në sektorin e shërbimeve në Shqipëri është në një nivel pak më të ulët se në vendet në tranzicion (figura 8). Pritet qe intensiteti i konsumit të energjisë termike të ulet gradualisht.

U vleresua se vetem rreth 40% e hapesirave te biznesit ne sektorin e shërbimeve jane nen ajer te kondicionuar, por supozohet qe kjo të rritet në 75% ne vitin 2040.

3.2.2 Konsumi i parashikuar per ngrohje dhe kondicionimin e ajrit ne sektorin e sherbimeve

Në terma afatgjatë kondicionimi i ajrit eshte pjesa dominuese në konsumin e energjisë në sektorin e shërbimeve. Konsumi i përgjithshëm i energjis për ngrohje dhe ftohje ne vitin 2040 do të rritet 3.7 herë.

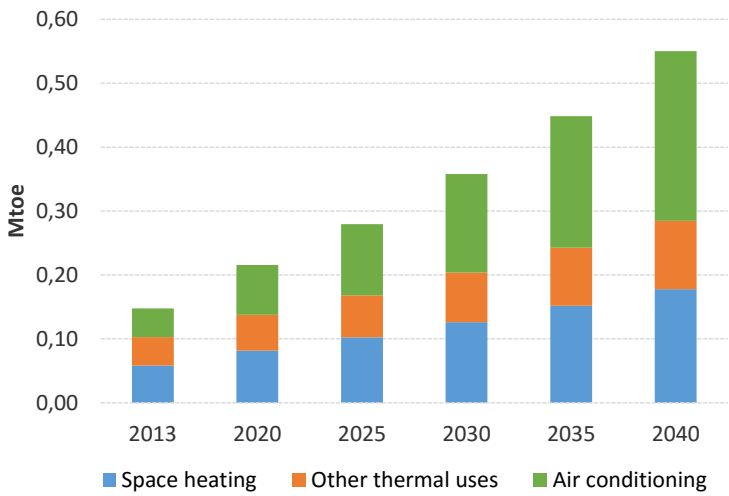


Figura 9: Konsumi i parashikuar I energjise ne sektorin e sherbimeve

3.3 Parashikimi i konsumit te gazit natyror ne kompanite industriale

3.3.1 Struktura e Prodhimit te Brendshem Bruto ne Shqiperi

Rritja e prodhimit të brendshëm bruto është treguesi themelor dhe më me vlere ne percaktimin e kërkesës për energji. Rritja vjetore e PBB-së në Shqipëri nga viti 2013 deri në vitin 2020 e raportuar edhe nga ate dhenat e FMN-së (World Economic Outlook Database, Prill 2015), është 3.87%. Në periudhën prej 2020 deri 2040 norma vjetore e rritjes së PBB-se pritet te jetë 4%.

Tabela 11 Rritja e PBB-se ne Shqiperi deri ne vitin 2020 (FMN)

Subject Descriptor	Units	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Gross domestic product, constant prices	Percent change	3.707	2.545	1.624	1.393	2.102	3.029	4.000	4.500	4.500	4.500	4.500

Nje paraqitje grafike e rritjes afatgjate se PBB-se ne Shqiperi jepet me poshte.

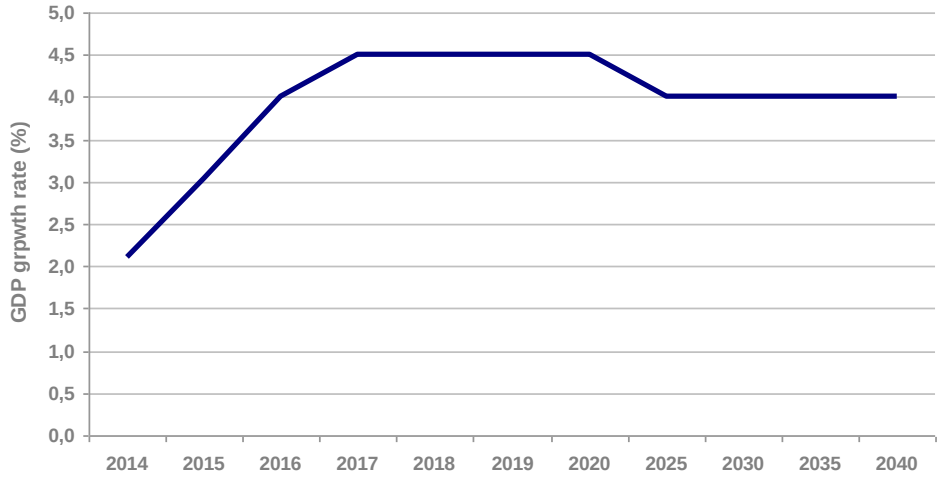


Figura 10 Grafiku i PBB-se ne Shqiperi deri ne vitin 2040

Nje ndër vleresimet me te perdorura per rritjen ekonomike të shteteve është vleresimi i Fondit Monetar Ndërkombëtar (FMN). Por, këto vlerësime shkojne deri ne pesë vitet e ardhshme, dmth deri në vitin 2020.

Bazuar ne artikullin "Bota në Vitin 2050", botuar nga i HSBC Global Research Ekonomics, ne janar te vitit 2012, si një nga botimet e rralla, qe mund të japin vlerësime afatgjata të rritjes ekonomike të shumicës së vendeve te Evropes Qendrore dhe Lindore deri në vitin 2050, jepen projeksionet e mëposhtme të PBB-së per fryme.

Tabela 12 Parashikimet e PBB-se per fryme ne vendet e Evropes Qendrore dhe Lindore

	2010-20	2020-30	2030-40	2040-50
Central and Eastern Europe				
Belarus	5.9%	5.3%	4.8%	4.5%
Bosnia & Herzegovina	7.1%	6.3%	5.6%	5.1%
Bulgaria	4.8%	4.7%	4.5%	4.5%
Croatia	4.4%	4.2%	3.9%	3.8%
Cyprus	3.0%	2.9%	2.8%	2.8%
Czech Republic	5.3%	4.5%	4.0%	3.6%
Hungary	5.3%	5.1%	4.4%	4.0%
Latvia	5.6%	4.9%	4.4%	4.0%
Lithuania	4.3%	4.1%	3.9%	3.8%
Poland	4.0%	3.9%	3.8%	3.7%
Romania	6.7%	6.2%	5.4%	4.8%
Russia	5.1%	4.8%	4.6%	4.4%
Serbia	6.8%	6.2%	5.7%	5.3%
Slovak Republic	4.2%	3.9%	3.7%	3.5%
Slovenia	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Turkey	4.0%	3.9%	3.8%	3.7%
Ukraine	8.9%	7.3%	6.3%	5.6%
CEE average	**5.2%**	**4.8%**	**4.4%**	**4.1%**

Source: HSBC estimates

Figurat me poshte tregojne resultatet per vendet e zhvilluara ekonomikisht te Europes dhe te vendeve te tjera te Evropes Juglindore dhe te atyre ne tranzicion.

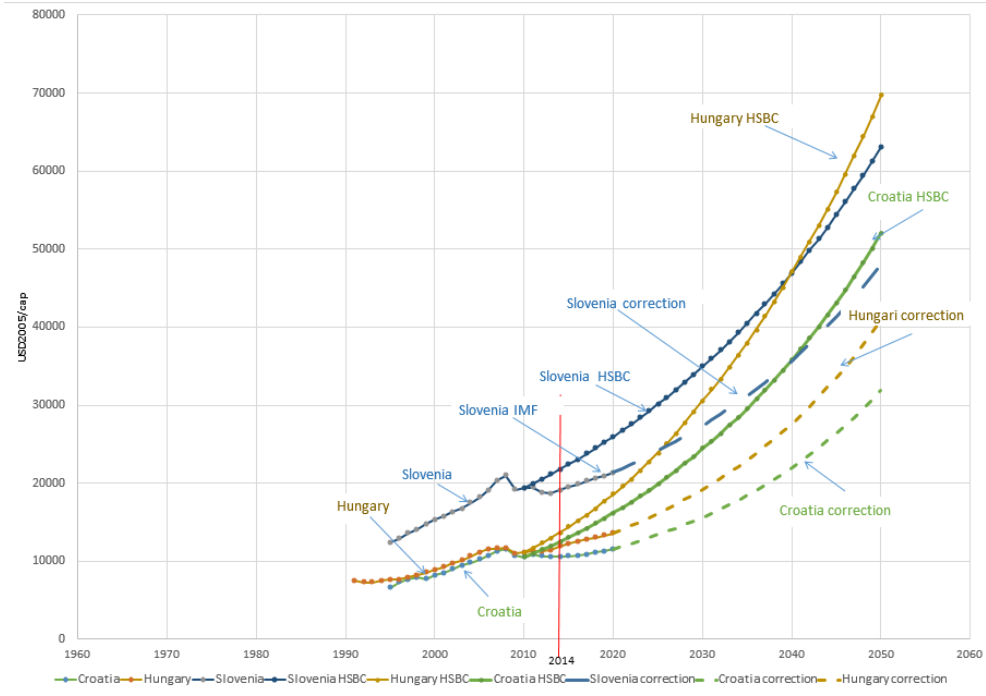


Figura 11 Parashikimet e rritjes se PBB-se ne vendet e Evropes Qendrore

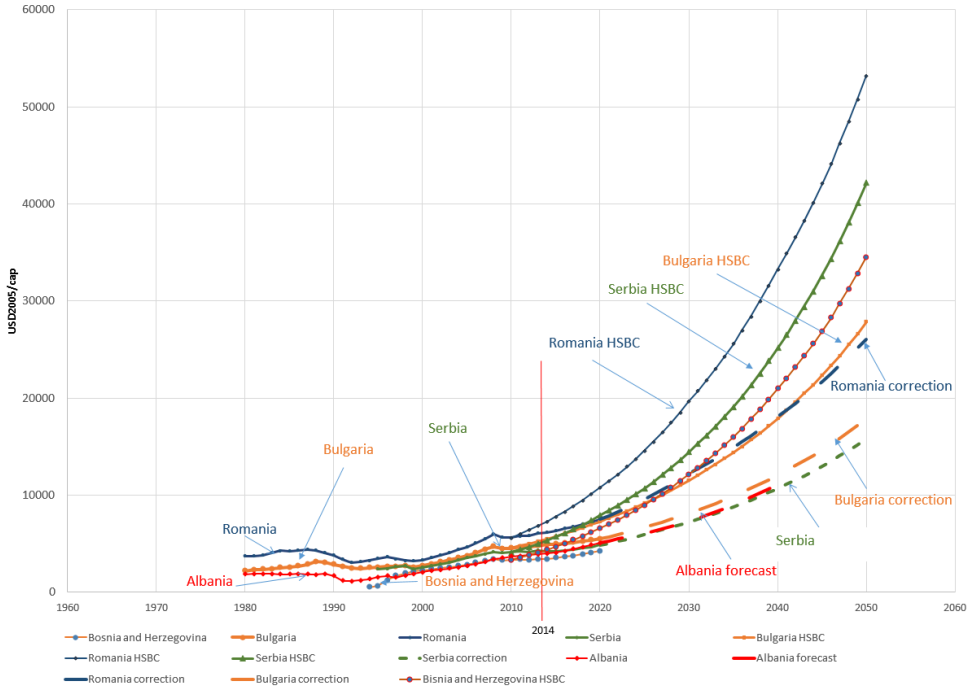


Figura 12 Parashikimet e rritjes se PBB-se ne vendet e Evropes Juglindore

Parashikimi i HSBC është bërë në vitin 2012 dhe fillon nga viti 2010. Krahasuar me vitin 2014 dhe vlerësimet të FMN-së per vitin 2020, verehen devijime të mëdha edhe perpara vitit 2020.

Për Shqipërinë, e cila presupozohet ta kete PBB-ne rreth 5,000 $\$_{2005}$ per fryme në vitin 2020, parashikimi realist per 2040-en është rreth 11,000-12,000 $\$_{2005}$ per fryme. Eshte e udhes qe për Shqipërinë të përdoret vlera prej 11,110 $\$_{2005}$ per fryme per vitin 2040, qe korrespondon me rritjen prej 4% në vit për periudhën nga viti 2020 deri ne vitin 2040.

Në studimin e master planit të gazit për Malin e Zi parashikimi i rritjes se PBB-së eshte gjithashtu 4% në vit per periudhën nga 2020 deri 2040, që përkon me këtë analizë për vendet e Ballkanit.

Për të lehtësuar krahasimin dhe dinamikat e pritshme të zhvillimit ekonomik, grafiku në vijim tregon parashimet e PBB-te per te gjitha vendet e Europës Jug-Lindore.

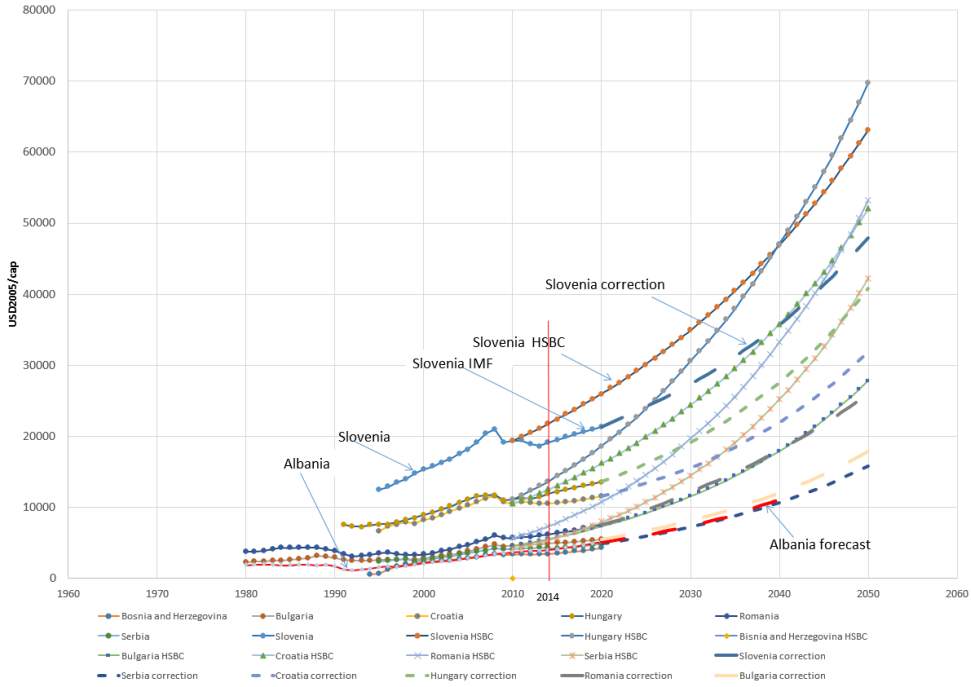
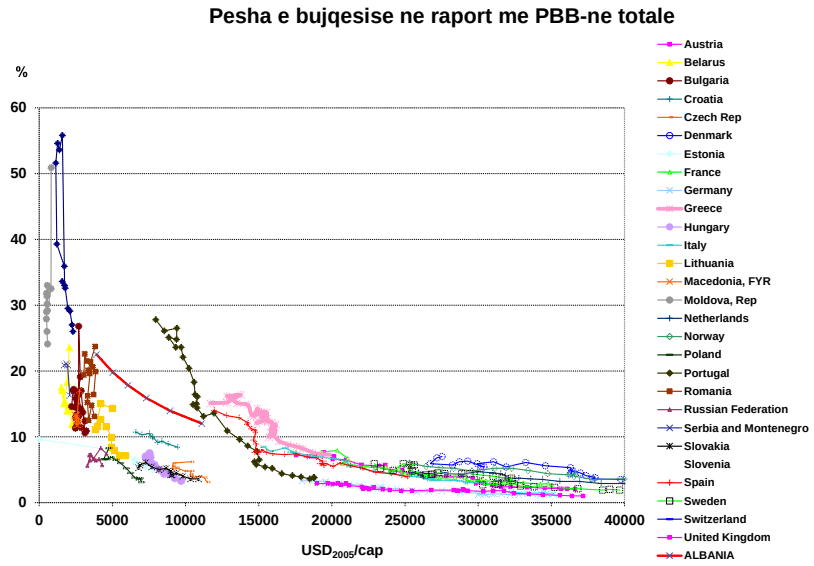


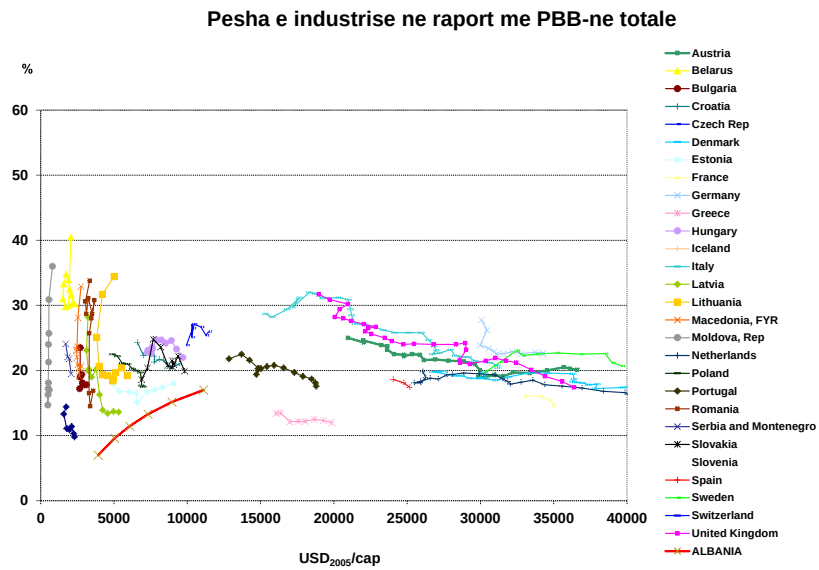
Figura 13 Rritja e parashikuar e PBB-se ne vendet e Evropes Juglindore

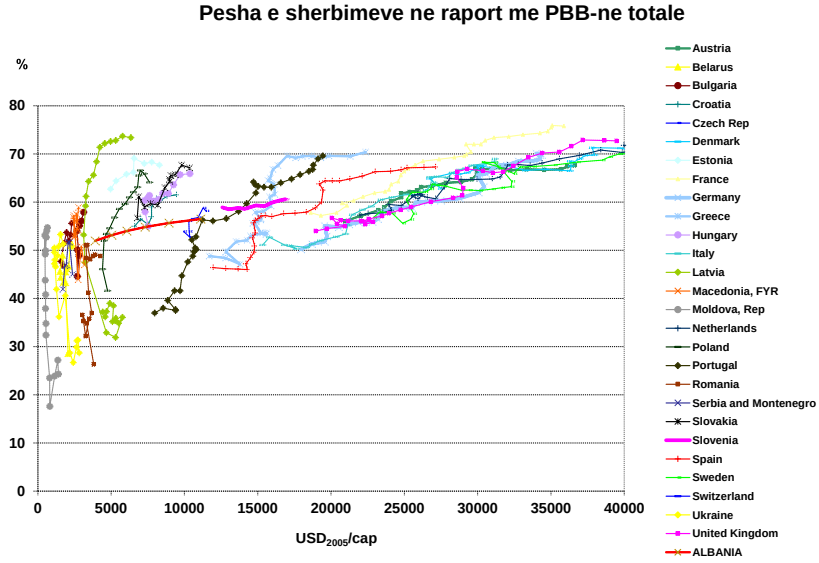
Megjithatë, pavarësisht nga ritmi i rritjes se PBB-së, PBB-ja ka një ndikim të madh në konsumin e energjisë.

Struktura themelore e PBB-së përbëhet nga tre sektorë: Sektori primar - bujqësia, Sektori sekondar - industria, dhe Sektori terciar - shërbimet.

Në procesin e zhvillimit të një shoqërie, bujqësia luan nje rol të rëndësishem në fazat e hershme të zhvillimit. Në stadet e mevoneshme të zhvillimit, pesha e këtij sektori vjen duke u pakësuar, ndërsa pesha qe ze industria vjen duke u rritur. Në vendet e zhvilluara pjesa dominante e PBB-së perbehet nga shërbimet, e ndjekur nga industria dhe pastaj bujqësia. Për vendet më të zhvilluara të Evropës sektori bujqësor perben 2-7%, te PBB-se, ndersa pjesa e industrisë është reduktuar gradualisht nga 30% ne 20%. Ne ndryshim nga industria pjesa e shërbimeve eshte rritur gradualisht dhe arrin mbi 70%. Por edhe për vendet në tranzicion pesha e bujqësisë në totalin PBB-së është në rënie, ndersa pesha e shërbimeve është në rritje. Pjesa qe ze industria për disa prej këtyre vendeve është midis 20% dhe 30%, dhe për disa prej tyre ajo ze 10-20% (Figura 14).







Burimi i informacionit: EIHP bazuar on IEA dhe trendet boterore

Figura 14 Peshat e sektoreve ekonomike ne raport me PBB-ne totale.

Krahasimi i raporteve strukturore të vendeve të veçanta në grafiket e mësipërm është bazuar në PBB-ne totale te një vendi sipas çmimeve konstante ne $\$_{2005}$ per fryme si kriter i përgjithshem i zhvillimit ekonomik të vendit. Grafiket për vendet europiane jane bazuar ne te dhenat e mbledhura nga viti 1970 deri në vitin 2003 ndersa për Malin e Zi nga viti 2013 e tutje.

Sipas parashikimit te rritjes së PBB për frymë në analogji me vendet e zhvilluara ekonomikisht, është parashikuar zhvillimi i sektorëve te tjere bazë të ekonomisë.

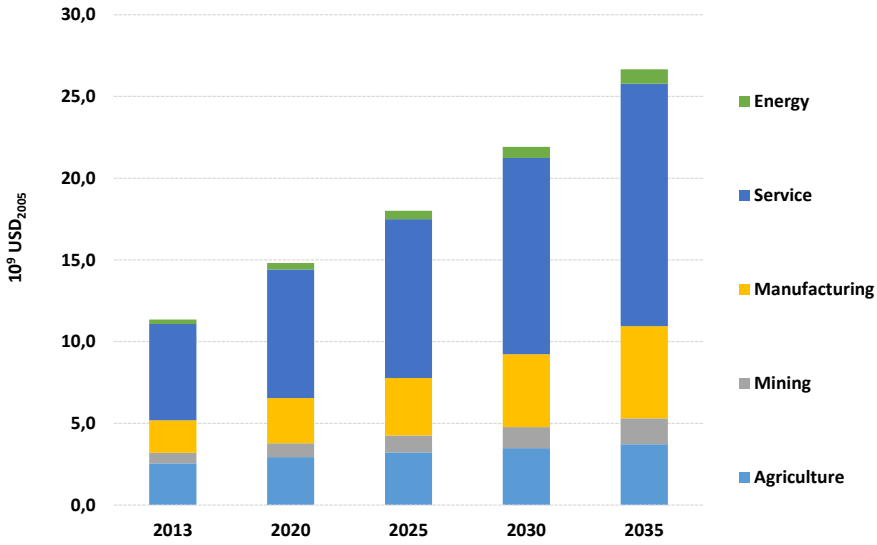


Figura 15 Zhvillimi i sektoreve te ekonomise ne raport me PBB ne Shqiperi

Tabel 13 Structura e PBB-se

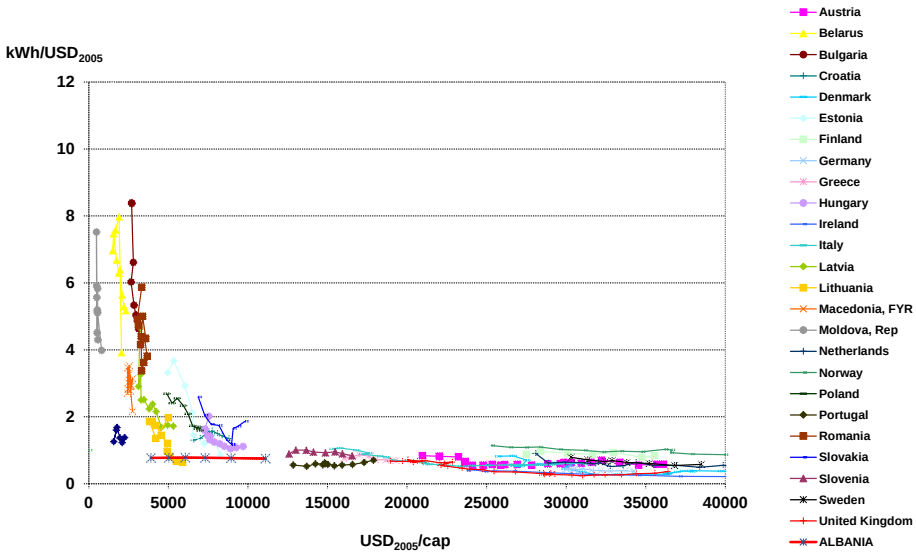
	2013	2020	2025	2030	2035	2040
PBB total 10^9 USD_{2005}	**11.35**	**14.80**	**18.01**	**21.91**	**26.66**	**32.44**
%						
Bujqesia	22.5	19.8	17.8	15.9	13.9	12.0
Minierat	5.7	5.7	5.8	5.9	5.9	6.0
Prodhimet e mallrave	17.5	18.7	19.5	20.3	21.2	22.0
Sherbimet	52.0	53.2	54.0	54.8	55.7	56.5
Sektori i energjise	2.4	2.7	2.9	3.1	3.3	3.5
Total	100	100	100	100	100	100

Pjesa qe ze bujqësia në Shqipëri në vitin 2013 është relativisht e lartë, por duke shkuar drejt vitit 2040 do të reduktohet nga 22.5% në 12% të totalit të PBB-së, ndërsa pjesa qe ze industria dhe shërbimet do të rriten.

Industria përfshin minierat, prodhimin e energjise dhe prodhimin e mallrave te ndrysheme. Brenda ketij sektori, prodhimi I mallrave perben pjesën dominuese. Krahasuar me PBB-në totale prodhimi i mallrave në Shqipëri në vitin 2013 ishte 17.5% dhe kjo është relativisht e lartë në krahasim me vendet e zhvilluara. Ne vitin 2040 prodhimi pritet të rritet ne 22% te PBB-se.

3.3.2 Intensiteti energjitik i industrive prodhuese

Meqe intensiteti i energjise matet me kWh/$$_{2005}$ mund te krahasohet me intensitetet e energjise ne vendet europiane (Figura 16).



Burimi i Informacionit: EIHP bazuar ne te dhenat e IEA-se dhe WDI-se

Figura 16 Intensiteti I konsumit te energjise ne prodhimet industriale

Intensiteti i konsumit te energjisë në sektorin e industrinë është shumë i ulët dhe është në nivelin e intensitetit të vendeve të zhvilluara ekonomikisht të BE-së. Në të ardhmen ky intensitet do te qendrojë praktikisht të njëjtin nivel.

3.3.3 Parashikimi i konsumit te energjise per ngrohje ne industrite prodhuese

Parashikimi i konsumit te energjisë elektrike për ngrohje ne sektorin e prodhimit te mallrave eshte përcaktuar si një produkt i PBB-së së për secilin sektor me intensitetin e parashikuar te energjisë te këtij sektori për secilin vit.

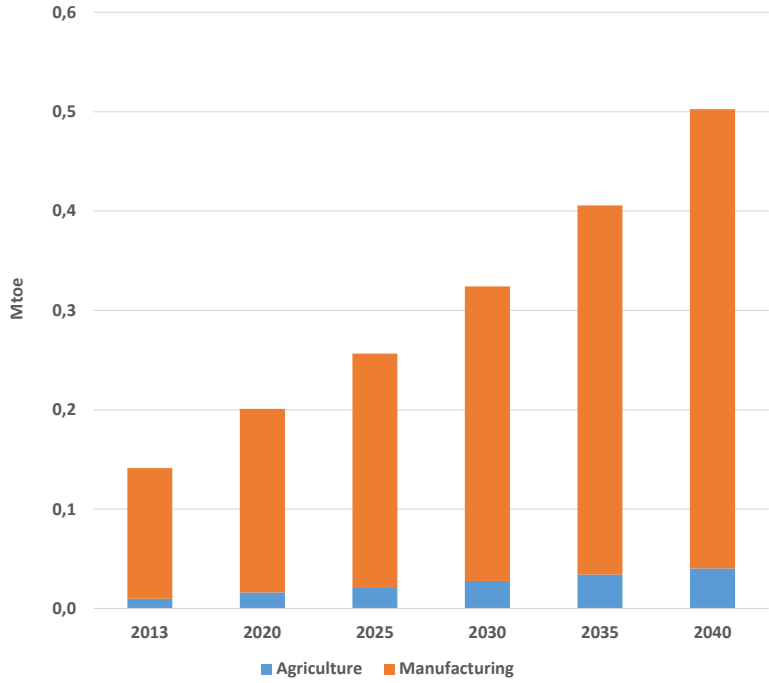
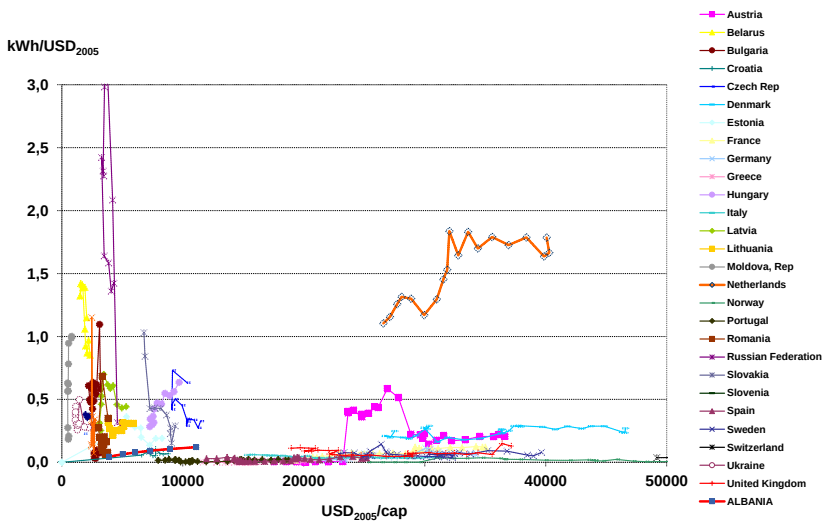


Figura 17 Parashikimi i konsumit te energjise per ngrohje ne sektorin e prodhimit te mallrave

Konsumi i energjise per ngrohje në sektorin e prodhimit te mallrave është relativisht i vogël, por me rritjen e peshes qe ze ky sector në PBB-në, konsumi pritet të rritet 3.5 herë.

3.3.4 Parashikimi i konsumit te energjise ne sektorin e bujqesise

Edhe pse është parashikuar që pesha e bujqësisë ne PBB të bjerë, vlera absolute do të rritet. Intensiteti i ngrohjes është në nivelin e vendeve të zhvilluara evropiane, kështu që në përputhje me rrethanat intensiteti i konsumit të energjisë termike është mbajtur në nivelin e vitit bazë.



Burimi i informacionit: EIHP bazuar mbi te dhenat e IEA dhe WDI

Figura 18: Konsumi i parashikuar I energjise ne sektorin e bujqesise

Rezultatet e konsumit të parashikuar në sektorin e bujqësisë janë paraqitur në Figurën 17. Konsumi i energjise per ngrohje ne sektorin e bujqësisë në vitin 2040 pritet te rritet 4 herë në krahasim me vitin 2013.

3.4 Konsumi potencial i gazit natyror në banesat rezidenciale.

Parashikimi i shpërndarjes se konsumit të energjisë për qëllime termike në banesat rezidenciale sipas prefekturave dhe sipas komunave është bërë duke marrë në konsideratë ditët gradore të çdo prefekturë dhe numrin e familjeve në prefekturën apo komunën.

Shpërndarja e popullsisë dhe e numrit te familjeve midis prefekturave eshtë bazuar ne perqindjen e popullsisë dhe familjeve në raport me popullsinë totale dhe numrin total të familjeve të ate rajon në vitin bazë te regjistrimit (viti 2011).

Duke marre se bashku konsumin e energjisë për ngrohjen e ujit, gatimin, dhe ngrohjen e mjedisit te brendshem, eshte percaktuar energjia termike për familje që mund të zëvendësohet nga gazi natyror. Duke llogaritur numrin e parashikuar te familjeve sipas prefekturave dhe sipas komunave, u percaktua konsumi i mundshem i gazit natyror sipas komunave deri në vitin 2040, i cili është paraqitur në aneksin e këtij raporti. Meqe ka një numër shume te madh komunash në Shqipëri, me poshte eshte paraqitur vetem konsumi potencial i gazit natyror sipas rajoneve dhe prefekturave.

Tabela 14 Konsumi potencial i gazit naturor nga banesat rezidenciale deri ne vitin 2040 (m^3)

Region/Zone	Prefecture	2013	2020	2025	2030	2035	2040
1	Durres	60,929,082	72,988,462	82,125,114	91,976,752	101,638,909	110,582,197
	Fier	67,534,995	71,593,204	75,688,165	80,033,942	83,295,324	85,113,157
	Tirane	173,582,411	221,034,564	259,835,473	301,308,577	344,348,714	386,512,084
	Vlore	34,546,380	39,594,412	43,187,975	46,888,473	50,308,222	52,950,472
	TOTAL	**336,592,867**	**405,210,642**	**460,836,727**	**520,207,745**	**579,591,169**	**635,157,911**
2	Berat	24,600,140	24,956,147	26,097,611	27,211,961	27,724,375	27,625,953
	Elbasan	50,815,015	53,647,677	57,840,813	62,151,686	65,588,927	67,843,504
	Gjirokaster	14,244,473	14,145,481	14,329,122	14,471,909	14,201,434	13,578,744
	Lezhe	26,141,768	26,957,630	29,173,532	31,374,688	32,873,271	33,712,134
	Shkoder	46,945,300	51,726,803	56,295,074	60,901,106	64,546,447	66,926,790
	TOTAL	**162,746,695**	**171,433,738**	**183,736,152**	**196,111,349**	**204,934,454**	**209,687,125**
3	Diber	18,141,659	20,055,048	21,739,037	23,359,618	24,515,471	25,175,712
	Korce	43,743,885	51,685,739	57,901,234	64,026,203	69,662,310	73,930,389
	Kukes	11,756,477	12,139,824	13,140,330	14,025,803	14,575,450	14,753,675
	TOTAL	**73,642,021**	**83,880,611**	**92,780,600**	**101,411,624**	**108,753,231**	**113,859,776**
Albania	**TOTAL**	**572,981,583**	**660,524,991**	**737,353,479**	**817,730,718**	**893,278,853**	**958,704,812**

3.5 Konsumi potencial i gazit natyror në sektorin e sherbimeve

Shpërndarja e konsumit të energjisë sipas prefekturave ne sektorin e shërbimeve eshte bere ne baze të të dhënave statistikore mbi numrin e subjekteve të biznesit ne cdo prefekture krahasuar me numrin total të subjekteve në Shqipëri deri në fund të vitit 2014 (INSTAT).

Ne menyre te ngjashme konsumi i parashikuar nga sektori i shërbimeve sipas komunave është bërë ne baze të të dhënave statistikore mbi numrin e subjekteve të biznesit ne çdo komune dhe nga perqindja e numrit te banoreve ne cdo komune ne raport me numrin total te banoreve ne prefecture sipas shperndarjes se vitit 2011. Parashikimi i konsumit te energjisë për kondicionimin e ajrit në sektorin e shërbimeve eshte percaktuar vetëm në komunat urbane.

Duke mbledhur konsumin e energjisë për ngrohje dhe per kondicionim te ajrit eshte llogaritur konsumi potencial i gazit natyror në sektorin e shërbimeve për secilën komunë të Shqipërisë deri ne vitin 2040. Ky konsumi potencial i gazit natyror në sektorin e shërbimeve sipas rajoneve dhe prefekturave deri ne vitin 2040 është paraqitur në Tabelën 15.

Tabela 15 Konsumi potencial i gazit natyror ne sektorin e sherbimeve deri ne vitin 2040 (m^3)

Region/Zone	Prefecture	2013	2020	2025	2030	2035	2040
1	Durres	13,844,049	19,249,187	24,051,892	29,700,216	36,015,366	42,799,467
	Fier	13,948,473	19,394,381	24,233,312	29,924,240	36,287,025	43,122,298
	Tirane	73,708,881	102,487,072	128,057,768	158,130,738	191,754,040	227,874,147
	Vlore	13,505,463	18,778,407	23,463,651	28,973,834	35,134,533	41,752,715
	TOTAL	**115,006,866**	**159,909,047**	**199,806,622**	**246,729,028**	**299,190,963**	**355,548,627**
2	Berat	6,540,720	9,094,416	11,363,488	14,032,079	17,015,717	20,220,914
	Elbasan	12,462,808	17,328,668	21,652,200	26,736,983	32,422,061	38,529,303
	Gjirokaster	4,175,365	5,805,555	7,254,050	8,957,585	10,862,234	12,908,319
	Lezhe	5,127,836	7,129,899	8,908,821	11,000,960	13,340,091	15,852,923
	Shkoder	8,630,776	12,000,493	14,994,636	18,515,963	22,453,008	26,682,411
	TOTAL	**36,937,505**	**51,359,031**	**64,173,195**	**79,243,570**	**96,093,112**	**114,193,871**
3	Diber	3,214,984	4,470,211	5,585,536	6,897,239	8,363,797	9,939,259
	Korce	11,249,279	15,641,339	19,543,880	24,133,547	29,265,057	34,777,624
	Kukes	1,920,763	2,670,687	3,337,028	4,120,693	4,996,875	5,938,120
	TOTAL	**16,385,025**	**22,782,238**	**28,466,444**	**35,151,478**	**42,625,729**	**50,655,004**
Albania	**TOTAL**	**168,329,396**	**234,050,315**	**292,446,262**	**361,124,077**	**437,909,804**	**520,397,502**

3.6 Konsumi potencial i gazit natyror në sektorin e industrise

Parashikimi i konsumit te energjisë në sektorin e industrisë e sipas modelit MAED është shpërndarë sipas prefekturave duke u bazuar ne të dhënat statistikore në lidhje me raportin e numrit të subjekteve ne prefekturat me numrin e përgjithshëm të subjekteve prodhuese në Shqipëri deri në fund i vitit 2014 (INSTAT).

Të njëjtën mënyrë si për sektorin e shërbimeve, shpërndarja e mëtejshme e konsumit të energjisë në industrite per komunat është bazuar në të dhënat statistikore në lidhje me pjesen qe zene subjektet brenda prefekturave (vetëm në komunat urbane) dhe pastaj nga pjesa qe ze numri i banorëve të secilës komunë urbane në numrin e përgjithshëm të banorëve në të gjitha komunat urbane në prefekturat në vitin 2011. Prandaj, eshte supozuar se të gjithë konsumatorët industriale janë të vendosur në komunat urbane.

Konsumi potenciali gazit natyror në sektorin e industrisë sipas prefekturave dhe sipas rajoneve / zonave te Shqipërisë deri ne vitin 2040 është paraqitur në Tabelën 16.

Tabela 16: Konsumi potencial i gazit natyror në sektorin e industrise deri ne vitin 2040 (m^3)

Region/Zone	Prefecture	2013	2020	2025	2030	2035	2040
1	Durres	52,437,213	74,609,531	95,264,477	120,373,694	150,590,379	186,555,154
	Fier	21,378,108	30,417,532	38,838,340	49,075,107	61,394,137	76,056,603
	Tirane	28,404,981	40,415,617	51,604,300	65,205,839	81,574,069	101,056,011
	Vlore	5,926,364	8,432,241	10,766,628	13,604,429	17,019,467	21,084,144
	TOTAL	**108,146,667**	**153,874,921**	**196,473,745**	**248,259,069**	**310,578,052**	**384,751,912**
2	Berat	4,906,356	6,980,938	8,913,545	11,262,922	14,090,186	17,455,277
	Elbasan	37,990,884	54,054,780	69,019,338	87,211,024	109,103,084	135,159,647
	Gjirokaster	8,443,566	12,013,805	15,339,714	19,382,860	24,248,424	30,039,558
	Lezhe	6,593,965	9,382,127	11,979,481	15,136,957	18,936,697	23,459,257
	Shkoder	12,309,970	17,515,063	22,363,944	28,258,492	35,352,052	43,795,012
	TOTAL	**70,244,741**	**99,946,714**	**127,616,021**	**161,252,256**	**201,730,442**	**249,908,751**
3	Diber	4,092,644	5,823,159	7,435,246	9,394,982	11,753,347	14,560,343
	Korce	7,899,318	11,239,430	14,350,961	18,133,497	22,685,441	28,103,295
	Kukes	2,881,879	4,100,440	5,235,608	6,615,577	8,276,246	10,252,822
	TOTAL	**14,873,841**	**21,163,029**	**27,021,815**	**34,144,056**	**42,715,034**	**52,916,460**
Albania	**TOTAL**	**193,265,249**	**274,984,664**	**351,111,582**	**443,655,381**	**555,023,528**	**687,577,122**

3.7 Konsumi potencial total i gazit natyror ne Shqiperi

Duke mbledhur konsumin e mundshëm gazit natyror në familjet, shërbimet dhe sektorin e industrisë eshte percaktuar konsumi potencial total i gazit natyror, në çdo komunë të Shqipërisë deri ne vitin 2040 (Aneks - konsumi potencial i gazit natyror nga ana e prefekturave dhe bashkive të Shqipërisë). Meqë ka një numër te madh komunash në Shqipëri, ne Tabelën 17 me poshte eshte paraqitur konsumi i mundshem i gazit natyror sipas zonave dhe prefekturave deri ne vitin 2040.

Tabela 17: Konsumi potential total i gazit natyror deri ne vitin 2040 (m^3)

Region/Zone	Prefecture	2013	2020	2025	2030	2035	2040
1	Durres	127,210,344	166,847,180	201,441,483	242,050,662	288,244,654	339,936,818
	Fier	102,861,576	121,405,117	138,759,816	159,033,290	180,976,486	204,292,058
	Tirane	275,696,273	363,937,253	439,497,542	524,645,155	617,676,823	715,442,243
	Vlore	53,978,207	66,805,060	77,418,254	89,466,735	102,462,221	115,787,331
	TOTAL	**559,746,399**	**718,994,610**	**857,117,094**	**1,015,195,842**	**1,189,360,184**	**1,375,458,450**
2	Berat	36,047,216	41,031,501	46,374,644	52,506,962	58,830,278	65,302,144
	Elbasan	101,268,707	125,031,126	148,512,351	176,099,693	207,114,072	241,532,455
	Gjirokaster	26,863,404	31,964,841	36,922,886	42,812,354	49,312,092	56,526,621
	Lezhe	37,863,568	43,469,656	50,061,834	57,512,605	65,150,059	73,024,314
	Shkoder	67,886,046	81,242,359	93,653,654	107,675,561	122,351,507	137,404,213
	TOTAL	**269,928,941**	**322,739,483**	**375,525,369**	**436,607,176**	**502,758,007**	**573,789,746**
3	Diber	25,449,287	30,348,419	34,759,819	39,651,838	44,632,616	49,675,313
	Korce	62,892,482	78,566,509	91,796,074	106,293,248	121,612,807	136,811,309
	Kukes	16,559,119	18,910,951	21,712,966	24,762,073	27,848,571	30,944,617
	TOTAL	**104,900,888**	**127,825,879**	**148,268,860**	**170,707,159**	**194,093,994**	**217,431,239**
Albania	**TOTAL**	**934,576,228**	**1,169,559,971**	**1,380,911,323**	**1,622,510,176**	**1,886,212,185**	**2,166,679,436**

Konsumi potential total i gazit natyror sipas sektoreve paraqitet ne Figure 19.

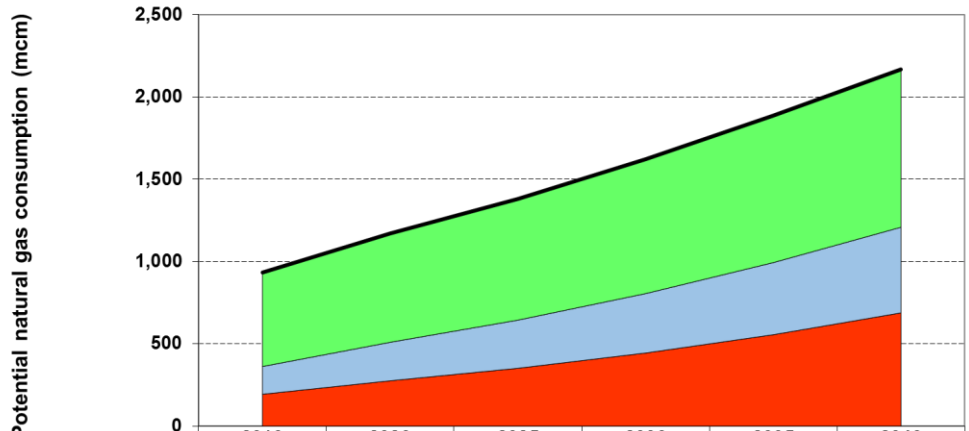


Figure 19 Konsumi potential total i gazit natyror sipas sektoreve

3.8 Konsumi potential i gazit natyror per prodhimin e energjise elektrike

Sipas raportit te ERE-s per vitin 2013, kapaciteti total i energjise elektrike eshte 1878 MW. Termocentrali Vlores me kapacitet 98 MW eshte i vetmi termocentral ne vend. Ky termocentral mund te punoje edhe me mazut edhe me gaz, por per momentin punon vetem me mazut. Meqe pjesa derrmuese e kapacitetit eshte energji hidrike, balanca energjitike varet jashtezakonisht nga kushtet atmosferike. Viti 2013 ishte nje vit i mbare nga pikepamja hidrologjike dhe hidrocentralet prodhuan 6,819 GWh. Megjithate, 882 GWh u importua per te permbushur nevojat prej 7,701 GWh ne vitin 2013. Ne kete vit termocentrali i Vlores nuk prodhoi energji.

Per shkak te mbizoterimit te prodhimit te energjise elektrike nga burimet hidrike, Shqiperia mund te perfitoje mjaft nga burimet e prodhimit te energjise qe mund te kontrollohen sipas kerkeses, per te kompensuar renien e prodhimit gjate periudhave kur situata hidrologjike eshte e pafavorshme.

Vleresimi i potencialit te gazit natyror per prodhimin e energjise elektike eshte bere bazuar ne konkluzionet e studimit “Analiza e Opcioneve te Furnizimit me Energji per Shqiperine deri ne vitin 2040”, qe u krye nga Ministria e Ekonomise ne bashkepunim me IAEA-n (International Atomic Energy Agency) ne Shkurt te vitit 2014. Qellimi i ketij raporti ishte te analizonte opcionet e furnizimit me energji ne Shqiperi dhe te identifikonte stategjite alternative te zhvillimit. Analizat e kryera ne kete raport u bazuan modelin MAED dhe modelin MESSAGE (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental impact).

Nxitesit kryesore per perdorimin e gazit per prodhimin e energjise do te jene:

- Disponibiliteti i gazit natyror dhe differenca midis çmimit te gazit natyror dhe çmimit te energjise elektrike;
- Zhvillimi i pergjithshem rajonal i tregut te energjise (duke perfshire linjat nderlidhese me vendet fqinje dhe tregjet e energjise elektrike);
- Energjite e renovueshme dhe politikat e sekuestrimit te dioksidit te karbonit;
- Kerkesa per energji elektrike;
- Politikat kombetare dhe nderkombetare per energjine elektrike.

Ne te gjithe skenaret e marre ne konsiderate ne analizen e bere ne raportin e studimit te MoE dhe IAEA eshte arritur ne perfundimin se potenciali hidrik eshte i pamjaftueshem per te perballuar kerkesat ne rritje te tregut per energji elektrike. Rrjedhimisht duhen kapacitete shtese ne sistemin energjitik. Skenari i gazit natyror eshte me i pershtatshmi per tu konsideruar. Ne kete skenar presupozohet gazifikimi i nen-rajonit dhe perdorimi intensiv i gazit natyror per perdorimin e energjise. Alternativa e energjise nukleare mbetet e hapur mbas vitit 2028, ndersa perdorimi i qymyrit nuk eshte alternative e vlefshme.

Resultatet e analizes duke marre ne konsiderate skenarin e perdorimit te gazit natyror per prodhimin e energjise elektrike jane paraqitur ne Tabela 18 me poshte.

Tabela 18: Parashikimi i konsumit te gazit natyror per prodhimin e energjise elektrike deri ne vitin 2040

	2013	2020	2025	2030	2035	2040
Kerkesa Totale per energji, GWh	7,701	8,330	9,592	11,350	14,294	17,240
Energjia e prodhuar nga gazi natyror, GWh	0	1,459	1,800	2,249	3,232	4,158
Konsumi I gazit natyror, 10^3m^3	0	270,013	333,121	416,217	598,138	769,510

Presupozohet qe kur gazi natyror te jete i pranishem, termocentrali i Vlores te jete konvertuar ne termocentral gazi. Kapacitetet shtese do te behen te mundura nga ndertimi i termocentraleve te rinj me teknologji CCGT (Combined Cycle Gas Turbine) me kapacitet 250 MWe ne vitin 2020, 2025, 2035 dhe 2040. Supozimi i mireqene eshte se jetegjatesia e termocentralit te Vlores do te zgjatet ose do te zevendesohet nga nje termocentral me kapacitet te njejte.

Ne nje parashikim te tille, gazi natyror do te mbuloje 24% te totalit te energjise elektrike ne vitin 2040.

Prodhimi i energjise elektrike nga gazi natyror eshte komplementar per sistemet qe kane kuota te larta te energjise hidrike dhe te energjive te rinovueshme. CCGT kane kosto relativisht te ulta fikse dhe rrjedhimisht jane te perdorshme edhe si prodhues jo konstante ne menyre qe te balancojne prodhimin me hope nga burimet e rinovueshme ose nga hidrocentralet. Ne kete menyre ato ofrojne furnizim me energji elektrike gjate periudheve te pikut.

3.9 Konsumi potencial i gazit natyror nga rafinerite e naftes

Parashikimet mbi e perdorimit te gazit natyror nga rafinerite e naftes jane marre nga studimi per gazsjellesin jonian te gazit (IAP). Gazi natyror ne rafinerite e naftes perdoret per te prodhuar hidrogjen dhe si burim energjie. Resultatet e parashikimeve nga studimi per tubacionin jonian te gazit (IAP) ne Shqiperi paraqitet ne Table 19**Error! Reference source not found.**.

Table 19: Konsumi potencial i gazit natyror nga rafinerite e naftes

	2013	2020	2025	2030	2035	2040
Konsumi i gazit natyror nga rafinerite, m^3		82,359,000	102,948,000	102,948,000	96,085,000	89,222,000

Keto parashikime per konsumin potencial te gazit natyror nga rafinerite i jane shtuar kerkesave per sektoret e tjere.

3.10 Konsumatoret “spirance” te gazit natyror

Ne kete studim eshte ndermarre një analizë e përdoruesve kryesorë të gazit natyror me qëllim që të identifikohen konsumatorët “spirancë” të gazit natyror. Konsumatorët spirancë jane ata perdorues te gazit konsumi i të cileve justifikon investimin fillestar për zhvillimin e sistemit të transmetimit në një zonë të caktuar. Me pas gazifikimi i konsumatorëve të tjerë në zonën perreth është më e lehte dhe kostot për njësi te zhvillimit të rrjetit shperndares te gazit janë më të ulëta.

Tradicionalisht Shqipëria ka patur industri të zhvilluar të bazuar në nxjerrjen e naftes dhe mineraleve dhe përpunimit të tyre, e cila është me interes per arsye te intensitetit të lartë të energjisë. Por pas trazirave ekonomike në vitet nëntëdhjetë, shumë prej këtyre industrive e ulen ndjeshëm prodhimin e tyre apo pushuan së ekzistuari. Shumë nga objektet e mbetura tashme kanë nevojë për investime të konsiderueshme.

Industrite dhe objektet energjetike (rafineritë & termocentralet) që janë identifikuar si konsumatore të mundshëm spirancë janë të shënuara në Tabelën 20

Tabela 20: Lista e konsumatoreve spirance me parashikimet e konsumit maksimal te gazit natyror ne m³/h

Emri i Objektit	Vendndodhja	Parashikimi i konsumit maksimal te gazit natyror ne m³/h					
		2015	2020	2025	2030	2035	2040
TPP Vlore	LAT: 40°29'21.66"N; LON: 19°26'8.80"E		17,200	17,200	17,200	17,200	17,200
CCGT 1 (Vlore site)	LAT: 40°29'21.66"N; LON: 19°26'8.80"E		42,800	42,800	42,800	42,800	42,800
CCGT 2	Zona e Korces			42,800	42,800	42,800	42,800
CCGT 3	Zona e Tiranes					42,800	42,800
CCGT 4	Zona e Durresit						42,800
Rafineria Ballsh	LAT: 40°36'14.69"N; LON: 19°44'51.08"E		13,500	16,957	16,957	15,805	14,652
Rafineria Fier	LAT: 40°42'30.32"N; LON: 19°32'52.79"E		2,700	3,391	3,391	3,161	2,930
Bankers Petroleum	LAT: 40°44'21.30"N LON: 19°39'9.51"E		1,200	1,507	1,507	1,405	1,302

Sektore te tjere industriale jane analizuar, por ato nuk jane listuar sepse potenciali i tyre eshte shume i ulet per tu konsideruar si konsumatore spirance, ose konvertimi i tyre ne perdorues te gazit eshte shumei pamundur per arsye ekonomike.

Figure 20 Potential Anchor Loads in Albania

Industria e çimentos me kërkesën e saj të konsiderueshme për energji termike u mor ne konsiderate. Aktualisht fabrikat e çimentos në Shqipëri përdorin një përzierje të lëndëve djegëse të ngurta (Petkok, qymyr, bitum). Kostot e këtyre lëndëve djegëse (te konvertuara në energji ekuivalente) janë rreth 40% më te ulëta se ato te gazit natyror. Prandaj, edhe pse eshte teknikisht e mundur, konvertimi i

tyre në konsumatore te gazit natyror nuk justifikohet ekonomikisht. Në rast se ndotja nga fabrikat e çimentos me karburantet ekzistuese do te konsiderohet problematike ne te ardhmen, atehere eshte e mundeshme që këto fabrika te perdorin karburante të tjere me pak ndotes si per shembull karburantet e perfituara nga therrmimi dhe dehydratimi i mbetjeve e ngurta qe është një praktikë e zakonshme në vendet e BE-se.

Një industri tjeter me konsum të konsiderueshem te energjise termike në Shqipëri është industria metalurgjike. Por kjo industri perdor teknologjine e shkrirjes me hark elektrik. Prandaj, sipas ketij informacioni fabrikat metalurgjike nuk jane konsumatore të rëndësishëm të gazit natyror ne të ardhmen. This needs to be changed after meeting with Kurum

3.11 Parashikimet realiste te konsumit te gazit natyror

Lidhja e zonave te caktuara me rrjetin e gazit natyror mund të behet vetëm atehere kur rrjeti eshte mjaftueshmerisht afer, dhe nëse çmimi përfundimtar i gazit për përdoruesit përfundimtarë është konkurrues në krahasim me burimet e tjera të energjisë. Prandaj, se pari behet analiza e tregut e energjise per ngrohje dhe energjisë elektrike ne te ardhmen, dhe pastaj për të përcaktuar se cila pjesë te ketij tregu mund të mbulohet nga konsumi i gazit.

Hapi tjetër është për të përcaktuar nëse investimi në rrjetet e shpërndarjes së gazit për vendbanimet individuale dhe komunat është i justifikuar në krahasim me konsumin e mundshem të gazit natyror në zonën ne fjale. Duke vepruar kështu, percaktohet nese eshte i justifikueshem investimi per zhvillimin e rrjetit. Ne kete raund të pare te analizes një pjesë e madhe e vendbanimeve dhe komunave perjashtohen sepse nuk e justifikojne investimin.

Raundi i dytë është përcaktimi i dinamikës se mundshme dhe drejtimit te zhvillimit të rrjetit të transmisionit të gazit duke marrë parasysh konsumin nga konsumatorët e mëdhenj industriale, termocentralet dhe rafineritë.

Në skenarët e zhvillimit të konsumit të gazit të nje zone te caktuar, paracaktohet një normë e penetrimit të gazit në tregun e ngrohjes. Shkalla e penetrimit bazohet në përvojën e vendeve qe jane te gazifikuara tashmë në Evropën Juglindore (Kroaci, Bosnjë dhe Hercegovinë, Serbi, Bullgari dhe Rumani).

Rezultati përfundimtar perben një parashikim realist te konsumit te gazit natyror.

4 Korridoret potenciale te furnizimit me gaz natyror

4.1 Gazsjellesi Trans Adriatik (TAP)

Ky gazsjelles eshte ne fazen e implementimit dhe po behen pergatitjet per fillimin e shtrimit te tubacionit qe planifikohet te filloje ne vitin 2016.

Aksioneret e TAP-it jane British Petroleum - BP (20%), SOCAR (20%), Statoil (20%), Fluxys (19%), Enagás (16%) dhe Axpo (5%).

Gazsjellesi është pjesa perëndimore e Korridorit Jugor të Gazit, një zinxhir kompleks projektesh të energjisë që lidh furnizuesit e gazit natyror ne fushat gazmbajtese te Shah Deniz-it në Azerbajxhan me Evropën.

TAP e zgjodhi me kujdes rrugën e tubacionit për të siguruar mundësitë më të mira komerciale dhe teknike dhe per të patur ndikim minimal mjedisor dhe social.

Gazsjellesi do te jete rreth 870 kilometra i gjate, dhe pika e tij me i lartë do të jetë 1800 metra në malet e Shqipërisë, ndërsa pika e tij më e ulët do të jetë 820 metra nën detin Adriatik.

Duke parashikuar nevojat e ardhshme, zhvilluesit e TAP-it dizenjuan fleksibilitet në projektimin e tubacionit për të akomoduar flukse me te medha te transmetimit të gazit ne te ardhmen. Kapaciteti fillestar TAP prej 10 miliardë m^3 në vit është e barabartë me konsumin e energjisë te rreth shtatë milionë familjeve në Evropë. Në të ardhmen, instalimi i dy kompresorëve shtesë mund të dyfishoje fluksin në më shumë se 20 miliardë m^3 nderkohe qe furnizime shtese të energjisë mund të vijnë nga rajoni i detit Kaspik.

Gazsjellesi do të ketë mundësinë e "rrjedhes ne drejtim të kundërt", per te lejuar gazin nga Italia te vije ne Evropën Jug-Lindore, nëse furnizimi me gaz nga fushat gazmbajtese ndërpritet ose nevojitet nje rritje e kapacitetit te tubacionit për të sjellë gaz shtesë në rajon.

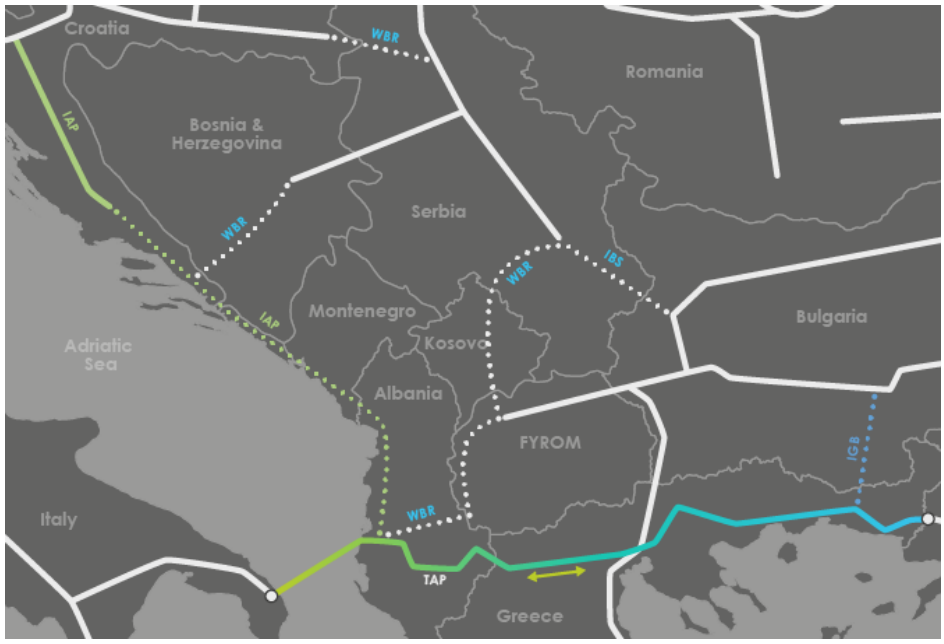


Figura 21 Korridori I TAP dhe projektet partnere strategjike

Në nivel rajonal, TAP do të ndihmojë në realizimin e objektivave te furnizimit me gaz për Evropën Juglindore. Konsorciumi Shah Deniz nënshkroi në Shtator te vitit 2013 marreveshjet e shitjes gazit me blerësit në Evropë, duke përfshirë edhe kompani energjitike në Greqi dhe Bullgari.

Duke kuptuar nxitjen qe ky project do ti japë zhvillimit ekonomik dhe social te rajonit, qeveritë e Shqipërisë, Bosnjës dhe Hercegovinës, Kroacisë dhe Malit të Zi nënshkruan një Memorandum Mirëkuptimi (MM) në mbështetje të TAP në Maj te vitit 2013.

Gjatësia e gazsjellesit në pjesen Greke është rreth 545 kilometra. Ky eshte edhe seksioni me i gjatë i TAP dhe fillon në Kipoi, pranë kufirit me Turqinë, dhe përfundon në Leropigji prane kufirit te saj me Shqipërinë. Pjesa greke do të përfshijë një stacion kompresimi pranë Kipoi për 10 miliardë m^3 dhe një stacion tjetër pranë Serres nese duhet qe kapaciteti i TAP të rritet në 20 miliardë m^3. Pergjate seksionit Grek do të ketë 23 stacione valvulash bllokimi.

Pjesa Shqiptare e TAP është rreth 211 kilometra në tokë dhe 37 km në det, permes pjesës Shqiptare të detit Adriatik. Ajo fillon në Bilisht Qëndër në rajonin e Korçës në kufirin shqiptar me Greqinë, dhe arrin në bregdetit Adriatik 17 km në veri-perëndim të Fierit, 400 metra në brendësi nga bregu.

Një stacion kompresimi do të ndërtohet në afërsi të Fierit, dhe një kompresor shtesë është planifikuar pranë Bilishtit nese kapaciteti do te rritet në 20 miliardë m^3. Nëntë stacione e valvulash bllokimi do të ndërtohen përgjatë kësaj rruge.

Duke ju afruar brigjeve te Italisë nëpermjet seksionit prej 25 kilometrash ne pjesën Italiane të detit Adriatik, tubacioni do të kalojë nëpër një mikro tunel 1,5 km te gjate te ndërtuar posaçërisht në një thellësi prej 25 metrash.

Magazinimi i gazit natyror luan nje rol të rëndësishëm në ruajtjen e vazhdimesine se furnizimit me gaz natyror dhe perballimit me te mire te kërkesave te konsumatorëve. Duke pasur parasysh kete kërkesë TAP do të ndërtoje disa konteniere te magazinimit të gazit në pjesën verilindore të qytetit të Fierit. Depozitimi i gazit ne Shqipëri eshte i mundur te behet ne masivet kripore te Dumrese, qe kane nje diameter prej 1.500 m. Depozitat kripore fillojne në një thellësi prej 200-500 m nën nivelin e tokës dhe mund të arrijnë deri në disa mijëra metra.

Avantazhet e projektit TAP jane:

- TAP mundëson zhvillimin e aktiviteteve të gazit te lengezuar në Itali dhe në Europën Juglindore nepermjet furnizimit nga rajoni i Kaspikut, Rusise dhe Lindjes se Afërt;
- TAP rrit sigurinë e furnizimit me gaz në Itali;
- TAP diversifikon tregun e gazit dhe rrit sigurinë e furnizimit me gaz në Evropë;
- Infrastruktura e re e gazit mund të ofrojë një stimul ekonomik, mund te rrise stabilitetin dhe unitetin e vendeve te Europes Juglindore dhe ndikon per te plotesuar kerkesat për energji në rajon;
- Projekti ka një potencial për zgjerimin e projekteve ekzistuese dhe fillimin e projekteve të reja dhe plotësuese:
    - Terminali per gaz te lengshem (Liquified Petroleum Gas - LPG)
    - Magazinimi i gazit natyror;
    - Kerkimi i burimeve nenujore te gazit natyror;
    - Prodhimi i energjise elektrike ne tecin e Vlores (300 MW);
    - Furnizimi me gaz natyror te lengezuar (Liquified Natural Gas - LNG) nga Afrika;
- TAP hap nje corridor te katert per furnizimin me gaz te Europes;
- TAP lejon zhvillimin e tregut te gazit dhe mund te perballoje kerkesat e reja per energji ne Europen Juglindore;
- TAP eshte i pavarur, jo-diskriminues dhe i hapur per pale e treta dhe per investimet private;

- Rritje vjetore te fluksit prej 10-20 milliarde m^3/vit;
- Fleksibilitet i furnizimit nepermjet ndertimit te kapaciteteve magazinuese ne Shqiperi;
- Mbeshtetje te forte politike nga Bashkimi Europian – Projekt prioritar per rrjetin trans-Europian.

Në vitin 2013, TAP siguroi përjashtimin nga disa dispozita të caktuara të Direktivës së gazit të BE-së (2009/73 / EC), duke përfshirë një përjashtim te aksesit të palëve së treta për kapacitetin fillestar prej 10 milliarde m³/vit për flukset e gazit nga Azerbajxhani nën marreveshjen përkatëse te Shah Deniz per shitjen e gazit për një periudhë prej 25 vjetësh.

Kjo marreveshje mund zhvleresohet në rast se ndërtimi i tubacionit nuk ka filluar brenda 16 majit 2016, dhe nese nuk është vënë në funksion mbas dates 1 janar te vitit 2019.

Megjithatë, konsorciumi Shah Deniz ka njoftuar për një periudhe të re kohore për datën e fillimit te furnizimit, nga 1 janari deri më 31 dhjetor, 2020. Rrjedhimisht, vendimi i ri i Komisionit deklaron se përjashtimi e humbet efektin e vet në qoftë se ndërtimi i TAP-it nuk ka filluar para dates 16 maj 2016, dhe në rast se nuk është bërë operacional mbas 31 dhjetorit 2020. Kjo praktikisht e shtyn me dy vjet daten kur tubacioni do të bëhet operacional.

4.2 Gazsjellesi Ionian Adriatik (IAP)

Projekti i gazsjellesit Jonian Adriatik (IAP) synon të ndërlidhe sistemin ekzistues të gazit në Kroaci me Gazsjellësin Trans Adriatik (TAP). Projekti synon të krijojë një rrugë të re të furnizimit me gaz natyror nga rajoni i Kaspikut, drejt veriut përgjatë bregdetit Adriatik. Projekti IAP megjithatë është planifikuar si gazsjellës ku rrjedha mund te ndryshoje, kështu që drejtimi i rrjedhes mund të jetë edhe nga veriu ne jug, nga terminali i gazit natyror te lengshem në Kroaci (Krk LNG), apo burime të tjera.

Qeveritë e Shqipërisë, Bosnjë-Hercegovinës, Kroacisë dhe Malit të Zi ranë dakord për të mbështetur IAP-in, per te bërë te mundur hyrjen e gazit nga rajoni Kaspik ne Ballkanin Perëndimor. Tregjet e tjera të energjisë në rajon, si Bullgaria, Sllovenia, Hungaria, Serbia dhe Maqedonia, do të mund të përfitojnë nga TAP-i.

Ndërtimi i IAP do të mundësojë gazifikimin e Kroacisë jugore, Bosnjë-Hercegovinës, Shqipërisë dhe Malit të Zi, si dhe diversifikimin e rrugëve të furnizimit për rajonin. Ky gazsjellës është parashikuar të jetë 511 km i gjatë dhe do të krijoje parakushtet për zhvillimin e tregjeve të gazit natyror të Shqipërisë, Malit të Zi, Bosnjë-Hercegovinës dhe Kroacisë në nje nivel vjetor që llogaritet te jete deri ne 5 milliarde m³/vit. Është vlerësuar se 1 milliarde m³/vit do të jetë për Shqipërinë, 0.5 milliarde m³/vit për Malin e Zi, 1 milliarde m³/vit për Bosnjë- Hercegovinën, dhe 2.5 milliarde m³/vit për Kroacinë.

Pjesa Kroate e gazsjellesit IAP do të jetë me diametër 32 inch (me kapacitet afërsisht 6.6 milion m³) dhe do të lidhet me sistemin e transmetimit Kroat në linjen e transmetimit Split – Bosiljevo qe eshte me diameter 20 inch (me kapacitet 2 milion m³). Linja Split-Bosiljevo ka kapacitet te mjaftueshëm për të perballuar kërkesat e Kroacisë nepermjet IAP (2 milion m³ deri në vitin 2040).

Kompania Plinacro Ltd është duke planifikuar zhvillimin e linjes se re Bosiljevo - Karlovac - Lucko Zabok - Rogatec qe ka nje gjatësi prej 150 km. Kapaciteti i tubacionit është planifikuar të jetë 5.5 milion m³ që lejon transmetimin e gazit nga IAP drejt qendrave të kryesore konsumit të gazit në Kroaci dhe Sllloveni. Investimi i parashikuar per kete gazsjelles është vlerësuar në 107 milion Euro. Ne menyre qe gazi të transportohet drejt qendrave te konsumit në Kroaci përmes IAP, vetëm seksioni Bosiljevo-Karlovac duhet të ndertohet nga e para (70 km me seksion 28 inch DN 700,) me nje kosto prej 27 milion Euro.

Për të mundësuar transmetimin e gazit IAP në Sllloveni apo Hungarisë ose në rastin e kundërt furnizimin e vendeve te IAP nga Kroacia, kapaciteti i tubacionit Bosiljevo-Split duhet të zgjerohet. Për të arritur kapacitetin dhe presionin e nevojshem të gazit nje tubacin shtesë me diameter te pakten 28 inch duhet të ndërtohet. Gjatësia e këtij tubacioni do të jetë 290 km e cila do të kerkoje nje investim prej 270 milion Euro.

Gjurma e gazsjellësit pershkon zona të ndryshme, nga toka te sheshta dhe te punueshme deri në rajone malore dhe shkëmbore. Gjurma e gazsjellësit kalon disa lumenj, hekurudha, nje zone detare, dhe rrugë magjistrale dhe të vogla. Përshtatshmëria e korridorit te tubacionit me te gjithe keto entitete gjeografike eshte analizuar dhe vleresuar dhe teknikat perkatese jane propozuar.

Rruga e gazsjellesit IAP fillon në Fier, kalon midis Tiranës dhe Durresit dhe shkon në drejtim të veriut duke kaluar kufirin me Malin e Zi ne jug te Shkodres. Ketu tubacioni kalon lumin e Bunes dhe shkon drejt Bar-it. Nga Bar-i kalon në det të hapur, per 33.1 km dhe arrin bregdetin pranë Budvës. Prej Budves vazhdon në drejtim të Kotorrit dhe nepermjet një gadishulli vazhdon në drejtim të kufirit me Kroacine duke kaluar gjirin e Bokokotorskes. Rruga shkon paralel me vijën bregdetare në drejtim të Dubrovnikut nëpër fushën e Konavlit. Pasi kalon Dubrovnikun, rruga kalon nepermjet gjirit te Rijeka Dubrovaçkes, dhe arrin Dubrovaçko Primorje dhe nëpërmjet gadishullit te Peljeshacit arrin ne Plloçe. Rruga kalon qytetin e Ploçës në anën perëndimore dhe vazhdon në drejtim të veri-perëndimit, duke arritur Dugopoljen pranë qytetit të Splitit.

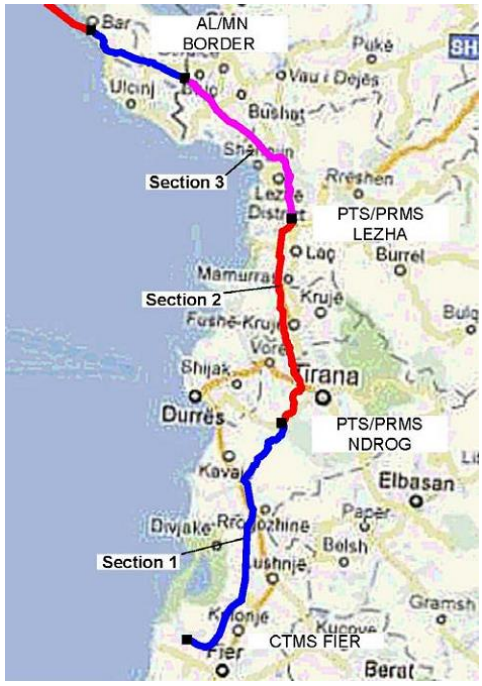


Figura 22 Seksioni Shqiptar i IAP

Tubacioni i gazit në të gjithë gjatësinë e tij eshte një instalim nëntokësor me përjashtim të objekteve mbi tokë siç janë stacionet e valvulave të bllokimit, stacionet e matjes, stacionet e reduktimit, stacionet e transferimit te kujdestarise matëse, stacionet e kurthit per derrat, dhe stacioni i kompresimit. Në pjesen midis Budves dhe Bar-it, në gjirin Boka Kotorska, ne bypass-in e gjirit te Cavtatit, ne gjirin e Peljesaçit, dhe nga Peljesaçi në Ploçe tubacioni është vendosur nën det .

Tabela 21 Pembledhje e te dhenave per IAP-in

	Croacia	Mali i Zi	Shqiperia	Totali
Gjatesia (km)	249	94	168	511
Flukset mesatare (bcm)	2.3	1.9	1.6	2.3
Kostoja e investimit (mil. EUR)	355.2	127.8	178.5	661.5

Avantazhet e IAP-it:

- Mundeson gazifikimin e Shqipërisë;
- Mundeson gazifikimin e Malit të Zi;
- Mundëson gazifikimin e nje pjes te rëndësishme e Bosnjë-Hercegovinës;
- Ndihmon gazifikimin e jugut te Kroacise;
- Krijon mundesine e gazifikimit te Kosoves dhe Maqedonisë;
- Diversifikon furnizimin me gaz natyror;
- Lejon aksesin drejt zonave te magazinimit te gazit ne Kroaci dhe Shqiperi;
- Mundeson perfitimin e tarifave të transmetimit nga Shqipëria, Mal i Zi dhe Kroacia;
- I jep një impuls ekonomive të rajonit.

Ky project rajonal ploteson te peste kriteret e Rrjetit Trans Europian te Energjise (Trans European Energy Network - TEN-E):

- Aktiviteti Prioritar;
- Qendrueshmeria economike;
- Nderkufitarizmi;
- Aprovueshmeria;
- Përshtatshmëria.

4.3 Terminali i ardhshem i gazit te lengshem (LNG) ne Krk te Kroacise

Perdoruesit e mundshem te gazit te lengshem nga terminali Krk LNG jane vendet e Evropes qendrore dhe perendimore (Austria, Slovenia, Hungary, Slovakia, Republika Çeke) si edhe vendet e Ballkanit perendimor (Serbia, Bosnia-Herzegovina, Mali i Zi, Maqedonia, Shqiperia, Kosova*).

Terminali i gazit te lengshem do te ndertohet ne veri te Adriatikut, ne ishullin e Krkut ne Kroaci.

Figura 23 Vendndodhja e terminalit te gazit te lengshem ne Krk

Parametrat teknike te terminalit:

- Konfigurimi i terminalit: Konteniere tokesore dhe vaporizatore;
- Kapaciteti i planifikuar: 4-6 mmilion m³/vit;
- Kapaciteti i kontenierеve (te mbushur plot): 2x180,000 m³;
- Madhesia e anijeve furnizuese: 75,000 - 265,000 m³;

Benefitet e projektit:

- Diversifikon burimet e furnizimit me gaz natyror;
- Rrit sigurine e furnizimit me gaz natyror;
- Sjell nje burim energjie relativisht ekologjik ne rajon;
- Ul emetimin e dioksidit te karbonit ne rajon;
- Ndihmon zhvillimin ekonomik.

Gjatë dy dekadave të fundit për shkak të zhvillimit të teknologjisë, gazi natyror i lengezuar (LNG) është bërë i përballueshem dhe projekte të reja po zbatohen, si në vendet të cilat kanë një traditë të pasur me gaz te lengezuar, por edhe në vendet e tjera, me qëllim diversifikimin e furnizimit te gazit natyror.

Sot, nëntë vendet te Evropës kanë terminale te gazit natyror te lengshem. Kapacitetet më të mëdha i ka Spanja me 63.6 milion m^3, e ndjekur nga Britania e Madhe me 45.1 milion m^3 dhe Francës 23.8 milion m^3. Këto vende ndiqen nga Holanda me 12 milion m^3, Turqia me 12.2 milion m^3, Italia me 11 milion m^3, Belgjika me 9 milion m^3, Portugalia me 7.9 milion m^3 dhe Greqia me 5.3 milion m^3.

Karakteristike për të gjitha vendet me terminale gazi te lengezuar është se të gjitha këto vende në vitin 2010 kanë instaluar më shumë kapacitete se sa ata importojne. Greqia ka kapacitet 4.6 herë më te larte se importi i saj vjetor, e ndjekur nga Portugalia me 3.5 herë, Britania e Madhe 2.4 herë dhe Spanja 2.3 herë. Franca ka kapacitet 80% më te larte se importi i saj, ndersa Belgjika dhe Turqia kanë kapacitet 50% më te larte. Vetem Italia ka vetem 20% më shumë të kapacitetit të instaluar. Kjo ndoshta ka sens sepse sasite e gazit te lengshem te importuara në vitin 2009, dhe sidomos në vitin 2010, ishin më të larta se sa në vitet e mëparshme për shkak të çmimeve te favorshme.

4.4 Terminali ekzistues i gazit natyror te lengezuar ne Revithoussa te Greqise

Terminali i gazit te lengezuar ne Revithoussa është aktualisht vetmi terminal i tille në Greqi dhe shërben si pikë hyrje e gazit natyror në rrjetin Grek te transmetimit të gazit. Terminali ndodhet ne ishullin e Revithoussas, 500 m nga bregu i Agia Triada, në perëndim të Athinës.

Gazi i lengezuar magazinohet në dy tanke me kapacitet total 130.000 metra kub dhe rigazifikohet per tu injektuar ne sistemin Grek të transmetimit të gazit natyror. Sasia maksimale e shkarkimit te gazit te lengshem është 7250 m^3/h. Dy tanket e magazinimit kriogjenik qe kane nje kapacitet prej 65.000 m^3 secili përdoren për të mbajtur përkohësisht gazin e lengshem para rigazifikimit dhe injektimit në rrjet.

Figura 24 Terminali Revithoussa LNG

Dy tubacione nenujore te gazit (2x24 inch), me gjatësi 510 m dhe 620 m respektivisht, lidhin terminalin me stacionin e matjes ne Agia Triada, e cila është pika e hyrjes në sistemin Grek te transmetimit të gazit.

Operatori u ofron përdoruesve shërbimet e meposhteme:

- Shkarkimin e anijeve te transportit te gazit te lengezuar duke përfshirë ankorimin e anijeve, shkarkimin e ngarkesës dhe për shkëputjen e anijes nga ankorimi;
- Ofrimin e hapesires magazinuese per ruajtjen e perkoheshme te ngarkeses se gazit te lengezuar;
- Ri-gazifikimin e gazit, transportin, dhe injektimin e tij të mëvonshëm në rrjetin e transmetimit nëpërmjet pikes se hyrjes ne rrjet.
- Kryerjen e matjeve te nevojeshme dhe cdo veprim tjeter te nevojshem per operimin efektiv te terminalit ne kuadrin e sherbimeve te permendura me siper.

Specifikimet teknike te terminalit te Revithouses:

- Ritmi i qendrueshem: 1,000 m^3/h;
- Ritmi per kushtet e pikut: 1,250 m^3/h;
- Ritmi minimal: 85 m^3/h;
- Ritmi mesatar vjetor: 365 days x 24 hours x 1,000 m^3/h.

Terminali ka gjithashtu nje termocentral me eficense te larte qe siguron rrymen elektrike per funksionimin e terminalit. Dy motorra me gas ne kombinim me dy gjeneratoret prodhojne 6.5 MW energji secili ne nivelin 6 kV. Çdo gjenerator mund të punoje i vetëm ose ne paralel per te siguruar furnizimin pa nderprerje te

terminalit në procesin e avullimit. Përveç kësaj te dy gjeneratoret janë të sinkronizuar me rrjetin kombëtar të energjisë elektrike.

Përveç furnizimit me energji elektrike, temperatura e krijuar ne termocentral perdoret për avullimit e gazit te lengshem ne terminal. Sistemi i rikuperimit te energjise nga gazrat e djegies dhe ujit ftohës të centralit siguron pothuajse 13 MW energji termike për terminalin e gazit te lengshem.

4.5 Terminali i ardhshem i gazit te lengshem Eagle LNG

Terminali i ardhshem i gazit te lengezuar Eagle LNG do te jete nje investim nga Gruppo Falcione. Infrastruktura e gazit te lengezuar eshte planifikuar jo vetem per Shqiperine por edhe për vendet fqinje dhe per Italine. Ky projekt diversifikon burimet e furnizimit me gaz, qe aktualisht varen për më shumë se 80% te tyre nga importet e Rusise dhe Afrikes se Veriut.

Terminali i gazit Eagle LNG është projektuar si një ene lundruese në det të hapur ne afersi te bregdetit Shqiptar, ne zonen prane Fierit, dhe ka nje kapacitet prej 4-8 milion m³/vit. Një tubacion gazi nenujor 110 km i gjate, me kapacitet 10 milion m³/vit, do të lidhë Levanin ne Shqiperi me Brindisin ne Itali. Investimi total per kete tubacion është rreth 700 milion Euro.

Projekti është përzgjedhur si Projekt me Interes per Komunitetin e Energjise (Project of Energy Community Interest – PECI) dhe është e përfshirë në Planin dhjetëvjeçar zhvillimor të rrjetit te gazit nga ENTSOG (European Network Transmission System Operators for Gas).

Figura 25 Vendndodhja e parashikuar per terminalin Eagle LNG

Projekti pritet te ofroje benefitet dhe avantazhet e meposhteme:

- Mbeshtet zhvillimin e ekonomise Shqiptare dhe zhvillimin e tregut te gazit natyror ne Shqiperi;
- Rrit sigurine e furnizimit me gaz te rajonit;
- Sjell burime shtese dhe konkuruese te gazit;
- Rrit integrimin e rajonit te Evropes juglindore ne tregun e gazit;
- Ka ndikim minimal ne mjedis meqe mundesohet nga nje ene lundruese 5 km larg bregut Shqiptar, nje gazsjellesi nenujor, dhe tubacioneve te gazit ne Itali dhe Shqiperi.

Para se te merret vendimi final per fillimin e projektit, i cili presupozohet te filloje ne vitin 2016, priten te perfundojne aktivitietet e meposhteme:

- Projektimi paraprak (Front-End Engineering Design) gazsjellesit nenujor dhe lidhjes me rrjetin Italian te gazit;
- Marrja e autorizimit për ndërtimin e gazsjellësit dhe per lidhjen me rrjetin nga MSE-ja, dhe miratimet e nevojeshme mjedisore lokale;
- Përjashtimi formal i TPA nga autoritetet shqiptare dhe italiane;
- Studimi final i sigurisë per enen lundruese;
- Kontrata me çelesa ne dore dhe tenderimi (projektimi i detajuar dhe ndërtimi i tubacionit nenujor per lidhjen me rrjetin Italian);
- Krijimi e kompanise perdoruese dhe marreveshja e perdorimit dhe mirembajtjes per enen lundruese;
- Sigurimi i kontratave afatgjata per tarifat e transmetimit.

4.6 Korridori Jugor

Duke pasur parasysh tensionet mes Rusisë dhe Ukrainës, BE-ja është duke kërkuar burime alternative te gazit për të diversifikuar furnizimet e saj me gaz. Zhvillimi i Korridorit Jugor rezulton ndër opsionet më të debatuara. Qellimi fillestar ishte sigurimi i 10 - 20% të kërkesës për gazit natyror deri më 2020, e cila do të arrinte 45 – 90 miliarde m^3 në vit. Gazi do të vijë nga fushat e Shah Denizit në Azerbajxhan dhe kalon përmes Gjeorgjisë, Turqisë, Greqisë dhe Shqipërisë, në jug të Italisë.

Aktualisht, Korridori Jugor mbështetet në Gazsjellësin Trans Adriatik (TAP), dhe Gazsjellesi Trans-Anatolian (TANAP). TAP pritet të behet operacional në fillim te vitit 2019, dhe ka kapacitet fillestar prej 10 miliarde m^3 por qe ka fleksibilitet per rritjen e kapacitetit deri në 20 miliarde m^3, ndersa TANAP pritet të behet

operacional në vitin 2018, dhe ka nje kapacitet fillestar prej 16 miliarde m³ por qe ka mundesi per rritjen e kapacitetit deri në 31 miliarde m³ para vitit 2026.

Dy projekte të tjera të rëndësishme për zhvillimin e ardhshëm të Korridorit Jugor janë zgjerimi i Gazsjellësit te Kaukazit Jugor (Southern Caucasus Pipeline - SCP), dhe Gazsjellesi Trans-Kaspik (Trans Caspian Pipeline). Gazsjellësi i Kaukazit Jugor eshte pjesë e gazsjellesit Baku-Tbilisi-Erzurum (BTE), dhe do të sigurojë një shtesë perj 16 miliarde m³ në vit nga zhvillimi i fushes gazmbajtese Shah-Deniz-2 në Detin Kaspik në vitin 2018. Ndersa Gazsjellesi Trans-Kaspik vjen nga Turkmenistani ne Azerbajxhan nëpërmjet Detit Kaspik. Gazsjellesi Trans-Kaspik mund të sigurojë nje diversifikim te metejshem të furnizimit me gaz, por rreziqet dhe vështirësitë lidhur me shpenzimet dhe investimet e shumta vene ne dyshim realizueshmërinë e tij.

Figura 26 Harta e projekteve te Korridorit Jugor

Korridori Jugor mund të ketë një ndikim të rëndësishëm në diversifikimin e rrugëve të importit dhe mund të rrisë sigurinë afatgjatë të furnizimit me gaz. Edhe pse eshte e fokusuar kryesisht në sjelljen gazit nga deti Kaspik në Itali, Korridori Jugor mund të hapë mundësinë e lidhjes se Shqipërisë dhe Kroacisë me kete burim gazi nëpërmjet Gazsjellësit Jonian-Adriatik, i cili do të jete nje lidhje shtese për të krijuar një rrjet të ndërlidhur të gazit me Evropen juglindore. Megjithatë, suksesi i saj do të ndikohet nga zhvillimi i tregjeve të tjera të gazit dhe konsumit te gazit nga vendet e Azisë qe kane kerkesa vazhdimisht ne rritje per energji. Kina per shembull ka interesa të forta në rajonin Kaspik, sidomos në Turkmenistan qe avantazhohet nga prania e nje tubacioni ekzistues që transporton gaz në Kine.

4.7 Turkish Stream

Pas doreheqjes së dy projekteve rivale të gazit - Nabucco dhe South Stream, kompania ruse Gazprom njoftoi nje alternativë të re për të sjellë gazin rus në jug të Evropës. Turkish Stream eshte nje projekt i kompanise Gazprom për të sjellë gazin

Rus përmes Detit të Zi në Turqi, dhe prej aty, në një qendër shperndarje në kufirin Turko-Grek, duke i dhënë Rusisë akses në tregjet e Evropes jugore.

Figura 27 Projekti Turkish Stream (Gazprom)

Pjesa nenujore e gazsjellesit do te pershkoje Detin e Zi. Thellesia maksimale pergjate rruges do te arrije 2200 m. Gjatesia e pjeses nenujore do te arrije 910 km.

Siç është planifikuar, Turkish Stream do të arrije në bregun e Turqise Europiane pranë Kijiköj dhe do te kete nje pike te furnizimit me gaz në Lüleburgaz për konsumatorët Turq, dhe një kalim kufitar midis Turqisë dhe Greqisë në Ipsala duke shërbyer si pike furnizimi për konsumatorët Europianë. Gjatësia e seksionit tokësor Turk do të jete gjithsej 180 km. Kapaciteti i te katër seksioneve te ketij gazsjellesi arrin deri në 63 miliarde m³ në vit, duke përfshirë 47 miliarde m³ në vit që do të furnizohen në kufirin Turko-Grek. Projekti pritet të filloje ne vitin 2019.

Sipas Gazprom, nga gjithsej 63 miliardë m³ gaz natyror që do të sjelle tubacioni i ri, 16 miliardë metra kub do të shpërndahen në territorin Turk, dhe pjesa tjetër do të hidhet në tregun e gazit. Aktualisht, Turqia është konsumatori i dyte më i madh i Rusisë në Europë pas Gjermanisë.

4.8 Burime te tjera potenciale

Burime te tjera alternative permes gasjellesve jane te pakonfirmuara. Prodhimi nga burimet nenujore te Izraelit eshte akoma ne stadet fillestare, dhe eshte e debatueshme nese ky gaz do te perdoret per qellime te brendshme apo do te eksportohet. Potencialet per furnizim me gaz nga Iraku dhe Irani jane reale. Irani me me shume se 15% te rezervave globale te gazit mund te kontriboje ne furnizimin e Europes nepermjet Turqise, ne rast se behen investimet e

nevojeshme. Por sidoqofte, zhvillimi i burimeve Iraniane ka risk te larte gjeopolitik dhe varet edhe nga disa pengesa te brendshme si konsumi energjik i brendshem.

Sa per furnizimin nga Afrika, e ardhmja e gazsjellesit GALSI mbetet e dyshimte. Gazsjellesi Trans-Saharan qe do te mundesonte transportin e gazit nga Nigeria ne Europe nepermjet Algjerise (deri ne 30 miliarde m^3 ne vit) eshte ne veshtiresi per te garantuar sigurine e burimeve te deltes se lumit Niger, si dhe ne veshtiresi per te garantuar nje rruge te sigurte per arsye te situates kercenuese nga terrorizmi dhe tensionet gjeopolitike.

5 Rezervat e gazit natyror dhe rruget e furnizimit

5.1 Rezervat globale gazit

Tabela më poshtë tregon rezervat e konfirmuara te gazit dhe ato qe po zhvillohen (sipas rajonit) qe jane me interes potencial për Shqipërine dhe në Evropën Juglindore. Sipas Raportit Statistikor te British Petroleum ne vitin 2015, vendet e ish-Bashkimit Sovjetik kanë pothuajse 53 Trilion m³ gaz, dhe rreth një te treten e rezervave te konfirmuara te gazit. Vendet e Organizates per Bashkepunim Ekonomik dhe Zhvillim (Organization for Economic Cooperation and Development – OECD) kanë rreth 10% të rezervave globale të gazit, dhe vendet jo anetare ne kete organizate kanë 90% të rezervave të gazit natyror dhe raporti i rezervave me sasine e prodhuar eshte 75.

Disponueshmëria e rezervave të njohura të gazit nuk është çështja kryesore për gazifikimin e Shqipërisë apo edhe rajonit. Çështja kryesore është nëse do të ketë investime të mjaftueshme në infrastrukturë për të sjellë gazin në treg (duke përfshirë kapacitetet konsumuese dhe tubacionet e transmetimit në distanca të gjata) dhe fizibiliteti i këtyre investimeve.

Tabela 22: Rezervat e provuara dhe raporti prodhim/rezerva per rajone te vecanta te botes

	Rezervat ne trilion m³ (ne fund te vitit 2013)	**Perqind te totalit**	**Raporti Rezerva/ Prodhim**
Totali i rezervave ne bote	187.1	100.0%	54.1
Vendet e OECD	19.4	10.4%	15.6
Vendet jo anetare te OECD	167.6	89.6%	75.8
Bashkimi European	1.5	0.8%	11.3
Ish-Bashkimi Sovietik	54.6	29.2%	71.8

Figura më poshtë tregon shpërndarjen e mëtejshme të rezervave te konfirmuara të gazit natyror në botë. Lindja e Mesme është qartazi një lojtar i rendesishem me 43% te rezervave, ndersa Euroazia vjen e dyta me 30% të rezervave botërore të gazit natyror. Në Lindjen e Mesme, Irani dhe Katari janë vendet kryesore me më shumë se 30% te rezervave se bashku, ndersa ne Euroazi vendi dominant me pothuajse 17% të totalit të rezervave botërore të gazit natyror është Federata Ruse.

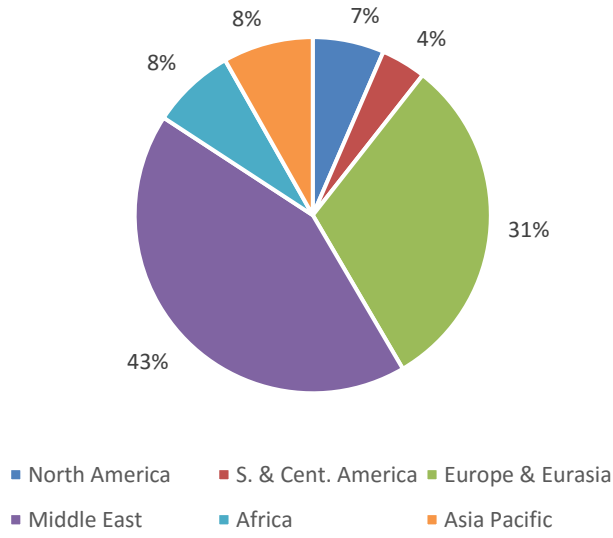


Figura 28: Shperndarja e rezervave te konfirmuara te gazit natyror ne bote (BP)

5.2 Rezervat natyrore ne rajonin e Kaspikut

Rajoni i Detit Kaspik është një nga zonat më të vjetra prodhuese të naftës në botë dhe është një burim i rëndësishëm i prodhimit të energjisë globale. Zona ka rezerva të konsiderueshme të naftës dhe të gazit natyror nga të dy depozitat në Detin Kaspik dhe ne zonen tokësore të pellgut te Kaspikut. Tradicionalisht një zonë e prodhimit të naftës, rëndësia e zonës se Detit Kaspik si prodhues i gazit natyror po rritet me shpejtësi. Vendet bregdetare te pellgut Kaspik janë Rusia, Azerbajxhani, Kazakistani, Turkmenistani dhe Irani.

Administrata Amerikane e Informacionit per Energjine (Energy Information Administration – EIA) ka vleresuar se ka 2.3 miliarde m³ gaz në rezervat e konfirmuara dhe ato te mundshme të rajonit te Kaspikut. Pothuajse 67% e rezervave të gazit natyror janë të vendosura 100 milje prane bregdetit. Fushat e naftës dhe gazit natyror ne Kaspik janë relativisht larg nga tregjet e eksportit, gje që kërkon infrastrukture me te shtrenjtë për të arritur në tregjet botërore.

Vështirësia në transportimin e burimeve të energjisë nga zona e Kaspikut do të thotë se projektet e mëdha, si ne fushën gazmbajtese Kashagan te Kazakistanit, kërkojnë sasi të mëdha të investimeve të huaja. Ujërat ne Detin Kaspik ngrijne periodikisht gje qe e rrit koston e projekteve në det të hapur. Kompanitë ndertuese duhet të përdorin kanale nga Deti i Zi për të lëvizur pajisjet e shpimit dhe mirëmbajtjes në zonat e prodhimit pranë Detit Kaspik.

Tabela 23 Rezervat e konfirmuara ne rajonin e Detit Kaspik (Administrata Amerikane e Informacionit per Energjine - EIA)

Shteti	Sasia e Gazit Natyror (trillion m³)
Azerbaixhani	1.44
Ne det	1.30
Ne toke	0.14

Iran	0.06
Ne det	0.03
Ne toke	0.03
Kazakhstani	2.94
Ne det	1.02
Ne toke	1.93
Rusia	3.09
Ne det	0.40
Ne toke	2.69
Turkmenistani	0.54
Ne det	0.25
Ne toke	0.28
Uzbekistani	0.20
Ne det	0.00
Ne toke	0.20
Rajoni I Kaspikut ne Total	8.27
Ne det	3.00
Ne toke	5.27

Historikisht, prodhuesve te naftës dhe gazit natyror nga rajoni i Kaspikut u ka munguar infrastruktura e mjaftueshme për eksportin e gazit. Vendet bregdetare kanë zhvilluar disa metoda për eksportet ndërkombëtare. Disa vende bashkëpunojnë së bashku per të zhvilluar kapacitetet e eksportit të naftës, ndërsa të tjerët përqëndrohen në tërheqjen e investimeve të mjaftueshme për të krijuar rrugët e tyre.

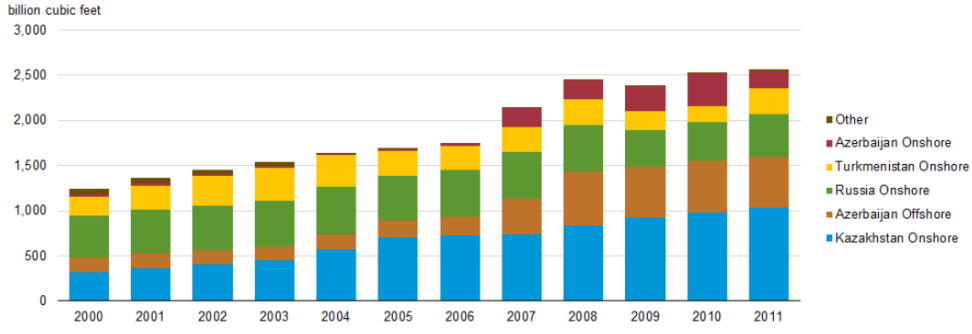


Figure 29 Prodhimi i gazit nga rajoni i Kaspikut ne vitet 2000-2011 (EIA)

Rrugët e eksportit të gazit natyror nga Kaspiku në drejtim te tregjeve evropiane aktualisht arrijnë deri në Turqi (fusha gazmbajtese e Shah Deniz-it) dhe deri ne Rusi (fusha e Dauletabadit), por mbas projekteve qe jane ne zhvillim e siper ato do te arrijne tregjet e Evropës Juglindore.

5.3 Burimet e brendshme ne Shqiperi

Shfrytëzimi i Gazit për përdorim industrial në Shqipëri daton nga viti 1963, një periudhë kur gazi i kondensuar nga Bubullima (Zona e Kallmit) u vu ne funksion.

Rezervat kanë shënuar një rënie që nga viti 1985 duke arritur një nivel minimal në vitin 1990.

Rezervat gjeologjike të gazit sipas studimeve në periudhën 1985 - 1990 janë 18.16 miliarde m^3, nga të cilat 13.25 miliarde m^3 jane gaz shoqerues i naftës (nga depozitat ranore dhe kalcike) dhe 4.91 miliarde m^3 jane gaz natyror (nga depozitat ranore). Deri në vitin 2013 jane nxjerre përafërsisht 12.50 miliarde m^3.

Nxjerrja e gazit natyror nga fushat e naftës dhe te gazit aktualisht drejtohet nga dy kompani koncesionare; Phoenix Petroleum dhe TransAtlantik (qe ishte më parë Stream Oil). Megjithatë, rrjedhja e gazit nga burimet e tyre ka ndaluar për arsye të ndryshme.

Fushat e gazit në zonen e Frakullës janë nën menaxhimin e Phoenix Petroleum. Këto burime janë aktualisht të mbyllura për shkak të mungesës së lidhjes me qendrën e mbledhjes-shperndarjes në Patos. Aktualisht fushat e naftës ne Cakran prodhojne mjaftueshëm gaz natyror për të mbuluar kërkesat e tanishme te konsumatorëve industrialë dhe private, dhe si rezultat nuk ka asnjë incentive për të përdorur gaz nga zona e Frakulles në këtë moment.

Fushat Frakulles mund të prodhojne deri në 4,000 m^3/ditë bazuar në të dhënat e mëparshme, kur ata nuk ishin nën pronësinë e Phoenix Petroleum. Megjithatë, është e rëndësishme të vërehet se pompimi i vazhdueshem nga këto burime çon në penetrimin e ujrave nentokesore. Këto burime janë brenda formacioneve gjeologjike Pliocenit, të cilat janë vendosur 500 - 550 m nën tokë, dhe janë të ndjeshëm ndaj penetrimit nga ujerat nentokesore. Si pasojë, është e nevojshme që të pezullohet pompimi çdo 2-3 muaj për të lejuar presionin e gazit te rritet dhe për të minimizuar penetrimin e ujrave nentokesore. Kjo çon në prodhim jo konstant gjatë periudhave të caktuara.

Fushat e Povelçes dhe Divjakës janë në pronësi të Phoenix Petroleum dhe janë aktualisht të mbyllura, për shkak të mungeses se kërkesës dhe për shkak të dëmeve të rëndësishme në tubacionin që i lidh ato me rrjetin.

Kompania TransAtlantik ka një marrëveshje koncesionare me Albpetrol-in për fushën e gazit në zonën e Delvines, e cila prodhon gaz te kondensuar. Kompania e ka nenshkruar këtë marrëveshje koncensionare në nëntor te vitit 2014. Sipas marreveshjes, TransAtlantik i jep Albpetrolit 50% të gazit falas, te cilin Albpetroli e transporton dhe e shet për Rafinerine e Ballshit. Gazi natyror i kesaj zone përmban 5-10% papastërti (H_2S), që do të thotë se ky gaz duhet te kaloje nëpër disa operacione pastrimi që jane te mundshme aktualisht nga rafineria e Ballshit.

Dy puse gazi ne Delvine janë aktualisht te taposur për shkak të problemeve teknike dhe për shkak se tubacioni i gazit per ne rafinerine e Ballshit është duke u riparuar nga Albpetrol. Një pus tjeter eshte duke u shpuar dhe po behet gati per prodhim, por puna është pezulluar derisa tubacioni për ne Rafinerine e Ballshit te jete riparuar. Riparimi i tubacionit planifikohet te mbaroje ne Janar të vitit 2016. Volumi i gazit qe mund ti dergohet rafinerise se Ballshit nga puset e Delvines mund te varioje nga 60.000 - 70.000 m^3/ditë.

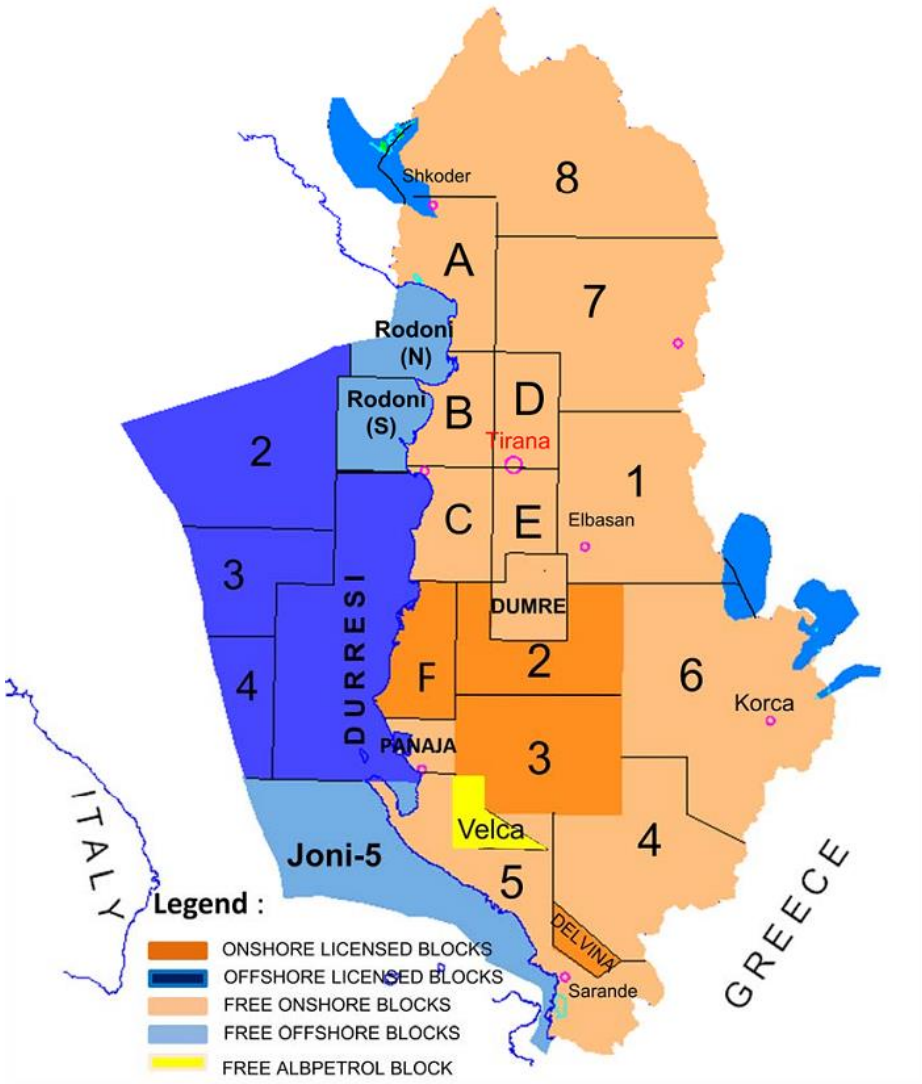


Figura 30 Blloqet e eksplorimit per burime natyrore (AKBN)

Agjencia Kombetare e Burimeve Natyrore (AKBN) promovon ofertat e eksplorimit të naftës dhe gazit. Në Maj te vitit 2015, Ministria e Energjisë dhe Industrisë urdhëroi fillimin e procedurave për marrëveshjety e hidrokarbureve, dhe AKBN publikoi një hartë të blloqeve të lira për eksplorim i cili përfshinte bllokun Joni-5 (në det të hapur), bllokun e Rodonit (në det të hapur), bllokun e Panajase, dhe Bllokun C.

Zonat e lira administrohen nga AKBN ose Albpetrol, të cilat mund të kontaktohen nga subjektet e interesuara. Ministria e Energjisë dhe Industrisë jep miratimin për fillimin e negociatave dhe për marrëveshjen përfundimtare. Pas rishikimit fiskal dhe

ligjor marrëveshja duhet gjithashtu të marrë miratimin përfundimtar nga Këshilli i Ministrave.

5.4 Burimet potentiale te furnizimit me gaz te lengshem

Shitjet globale te gazit te lengshem ne vitin 2014 ishin 241 milion ton që është një rritje prej 1.8%. Pesë importuesit më të medhenj ishin Japonia, Korea e Jugut, Kina, India dhe Tajvani. Ka 19 vende në botë qe eksportojne gaz te lengshem. Gati dy të tretat e kapacitetit të gazit te lengshem në botë perqendrohen në vetëm pesë shtete; Katar, Indonezi, Australi, Malajzi, dhe Nigeri. Katari i vetëm perballon një të katërtën e kapacitetit total te procesit te lëngëzimit.

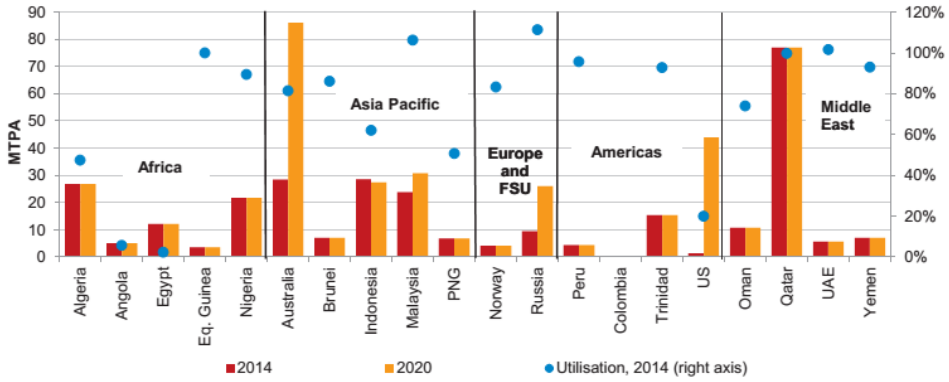


Figura 31: Kapacitetet e lengezimit sipas shteteve ne vitet 2014 deri 2020 (IGU)

Grafiku me siper tregon volumet ekzistuese te lengezimit sipas shteteve dhe projekteve qe jane ne proces ndertimi dhe qe priten te perfundojne brenda vitit 2020. Rrathet blu ne grafikun e mesiperm tregojne nivelin e perdorimit te terminaleve te lengezimit.

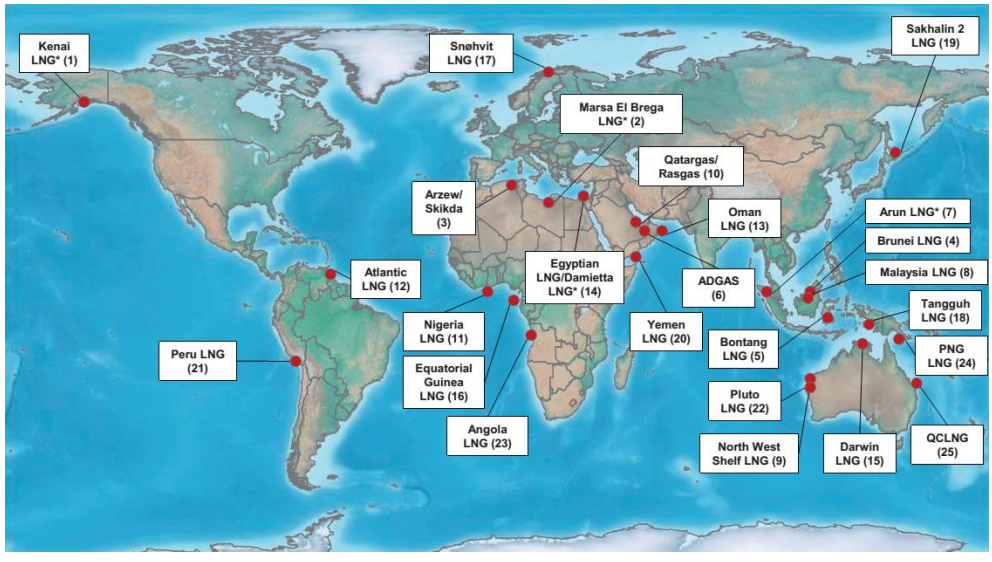


Figura 32 Harta globale e terminaleve te lengezimit

Ne harten e mesiperme paraqiten venndodhjet e terminaleve te lengezimit te gazit dhe perfaqsojne burimet e mundshme te furnizimit me gaz natyror te lengezuar.

Kapaciteti global i lëngëzimit ishte i qëndrueshëm per periudhën 2011 - 2013 dhe u rrit me 10.5 MTPA në vitin 2014, si rezultat i tri projekteve që u aktualizuan. Deri ne tremujorin të parë të vitit 2015, disa projekte me volum total prej 128 MTPA ishin në ndërtim e sipër, kryesisht në Australi dhe SHBA. Vetëm disa prej këtyre projekteve pritet të dorezohen brenda vitit 2015 për shkak të liberalizimit te parashikuar të tregut te gazit ne terma afatmesem dhe rritjen e vështirësive financiare për shkak të rritjes konkurrencës së çmimeve të naftës.

Pengesat rregullatore, të kombinuara me paqëndrueshmërine potenciale te superqendres Henry Hub dhe limitet e kërkesës globale per gaz, do ta kufizojne numrin e projekteve që do te perfundojne deri në fund të kesaj dekade.

Katari mbetet shteti me kapacitetet me te medha te lëngëzimit, por Australia pritet ta kalojë Katarin mbas vitit 2017 kur kapacitetet e saj te zgjerohen me 57.6 MTPA nepermjet projekteve qe jane në ndërtim e sipër. Gjatë gjithë vitit 2014 perdorimi i kapaciteteve te lengezimit ishte mesatarisht 81% i totalit prej 301.2 MTPA.

5.4.1 Rezervat e gazit ne Egjipt

Me rënien e prodhimit vendas të gazit natyror në Egjipt me një mesatare vjetore prej 3% nga viti 2009 deri në vitin 2012, dhe me 5% nga viti 2012 deri në vitin 2013, si dhe me rritjen e konsumit brenda të njëjtës periudhë, eksportet e gazit natyror ne Egjiptit, kanë pesuar rënie që nga viti 2009. Egjipti gjithashtu planifikon të fillojë importimin e gazit natyror në vitin 2014, kur te behet instalimi i një njësie rigazifikimi.

Që nga viti 2013 Egjipti ka rezerva te konfirmuara te gazit natyror prej 2.1 trilionë metra kub, të cilat paraqesin 1% të rezervave të përgjithshme globale.

Shumica e eksporteve te gazit te lengshem te Egjiptit (82%), drejtohen në Azi (Korea e Jugut, Japonia, Kina, India, dhe Tajvani).

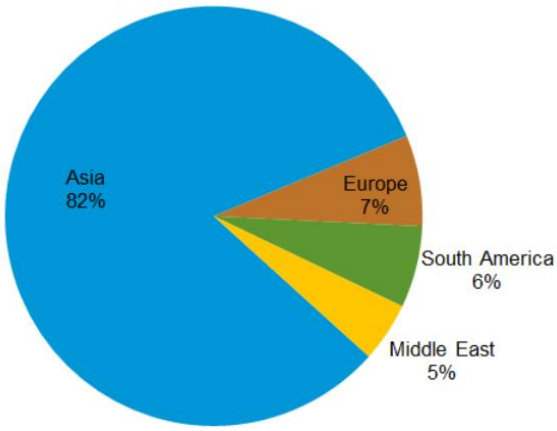


Figura 33 Eksportet e gazit te lengezuar nga Egjypti sipas destinacioneve ne vitin 2013 (EIA)

Egjipti ka dy terminale gazi te lengezuar me kapacitet të kombinuar prej rreth 12,7 milion ton në vit.

Në vitin 2013, Egjipti eksportoi 3.7 miliarde m³ gaz te lengezuar dhe i gjithi u eksportua nga terminali Egypt LNG (ELNG). Eksportet totale te Egypt LNG ishin pergjysmuar në vitin 2013 ne krahasim me vitin 2012. ELNG është operuar nga një ndërmarrje e përbashkët midis BG, Petronas, dhe GDF Suez. Ajo ka dy trena me një kapacitet të kombinuar prej 9.8 miliarde m³ ne vit dhe është e vendosur në Idku pranë Aleksandrise. Uzina e ELNG, e cila furnizohet me gaz nga nje koncesioni i operuar nga British Petroleum (West Delta Deep Marine offshore concesion - WDDM) ka funksionuar shume me poshte kapaciteteve te saj.

5.4.2 Rezervat e gazit natyror ne Algeri

Algjeria është prodhuesi kryespor i gazit natyror në Afrikë dhe furnizuesi dytë më i madh i gazit natyror në Evropë me rezervat e konfirmuara prej e 4.5 trilionë m³, të cilat përfaqësojnë 2.4% të rezervave të përgjithshme globale. Prodhimi i gazit natyror në vitin 2013 ishte 78.6 miliarde m³/vit. Algjeria besohet se ze vendin e trete në botë për burimet e gazit nga shisti argjilor. Keto rezerva jane vlerësuar në 20 trilion metra kub gaz dhe 5.7 miliardë fuçi naftë teknikisht te rikuperueshme nga shisti argjilor.

Algjeria eksportoi rreth 14 miliarde m³ gaz te lengezuar në vitin 2013 dhe dy herë më shumë nëpërmjet tubacioneve. Ne vitin 2012 më shumë se 90% e eksporteve të tubacionit Algjerisë u dërguan në Itali, Spanjë, dhe në vende të tjera evropiane, dhe pjesa tjetër u dërgua në Marok dhe Tunizi si pagesë per tarifen e tranzitit. Gjithashtu, më shumë se 90% e eksporteve të gazit te lengezuar te Algjerisë u dërguan në Evropë, kryesisht në Francë, Turqi, dhe Spanje, dhe pjesa tjetër u dërgua në tregjet në Azise dhe Oqeanise.

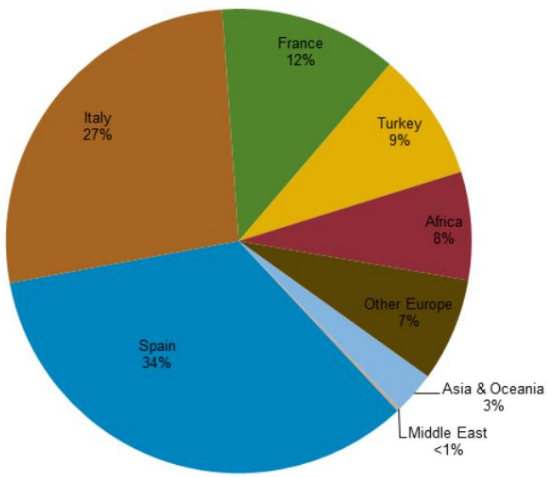


Figura 34 Ekporti i gazit te lengezuar nga Algeria sipas destinacioneve ne vitin 2013 (US EIA)

Në përgjithësi, eksportet e gazit natyror nga Algjeria kanë rënë gradualisht gjatë dekadës së kaluar, si pasoje e uljes se prodhimit dhe rritjes se konsumit të brendshëm. Pavarësisht infrastrukturës të re të eksportit dhe kapacitetit në rritje, eksportet e gazit te lengezuar nga Algjeria kanë rënë gjatë viteve të fundit. Algjeria po përballet me presionin për të rritur prodhimin e gazit natyror nepermjet projekteve të reja për të përmbushur kërkesën në rritje brenda vendit dhe për të përmbushur detyrimet kontraktuale afatgjata të eksportit te gazit natyror në Europë.

5.4.3 Rezervat e gazit natyror ne Qatar

Katari është eksportuesi më i madh i gazit te lengezuar në botë, me 24.7 trilion metra kub të rezervave konfirmuara të gazit natyror në fund të vitit 2013, i cili përbën 13.3% të rezervave botërore të gazit natyror.

Katari shpenzoi shumë vite në zhvillimin e burimeve e veta të gazit natyror - veçanërisht në fushat e gazit ne very, dhe në vitin 2012, Katari u be prodhuesi i dytë më i madh i gazit natyror në Lindjen e Mesme dhe prodhuesi i katërt më i madh në botë. Me kërkesën e tij relativisht të ulët per perdorim te brendshem, Katari është në gjendje të eksportojë pothuajse të gjithe prodhimin e tij te gazit natyror. Si i tillë, Katari ka qenë eksportuesi kryesor i gazit te lengezuar në botë që nga viti 2006, dhe është anëtar i Forumit të Vendeve Eksportuese të Gazit të (Gas Exporting-Countries Forum - GECF).

Katari eksporton rreth 85% të gazit të tij natyror si gaz natyror të lëngezuar (LNG), dhe ka qenë eksportuesi më i madh i gazit natyror të lëngezuar në botë që nga viti 2006.

Kapaciteti eksportues i Katarit per gaz te lengezuar është më i larti në botë me 77 milion ton në vit, dhe ndahet midis Qatargas (42 milion ton në vit) dhe RasGas (35 milion ton në vit). Keto kompani shtuan 5 nga 14 trenat e vendit në vitin 2009 dhe 2010. Treni i fundit, (Qatargas IV treni 7), u inagurua në janar te 2011 me një kapacitet prej 7.8 milion ton në vit.

Pjesa më e madhe e eksporteve te gazit natyror të lëngezuar te Katarit janë të destinuara për ne Azi (63%), ndersa 30% për tregun Europian dhe pjesa tjeter në tregjet e tjera.

5.5 Analiza dhe rekomandimet per kapacitetet e magazinimit te gazit ne Shqiperi

Ekzistojne potenciale per magazinimin e gazit natyror në Shqipëri. Albpetroli ka analizuar dy projekte alternative ne formacionet kripore të Dumrese dhe nje projekt ne fushene varfëruar te gazit në Divjakë. Të gjitha projektet janë në faze konceptuale.

Kompleksi kripor i Dumrese është një formacion gjeografik qe ze nje zone me siperfaqe prej 250 km². Depozitat e kripës jane me te medha në thellësine 2000 m. Formacioni gjeologjik siper ketyre depozitave është ne pergjithesi karstik dhe përbëhet nga gips dhe anhidrit. Depozitat e kripes arrijne deri në 6000 m. Vëllimi i depozitave te kripës arrin deri ne 1,400 km³. Ka dy alternativa per zhvillimin e depozitave ne kompleksin kripor të Dumresë: Alternativa Dumrea 1 dhe Dumrea 2.

Alternativa Dumreja 1

Alternativa Dumreja 1 supozohet të ketë një kapacitet pune prej 260 deri në 300 milionë metra kub dhe një normë tërheqje prej 1.29 milion m³ ne ditë. Investimi fillestar për alternativen Dumrea 1 është vlerësuar të jetë 68 milion euro.

Alternativa Dumreja 2

Alternativa Dumreja 2 është shumë më e madhe sesa alternativa Dumreja 1. Ajo mund të ketë një kapacitet pune prej 1 deri në 1.2 miliard m³ dhe një normë tërheqje preje 6 milion m³ ne ditë. Me një investim fillestar prej 73 milionë eurosh, alternativa Dumreja 2 ka koston më të ulët për metër kub. Fillimi i punimeve per krijimin e depove të gazit në Dumre mendohet te filloje në fund të vitit 2019.

Alternativa e Divjakes

Fusha gazmbajtese e Divjakes u shfrytëzua midis viteve 1960 dhe 1980 dhe tashme është praktikisht bosh. Në ketë periudhë kohore u prodhua përafërsisht 1.300 miliard m³ gaz natyror. Fusha Divjakes përbëhet nga 25 shtresa të ndryshme çdo 4 deri në 6 metra të trasha në intervalin prej 2,000 deri në 2,600 m, dhe nuk infiltrohen nga uji.

Me nje vëllim prej 60 milionë m³, depozita e Divjakes është mjaft e vogël. Shkalla e tërheqjes është 0.5 milion m³ ne ditë, dhe mund të sigurojë furnizimin vetem për 120 ditë. Me një investim prej 39 milionë euro (IBRC, 2010, S. 182), alternativa e Divjakes ka kosto relativisht të lartë për metër kub.

Për të analizuar nevojën potenciale për magazinim, optimizimi i volumit te duhur dhe kapacitetit ditor tërheqjes është kryer bazuar ne vitin mesatar dhe vitin me te ftohte në njëzet vitet e fundit. Optimizimi eshte kryer duke supozuar se furnizimi me gaz do të kontraktohet në një nivel konsumi vjetor të gazit që pritet të jete i shperndare ne mënyrë të barabartë gjatë gjithë vitit.

Kërkesa ditore e pikut te gazit është bazuar në parashikimin vjetor të kërkesës gazit dhe të grafikut te kohëzgjatjes së ngarkesës për familjet dhe shërbimet. Kërkesa e pikut ditor ndodh zakonisht gjate periudhes se dimrit në janar ose shkurt.

Kërkesat mesatare dhe te larta të gazit do të varen nga vëllimi i konsumit te gazit nga konsumatoret që varen nga temperatura (ekonomitë familjare dhe shërbimet), kurba e kohëzgjatjes së ngarkesës se ketyre konsumatoreve, temperatura ditore per vitin mesatar, temperatura ditore per vitin me frekuence statistikore një herë në 20 vjet, dhe struktura e aktuale dhe e pritshme e konsumit te gazit ne të ardhmen.

Për shkak të mungese se disponueshmërisë së të dhënave, viti mesatar dhe konsumi ditor është llogaritur bazuar ne kurben e ngarkeses se konsumatoreve te varur nga temperatura per Kroacine, ndersa temperaturat ditore per vitin mesatar, dhe per vitin me frekuence statistikore nje here në 20 vjet jane marre nga zona e Tiranës, e cila pritet të jetë tregu më i madh i vendit.

Sektorët e tjerë si industria, prodhimi i rrymes elektrike, rafinerite dhe konsumatorët qe nuk lidhen me prodhimin e energjisë kanë konsum relativisht konstant te gazit gjatë gjithe vitit.

Tabela 24 Kerkesat termike totale ne million m³

Konsumi	2020	2025	2030	2035	2040
Sezonal	895	1,030	1,179	1,331	1,479
Konstant	627	787	963	1,249	1,546
Total	1,522	1,817	2,142	2,580	3,025

Pjesa e konstante e konsumit ne Shqiperi eshte relativisht e ulet dhe pritet te rritet ne 50 % te konsumit termal total.

Në vitet me temperatura mesatare nevojat e magazinimit te gazit për kerkesat totale termike te Shqipërisë do të rriten nga 326 milion m³ në vitin 2020 në 539 milion m³ në vitin 2040. Kapaciteti i pikut ditor do të rritet nga 5.9 milion m³ ne ditë në vitin 2020 në 9.7 milion m³ ne ditë në vitin 2040.

Tabela 25 Volumet e nevojeshme per depozita gazi gjate viteve me temperature mesatare (ne milion m³)

		2020	2025	2030	2035	2040
CONSUMPTION (mcm)		**1,522**	**1,817**	**2,142**	**2,580**	**3,025**
	Seasonal	895	1,030	1,179	1,331	1,479
	Constant	627	787	963	1,249	1,546
STORAGE NEEDS	Volume (mcm)	326	375	429	485	539
	Capacity (mcm/day)	5.9	6.8	7.7	8.7	9.7

Ne vitin me frekuence statistikore një herë në 20 vjet, volumet e nevojeshme per depozita gazi do te rriten nga 331 milion m³ ne vitin 2020 ne 548 milion m³ ne vitin 2040. Kapaciteti ditor i pikut do te rritet nga 10.7 milion m³/dite ne vitin 2020 ne 17.7 milion m³/dite in 2040.

Tabela 26 Volumet e nevojeshme per depozita gazi gjate viteve me frekuence statistikore nje here ne 20 vjet (ne milion m³)

		2020	2025	2030	2035	2040
CONSUMPTION (mcm)		**1,522**	**1,817**	**2,142**	**2,580**	**3,025**
	Seasonal	895	1,030	1,179	1,331	1,479
	Constant	627	787	963	1,249	1,546
STORAGE NEEDS	Volume (mcm)	331	381	436	493	548
	Capacity (mcm/day)	10.7	12.3	14.1	15.9	17.7

Alternativa Dumreja 2 ofron volum te madh, por ka kapacitet shume te vogel terheqje per kerkesat magazinuese te konsumit total termik.

5.5.1 Rekomandimet per menaxhimin e ngarkesave

Ne kete studim u krye një ekzaminim i masave per zbutjen e pikut dhe magazinimit sezonal. Shqipëria mund të zhvilloje kapacitetet e veta te magazinimit ose te marre me qira depozitat Kroate, nese implementohet gazsjellësi IAP dhe në qoftë se Shqiperia do të furnizohet me gaz nga Kroacia.

Një menyre për te zbutur pikun eshte instalimi i nje sistemi propan-ajër (LPG-Air) në qendrat më të mëdha të konsumit. Sistemi propan-ajër është në thelb gaz sintetik natyror që është formuar nga përzierja e avujve te propanit me ajrin. Pas bashkimit krijohet një përzierje homogjene që mund të përdoret si një zëvendësues i drejtpërdrejtë i gazit natyror në të gjitha proceset e djegies. Një stacion tipik propan-ajër per zbutjen e pikut përbëhet nga kontenieret e magazinimit te gazit propan te lengezuar (LPG), nje stacion shkarkimi te kamioneve, disa pompa transferimi, vaporizues te propanit, kompresorë ajri, perzieres te propanit me ajrin, pajisje per matjen e fluksit te gazit, pajisje per matjen e vlerave kalorifike, dhe kontrollues te sistemit.

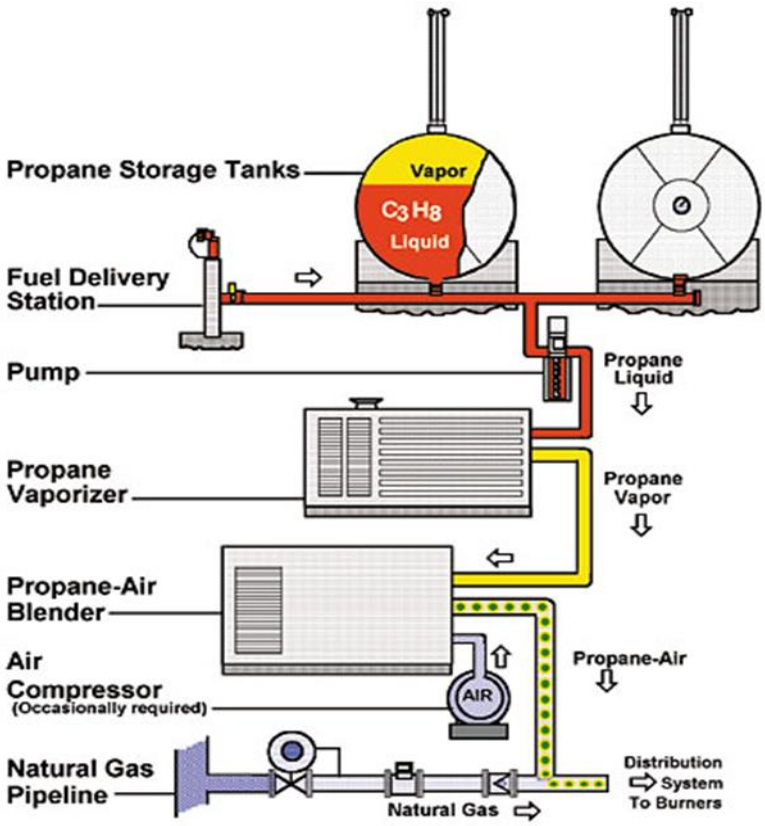


Figura 35 Skeme e stacionit propan-ajer te zbutjes se pikut

Nuk ka ne kete moment asnje lloj infrastrukture të rrjetit të gazit te lengezuar që do të mund të integrohej potencialisht në infrastrukturën e re te gazit natyror në Shqipëri. Në këtë stad të studimit nuk dihet në cilat qytete do të zhvillohet sistemi i shpërndarjes së gazit, dhe ku do të jetë kërkesa aktuale me gaz, kështu që nuk mund te jepen rekomandime në lidhje me madhesine e stacioneve te perzierjes apo vleren e investimit.

Ajo qe mund të pritet eshte që gazi natyror të zëvendësojë se pari propanin (gazin e lengezuar nga nafta) si lëndë djegëse në zonat ku rrjeti i shpërndarjes së gazit ekziston meqe ky i fundit eshte burimi shtrenjte i energjise. Me pas do te zevendesoje lëndët e tjera djegëse. Kontenieret e gazit te lengezuar te naftes ne sektoret e industrise dhe sherbimeve mund të përdoren si karburantit dytesor dhe shpesh do të jetë një zgjidhja më e lirë për zbutjen e pikut.

Përdorimi i perzierjes propane-ajer per sektoret e industrise dhe kompanite e medha te shërbimeve për menaxhimin e pikut eshte një zgjidhje e mire. Mirepo, një nga pengesat sidoqofte, është diferenca në çmim midis propanit dhe gazit natyror. Prandaj, përdorimi i ketyre lendeve djegese duhet te rregullohet në një nivel kontraktuale nga kompanitë e gazit. Në mënyrë që të shfrytëzojë plotësisht perdorimin e dyfishtë është e rekomandueshme që kompania e gazit të jetë përgjegjëse për ofrimin e karburantit të dytë në kaldajat ose bolieret e industrivete medha, dhe çmimet për naftës dhe propanit te lengezuar të jenë me te njëjtin çmim me gazin natyror. Kjo natyrisht nenkupton një rritje të çmimit mesatar të gazit apo rritja e çmimeve gjatë dimrit për të përmbushur këtë kosto shtesë. Kompania e gazit do të duhet të vendosë se kur dhe ku të filloje shkembimin e lëndëve djegëse alternative.

Paketimi i gazit brenda tubacionit te TAP dhe ne rrjetin e tubacioneve te tjera derisa gazsjellesi të arrijë potencialin e plotë në fazat e mëvonshme do të jetë nga pikëpamja e investimit zgjidhja më e lirë. Kjo do të thotë se kompania e transmetimit mund të përdore hapesiren e brendshme të tubacionit duke e reduktuar presionin e tubacionit nga 50/75 bar në një nivel minimal gjatë dimrit. Për të kontrolluar paketimin e gazit brenda linjes se tubacionit eshte e nevojeshme instalimi i një sistemi SCADA.

Gazi natyror i lengezuar mund të përdoret për rrafshimin e pikut, dhe kjo mund te behet ose duke u bazuar në importin e gazit natyror te lengezuar ose duke u bazuar në ruajtjen lokale te gazit natyror te lengezuar, ku gazi është kondensuar gjatë periudhës së verës. Terminali Eagle LNG mund të jetë nje vend i mundshëm i magazinimit.

Përdorimi i një strukture tarifore me stimuj të larta që të përdorin gazin gjatë periudhave me konsum të ulët dhe çmimet e larta respektivisht gjatë periudhave të pikut do të ishte zgjidhja më me pak kosto për reduktimin e ngarkesave të pikut. Për konsumatorët individualë, një tarifë më e lartë gjatë dimrit do të inkurajojë kursimin e energjisë, ose duke reduktuar pakez temperaturën apo nivelin e komfortit, ose duke investuar në izolimin e banesave.

5.5.2 Vërejtjet dhe rekomandimet përmbyllëse

Për shkak të faktit se llogaritja lidhur me ruajtjen dhe menaxhimin e ngarkesës duhet të kryhet pas optimizimit ekonomik të zhvillimit të rrjetit të transmetimit të gazit dhe shpërndarjes, rekomandimet që lidhen me masat qe duhen marre, volumet e magazinimit dhe kohëzgjatjet e ngarkesave nuk mund të jepet këtu. Pas percaktimit te dinamikës e transmetimit të gazit llogaritja e nevojave magazinimit do të jetë me e rafinuar dhe do te përfshihet në master planin e gazit.

Rrjeti i gazit duhet te ndertohet në zonat ku është ekonomikisht e mundshme, dhe aty ku rezulton se kërkesa e gazit do të jetë shumë më e ulët se kërkesat totale termike të përfaqësuara sipër. Kjo eshte vecanerisht e rendesishme per konsumatoret sezonale, konsumi i te cileve do te rritet gradualisht dhe qe lidhen nepermjet rrjetit te shperndarjes se gazit.

6 Ekonomia e furnizimit me gaz natyror

6.1 Bazat e vleresimit të çmimeve të gazit ne rrafsh nderkombetar

Ketu do te pershkruhet shkurtimisht politikat e percaktimit të çmimeve të gazit ne nivel nderkombetar, si edhe efektet që ajo ka ne konkurueshmerine e gazit natyror (për shembull gazi natyror i indeksuar me naftën nuk duhet të ndikojë në konkurueshmerine e gazit me lendët e tjera djegese qe jane gjithashtu te indeksuara me naftën).

Zbulimi i një fushe gjigande të gazit në Groningen të Holandës në vitin 1959 shenoi fillimin e përdorimit në shkallë të gjerë të gazit natyror, jo vetëm në Holandë, por permes eksporteve, në gjithe pjesën veriperëndimore të Evropës kontinentale. Të gjitha importet në shkallë të gjerë të gazit në dekadat e mëvonshme, që pasuan importet Hollandeze, nga Rusia, Algjeria dhe Norvegjia, u ndikuar fuqimisht nga politikat e çmimeve që ishin krijuar për eksportet Holandeze të gazit. Të njohur në mënyra të ndryshme si Parimi i Groningenit, Parimit i vlerës së zëvendësimit, Parimi i vlerës së tregut, si dhe Parimi i vleres neto mund ti atribohen ministrit holandez të Ekonomisë JW de Pous në fillim të viteve 1960.

Koncepti i vleres neto te gazit (Netback Market Value)

Vlera neto e gazit për një klient të veçantë në kufirin hyres është përcaktuar si më poshtë:

Fitimi Neto =	Çmimi i shpernarjes se karburantit më të lire te klienti. (duke perfshire taksat) i axhustuar per diferencen ne efiçense ose kostos per te permbushur standartet ose kufizimet mjedisore;
minus	Koston e transportit të gazit nga kufiri te klienti;
minus	Koston e magazinimit të gazit dhe koston për të plotesuar oshilacionet sezonale dhe ditore te kerkeses se klientit;
minus	Taksat qe mund te jetë aplikuar per gazin.

Mesatarja e ponderuar e vleres neto e te gjitha kategorive te klientit perdoret si baze per negocimin e çmimit te gazit në kufirin hyrës.

Koncepti i vleres neto mbeti forma kryesore e percaktimit te çmimeve të gazit në kontratat afatgjata europiane deri në vitet 2000, edhe pse në fund të dekadës ky parim po vihej nën presion. Megjithatë, kur filloi te perdorej si metode, kritika e vetme e rëndësishme vinte nga Odell, i cili që nga fillimi i epokës se gazit holandez, argumentonte se kostoja e industrisë se gazit ishte e ulët dhe kjo metodë ishte projektuar për të siguruar fitime të larta për një numër relativisht të vogël aktorësh ne treg (duke përfshirë shtetin holandez).

Me perdorimin e gazit, pothuajse ne çdo vend, gazi po zëvendësonte naften dhe produktet e saj (të cilat furnizoheshin po nga te njëjtat kompani qe ishin të përfshira në prodhimin gazit). Prandaj, ishte e nevojshme per keto kompani qe çmimi I gazit të ishte mjaftueshmerisht i lartë të për të kompensuar humbjet e tyre ne tregun e naftës, por njekohesisht mjaftueshmerisht i ulët për ti mbajtur konsumatorët te lidhur mbas gazit, dhe ti parandalonte konsumatorët te perdornin përsëri produktet

e naftës. Çmimi i gazit, pra, është bazuar në produktet e naftes, me raport midis gazit dhe naftes 50 me 50 ose 60 me 40, respektivisht.

Një tipar i veçantë i kontratave holandeze, sidomos para se shumë vende evropiane te zhvillonin kapacitetet e magazinimit, ishte një fleksibilitet relativisht i lartë ditor dhe vjetor në mënyrë që të perballoheshin ndryshimet sezonale në kërkesë (me fjalë të tjera, ndryshimet e lidhura me temperaturen). Kjo ishte e mundur për shkak se (me përjashtim të Italisë dhe Zvicrës), gazi holandez udhëtonte vetëm në distanca të shkurtra per te arritur tregjet e eksportit. Për këtë arsye, kontratat përmbanin një pagese per kapacitetin, përveç pageses se mallit (gazi), e cila reflektohej ne nivelet e larta të fleksibilitetit ditor dhe sezonal të cilat ishte në gjendje të ofronte gazi holandez. Të gjitha kontratat e tjera (norvegjeze, ruse, dhe algjeriane) përmbanin një klauzolë "merr-ose-paguaj", e cila i kërkonte blerësit për të marrë ose te paguanin një vëllim minimal të gazit, zakonisht 85 për qind te sasise qe pritej të merrej brenda nje viti sipas kontrates. Në ndryshim nga hollandezet, këta eksportues e transportonin gazin ne distanca shumë më të gjata dhe kishin nevojë për kapacitete te medha ne menyre qe të siguronin nga bankat kredite e nevojeshme për zhvillimin e fushave te gazit, gazsjellesve, dhe terminaleve qe ishin të nevojshme për prodhimin dhe transportin e gazit.

Historikisht, gazi eshte tregtuar në europën kontinentale sipas kontratave afatgjata (15-25 vjeçare) ku çmimi i gazit ka qene i indeksuar me çmimet e produkteve të naftës. Në gjashtë tregjet e madhore te te gazit te europes kontinentale, justifikimi për lidhjen e çmimeve të gazit me ato të produkteve të naftës filloi të dobësohej gjatë viteve 1990, një proces i cili vazhdoi edhe gjatë viteve 2000. Arsyetimi origjinal që perdoruesit fundor mund te zgjidhnin midis perdorimit te gazit dhe naftës, dhe do ta zgjidhnin në këtë të fundit, nëse u jepej një nxitje e çmimeve për ta bërë këtë, ishte i justifikueshem kur mekanizmi i indeksimit te çmimeve të gazit me produktet e naftës u krijua në vitet 1970. Por një kombinim i disa faktoreve si:

- eliminimi virtual i produkteve të naftës nga shumë sektorë të palëvizshem të energjisë;
- kostoja dhe inkovenienca e mirëmbajtjes se pajisjeve të naftës;
- stoqet e konsiderueshme të produkteve të naftës;
- dalja ne treg e pajisjeve moderne te djegies se gazit me efikasitet mjaft me te larte se nafta;
- forcimi i standardeve mjedisore në lidhje me emetimin e gazrave helmues, veçanerisht me permbajtje sulfuri dhe oksid azoti;

e beri logjikimin original gjithnje e me te pajustifikueshem, veçanerisht ne Evropen veriperendimore. Nuk kishte sens komercial qe konsumatoret fundore te instalonin pajisje te reja qe punojne me nafte, me perjashtim te faktit kur ata nuk kishin akses ndaj gazit.

Gjatë viteve 2008-2012, ndersa hendeku mes çmimeve të bazuara ne superqendrat e gazit dhe atyre të indeksuara me naftën luhatej, arsyetimi për

mbajtjen çmimit gazit të indeksuar me ate te naftës u zëvendësua nga arsyetimi se kushtet e ofertë-kërkesës mbas vitit 2008 ishin të një natyre të përkohshme, për shkak të recesionit ekonomik, dhe se çmimet e bazuara ne superqendrat e gazit dhe atyre të indeksuara me naftën do të "ribashkoheshin" deri në vitin 2012. Për më tepër, u argumentua se nuk kishte në dispozicion mekanizëm tjetër më të përshtatshem per te percaktuar çmimet. Më specifikisht, argumentohej se superterminalet e gazit të lengezuar ne Evropë nuk kishin likuiditet te mjaftueshem dhe ishin te prirura për tu manipuluar nga lojtaret e tregut te gazit. Per kete arsye ato nuk mund te konsideroheshin një referencë e përshtatshme çmimi. Ky kapitull trajton këto argumente, duke u përqendruar në zhvillimet komerciale që kane filluar te marrin forme qe nga viti 2008, dhe gjendjen e tranzicionit në lidhje me çmimet dhe kontratat.

Periudha që nga fundi i vitit 2008 ka shenuar fillimin e politikes se “dy-çmimeve", ose çfarë mund të quhet më saktë politika e "çmimit hibrid", te tregut te gazit. Kjo është e ilustruar nga tri forma të ndryshme të vendosjes se çmimeve:

- Çmimi i blerjes bazuar në kontratat afatgjata gjermane kryesisht me Gazpromin, Statoilin dhe Gasterren siç përcaktohet nga formulat në ato kontrata te indeksuara në çmimin e naftës;

- BAFA, ose çmimi mesatar për të gjitha importet e gazit ne Gjermani, qe raportohet çdo muaj nga Zyra Federale Gjermane e Ekonomisë dhe Kontrollit të Eksporteve. Duke pasur parasysh konfidencialitetin në biznesin europian të gazit, kjo është i vetmi çmim transparent zyrtar qe kemi në dispozicion për kontratat afatgjata te gazit te indeksuara me çmimin e naftës;

- Çmimi i bazuar në superterminalin Pika Kombëtare e Balancimit (National Balancing Point - NBP) në Mbretërisë e Bashkuar.

Deri në mes të vitit 2009, kontratat afatgjata gjermane dhe çmimet BAFA ishin shumë të ngjashme, gje qe tregon se vetem sasira te vogla gazi u importuan në Gjermani qe nuk ishin te indeksuara me çmimin e naftës. Megjithatë, nga mesi i vitit 2009, një hendek u krijua midis të dy çmimeve të cilat, edhe pse luhatshme me kalimin e kohës, tregojne se çmimet BAFA kane rënë ndjeshëm nën nivelin e çmimeve te indeksuara me çmimin e naftës.

Çmimi i Pikes Kombëtare te Balancimit - NBP (i cili është zakonisht i përafërt me çmimet e superterminaleve të tjera te Europes veriperendimore si TTF, NCG, GASPOOL, Zeebrugge, PEG, etj.) ndryshoi ndjeshëm nga çmimet e lidhura me naftën në fund të vitit 2008 dhe ky ndryshim vazhdoi të rritet gjatë vitit 2009. Ne i kthehemi çështjes së lidhjes në mes të çmimeve te superqendrave ndryshme më poshtë.

Ndërsa kompleksiteti i komponentëve të çmimit të gazit në Europë, me sakte axhustimet tremujore, shkaktuan disa probleme në periudhën para vitit 2008, negociatat pas kesaj date janë bërë mjaft më të vështira, pjesërisht për shkak të evolucionit të çmimeve të ndryshme, por edhe për shkak të "globalizimit" te tregut te gazit dhe tregjeve të tjera energjisë. Kjo do të thotë se luhatjet ne kërkesat e

furnizimit, dhe çmimet e gazit dhe mallrave të tjera të energjisë, si brenda Europës dhe gjetkë në botë, kanë efekte shumë më të menjëhershme në çmimet e gazit se më parë. Disa shembuj gjatë periudhës 2008-12 kanë qenë:

- në Azi, ku kërkesa per gazi te lengezuar e Japonise, Koresë, dhe Tajvanit u ra ne menyre drastike në vitin 2009, por u rikthye fuqishem në vitin 2010. Kërkesa në tregjet e reja të Kinës dhe Indisë u ndikua më pak nga recesioni;

- katastrofa bërthamore në Fukushima të Japonisë, e cila rriti ndjeshëm kërkesën për gaz te lengezuar në atë vend, dhe qe mund të ketë ndikim afatgjatë ne kerkesat per gaz dhe per energji elektrike në vendet e tjera (duke përfshirë ato europiane);

- zhvillimet politike në vendet e Afrikës Veriore ("Pranvera Arabe") e cila nderpreu eksportet e gazit nga Libia për pjesen me te madhe te vitit 2011;

- zhvillimi i papritur i shpejtë dhe jokonvencional i prodhimit te gazit nga shisti argjilor në Amerikën e Veriut që çoi ne rënien shume te konsiderueshme te çmimeve ne superterminalin Henry. Prodhimi nga shisti argjilor uli importet e SHBA ne gaz te lengezuar dhe per me teper rriti eksportet amerikane te gazit te lengezuar nga viti 2010 e ketej;

- luhatjet e konsiderueshme në çmimet ndërkombëtare të qymyrit të cilat shkaktuan luhatje ekuivalente në kërkesën e gazit, veçanërisht në sektorin e gjenerimit të energjisë;

- në një masë më të vogël (dhe kryesisht për konsumatorët qe gjenerojne energji elektrike), luhatjet në çmimet ndërkombëtare të qymyrit çuan ne ndryshtime te raportit te fitimeve nga gazi ne krahasim me ato nga qymyri (“spark spread” vs “dark spread”).

E gjithë kjo ka bërë që, duke filluar nga viti 2008, mjedisi në të cilin kanë operuar kompanitë europiane te gazit ti nenshtrohej ndikimeve te reja (dhe të vështira për tu parashikuar), që kane komplikuar formulimin e thjeshte te çmimit te gazit te indeksuar nga nafta.

Argumenti qe behet keto kohe është se çmimi i gazit ne Europe nuk ka pse të jete i lidhur me çmimin e naftës. Eshte e udhes qe çmimi i gazit të pasqyroje saktë ndryshimet e kushteve te kerkese-ofertes, dhe vendosja e çmimeve nga superterminalet e gazit perfaqson nje pasqyrim te këtyre kushteve. Ky është kryesisht një argument per riformulimin e çmimeve te gazit dhe adoptimin e një mekanizmi që reflekton më mire dhe me shpejtësi ndryshimet e vazhdueshme te kerkese-ofertes në tregjet europiane të gazit. Megjithatë, ky argument shpesh interpretohet si perpjekje për të mnajtur çmimet e gazit me te ulta se çmimet e naftës. Me fjale te tjera çmimet e tregut nenkuptojne çmime te “ulta”. Duke konsideruar faktin se çmimet e gazit nga superterminalet ne periudhen qe nga viti 2008 kane qene deri 50% me lire se ato te indeksuara me naften, ky interpretim ngjan i pranueshem, por gjithsesi nuk nenkupton se eshte fondamentalisht korrekt.

Prandaj është e rëndësishme që të qartësojme se propozimi per te levizur nga çmimet e indeksuara me naften ne çmimet e tregut nuk do te thote se ky i fundit do të jetë gjithmonë më i ulët. Sidoqofte, argumentimet kryesore janë se:

- Kushtet ne tregun e gazit (jo ne ate te naftes) duhet te percaktojne çmimet e gazit;

- Çmimet e gazit dhe naftes nuk duhet te “ribashkohen” sepse dinamikat e kerkese-ofertes se tyre jane fondamentalisht te ndryshme. Sidoqofte, kjo nuk nenkupton se çmimet e naftes nuk kane fare ndikim ne percaktimin e çmimeve nga superqendrat e gazit;

- Duhet te kete nje sistem te vetem te percaktimit te çmimeve te gazit dhe jo sistemi hybrid qe filloi te perdoret mbas vitit 2008;

- Bashkëekzistenca e dy politikave per percaktimin e çmimit te naftes, (indeksimi me naftën ose bazuar ne ofertat e superterminaleve te gazit) është e paqëndrueshme. Politika bazuar ne superterminalet është treguesi më i mirë qe kemi në dispozicion i kushteve te ofertes dhe kërkesës në tregun e gazit.

Per sa kohe qe percaktimi i çmimit te gazit në Europën veriperëndimore behet gjithnje e me shpesh duke u bazuar ne superterminalet, kjo do të ketë një ndikim pan-europian, i cili do të jetë rritet me tej nga furnizimet shtesë me gaz te lengezuar dhe nga ndertimet e gazsjellesve te rinj midis vendeve te ndryshme.

Teorikisht, dallimet në çmim ndërmjet superterminaleve në të njëjtin rajon duhet të reflektojnë vetëm ndryshimet e kostot se transportit ndërmjet tyre. Megjithatë, në vitin 2012, nuk mund te parashikohet se kur do te jene kushtet qe kjo te jete e mundur në shkallë pan-europiane, për një numër arsyesh. Siç u diskutua më sipër, shumë superterminale në Europen veriperendimore ende mund të konsiderohen si ne zhvillim e siper dhe ende nuk janë të harmonizuara në mënyrë të përkryer, edhe pse, siç tregon figura më poshtë, çmimet jane bërë me te korrelueshme pas vitit 2012.

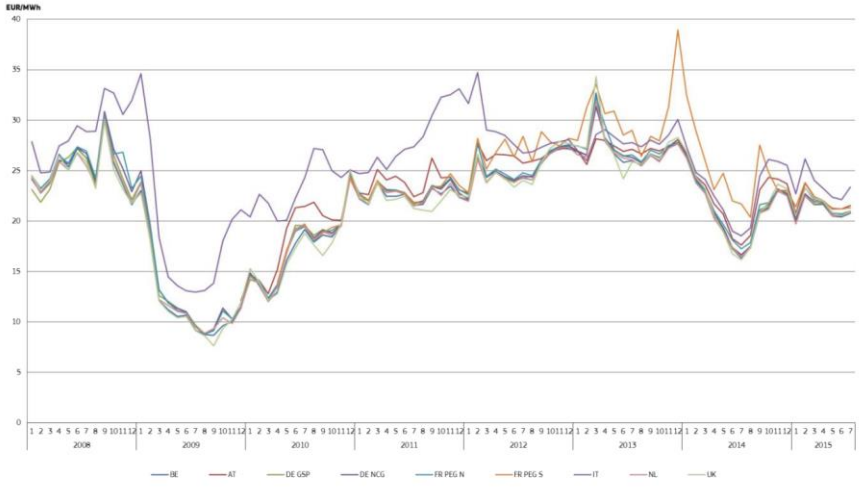


Figura 36 Çmimet me shumice te gazit ne superterminalet e Bashkimit Europian

Ndryshimi në mes çmimit me te larte dhe më të ulët në Europën Veriperëndimore ka qenë mesatarisht vetëm rreth 2 Euro/MWh gjatë vitit 2013 dhe 2014. Kjo konvergjencë çmimi është rezultat i integrimit të tregut ku përmirësimi i kapaciteteve transportuese ka lejuar qe sinjalet e çmimeve nga superterminalet e mëdha në Evropën Veriperëndimore të perçohen ne terminalet e Evropës qendrore dhe jugore.

Në vende të tjera në Evropës, superterminalet janë më pak të avancuara, ose janë ende duke u krijuar. Nga fillimi i vitit 2011, Kroacia është furnizuar me gaz kryesisht nga Italia (jo nga Rusia), dhe ka ndertuar një gazsjelles te ri me Hungarine e cila nga ana saj ka një gazsjelles te ri me Rumaninë. Mbas vitit 2015, keta gazsjelles do të lejojnë gazin e lengezuar qe vjen ne Greqi të dërgohet në një sërë vendesh të Europës jugore dhe qendrore deri në veri të Austrisë; ose anasjelltas nga superterminali CEGH drejt Greqise. Këto shembuj japin një ide se si gazi mund të rrjedhe midis vendeve, nese jepen stimujt e duhur të çmimeve. Edhe pse në Europën qendrore dhe juglindore këto zhvillime janë ende ne zhvillim e siper, asnje vend nuk deshiron të mbetet i përjashtuar nga mundësia e aksesit ndaj gazit natyror me çmime te arsyeshme dhe nga një shumëllojshmëri më e madhe e burimeve te gazit. Kjo do të jetë një ambient në të cilin çmimi do te bazohet ne ndryshimet specifike ne tregun e gazit.

Gjatë viteve 2010, ligjet evropiane të energjisë dhe konkurrencës kanë krijuar nje tendence ne rritje drejt aksesit efektiv nga palët e treta, privatizimit te kompanive shteterore (unbundling), dhe mbikëqyrjes rregullatore. Këto zhvillime, të kombinuara me eliminimin e klauzolave te destinacionit kane transformuar plotësisht kontekstin rregullator dhe konteksin në të cilën operojne kontratat e mallrave. Dy zhvillime ishin themelore për këtë ndryshim kontekstual; mundesimi i aksesit te palës së tretë, dhe dalja ne treg e superterminaleve me çmime transparente të cilat mund të aksesohen lehtësisht online nga çdo konsumator. Deri në fillim të vitit 2012, shumica e konsumatorëve në shumicën e shteteve anëtare të BE-së gjithnjë e më shumë kane patur mundesine te zgjedhin alternativa te ndryshme furnizimi, qe ka çuar ne rritjen e konkurrences midis furnizuesve, veçanërisht në sektoret jo-rezidenciale.

6.2 Çmimet nderkombetare te gazit natyror

Në vitin 2014 konsumi i gazit në BE u ul me 10% me uljen e importeve ruse, veçanërisht në gjysmën e dytë të vitit 2014, i nxitur edhe nga një rënie 40% e fluksit nga rruga sllovake. Megjithëse importet norvegjeze u rriten, Rusia ende eshte furnizuesi kryesor me gaz për BE-në, dhe Rusia me Norvegjinë perbejne se bashku 80% të importeve të përgjithshme të BE-së, nga 64% qe ato te dyja kishin në vitin 2010.

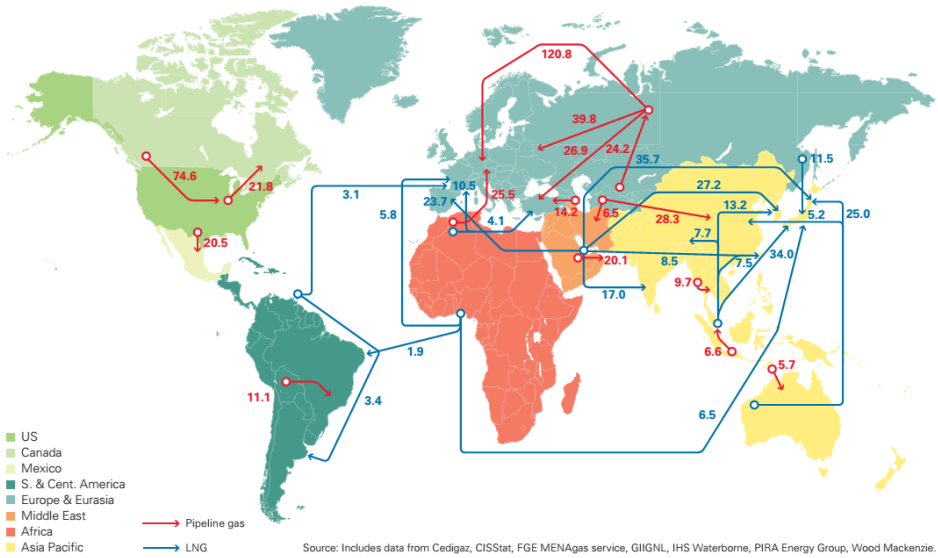


Figura 37 Flukset madhore te tregtise se gazit natyror ne vitin 2014 (ne miliarde m³)

Kërkesa e dobët dhe çmimet në rënie në Azi e bëri Evropën një destinacion më tërheqës për ngarkesat gazit te lengezuar. Si rezultat, pas tre vitesh rënie, importet e gazit te lengezuar u rriten me 10% në tremujorin e fundit të vitit 2014. Në bazë vjetore, importet e gazit te lengezuar u ulen me 3%, por në Mbretërinë e Bashkuar u importua 20% më shumë se në vitin 2013.

Figura më poshtë tregon dinamikën e çmimeve kufitare te gazit natyror nga eksportuesit kryesorë të BE-së (Norvegjia, Rusia, dhe Algjeria). Gjatë vitit 2014, deri në muajin gusht, kishte një rënie të çmimeve, me rënien e theksuar të gazit Rus në Republikën Çeke.

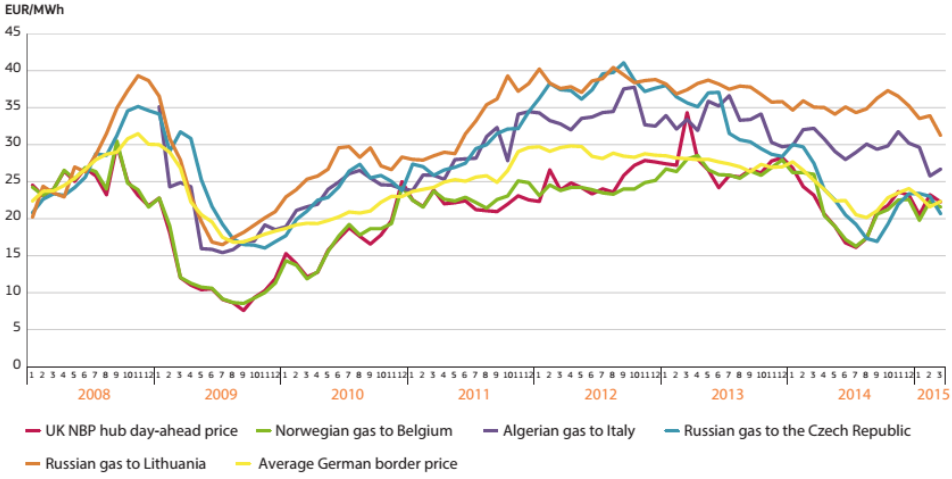


Figura 38 Krahasimi i çmimeve me shumice te gazit ne BE (EU Quarterly Report on European Gas markets)

Figura tregon konvergjencën midis gazit Norvegjez qe shkon në Belgjikë dhe superterminalit NBP në Mbretërinë e Bashkuar. Ka edhe relacion pozitiv në mes të çmimeve Gjermane dhe çmimeve te superterminalit NBP, e cila ka qene e pranishme qe nga fundi i vitit 2012.

Dallimet midis çmimeve ndërkombëtare të gazit janë reduktuar në vitin 2014, gje do të thotë se çmimet e gazit te lengezuar nga Azia dhe superterminalit NBP ne Mbretërinë e Bashkuar mbi çmimin e superqendres Amerikane Henry Hub kanë rënë. Megjithatë, diferenca mbetet thelbësore, dhe çmimi i gazit te lengezuar Japonez ishte 3 herë më i larte dhe çmimi in NBP-se ishte 2 herë më i larte se Henry Hub në fund të vitit.

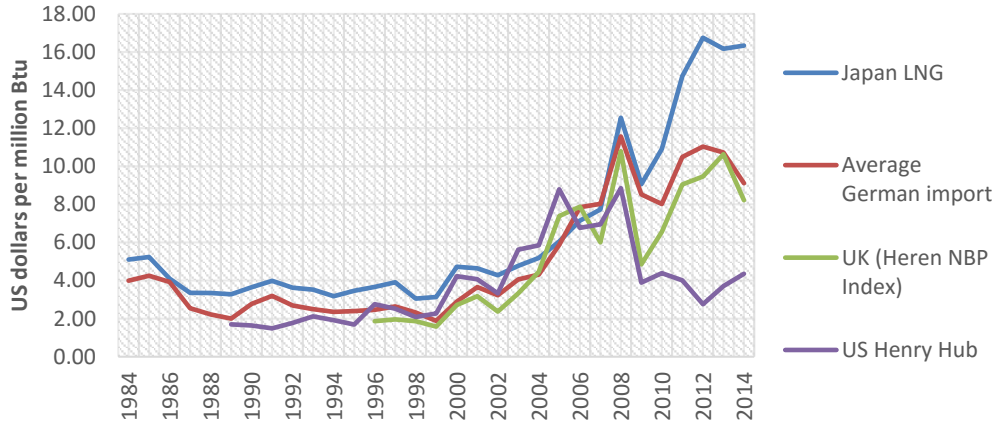


Figura 39 Çmimet historike te gazit natyror

Konsumi i gazit dhe importet neto të gazit në BE kane rënë përkatësisht me 14% dhe 9% në nëntë muajt e parë të vitit 2014 në krahasim me të njëjtën periudhë të vitit 2013. Konsumi ra në të gjitha shtetet anëtare, dhe uljet më të madhe ndodhen në Estoni (31%) , Gjermani (30%) dhe Sllovaki (40%). Pjesa më e madhe e kësaj rënie rezultoi nga një moti jashtezakonisht i butë në gjysmën e parë të vitit 2014, krahasuar me një dimër jashtëzakonisht të ftohtë dhe pranvera e vitit 2013.

Përdorimi i gazit per prodhimin e energjisë vazhdon të bjerë, si pasoje e stanjacionit ne konsumin e energjisë elektrike, konkurueshmerise se ulet te gazit ne krahasim me lëndët e tjera djegëse dhe rritja e lendeve djegese te rinovueshme. Katër nga pesë tregjet (për të cilat jane raportuar të dhëna në Raportin Tremujor te Tregjeve Evropiane te Gazit (Volumi 7, numri 4) të publikuar nga Komisioni Evropian), kanë pesuar një rënie të kontributit te gazit në sektorin e energjisë elektrike për vitin 2014. Në gjashtë vitet e fundit, konsumi i gazit në sektorin e energjisë elektrike eshte përgjysmuar në Itali dhe ka rënë me më shumë se 70% në Spanjë.

Duke pare flukset Ruse, eshte evidentuar një rënie e konsiderueshme e volumeve që vijnë përmes Ukrainës / Sllovakisë e cila ka qenë tradicionalisht rruga kryesore e furnizimit të gazit Rus në BE. Dërgesat nëpermjet kësaj rruge kane rënë 41% në vitin 2014, por në gjysmën e dytë të vitit, rënia ishte 64%. Kjo u kompensua pjesërisht nga rritja e flukseve në Nord Stream ku volumet ne vitin 2014 ishin 49% më te larta se në vitin e kaluar. Si rezultat i kësaj, në vitin 2014, flukset e Nord Stream tejkaluan pak flukset qe vijne nëpermjet rrugës sllovake. Nga volumet e Nord Stream në vitin 2014, 17.8 miliarde m³ furnizuan gazsjellesin OPAL, duke nënkuptuar një normë mesatare të shfrytëzimit prej rreth 50% të kësaj rruge. Një pjesë e volumeve nga gazsjellesi OPAL arrin vendet e Evropës lindore dhe qendrore qe jane furnizuar tradicionalisht nga gazi Rus përmes Ukrainës.

Rënia e çmimeve të naftës, e nxitur nga kërkesa e dobët dhe rritja e fuqishme e furnizimit, e cila ka filluar në mes të vitit 2014 vazhdoi edhe në tremujorin e katërt të vitit. Nga mesi i janarit 2015, Brent ra nën 46 $/fuçi. Në 7 muaj, çmimi i naftës është ulur me 60%, rënia më të madhe që nga viti 2008, por u rikthye në shkurt në rreth 60 $/fuçi. Renia e çmimit te naftës do të ketë një ndikim të madh, por të vonuar në çmimet e gazit qe indeksohen nga nafta. Çmimet e eksportit Rus janë të bazuara në mënyrë tipike në çmimin e naftës duke aplikuar një vonesë kohore. Prandaj, rënia e kohëve të fundit e çmimit te naftës do te perçohet gradualisht ne çmimin e gazit duke filluar nga tremujori i dyte i 2015-es.

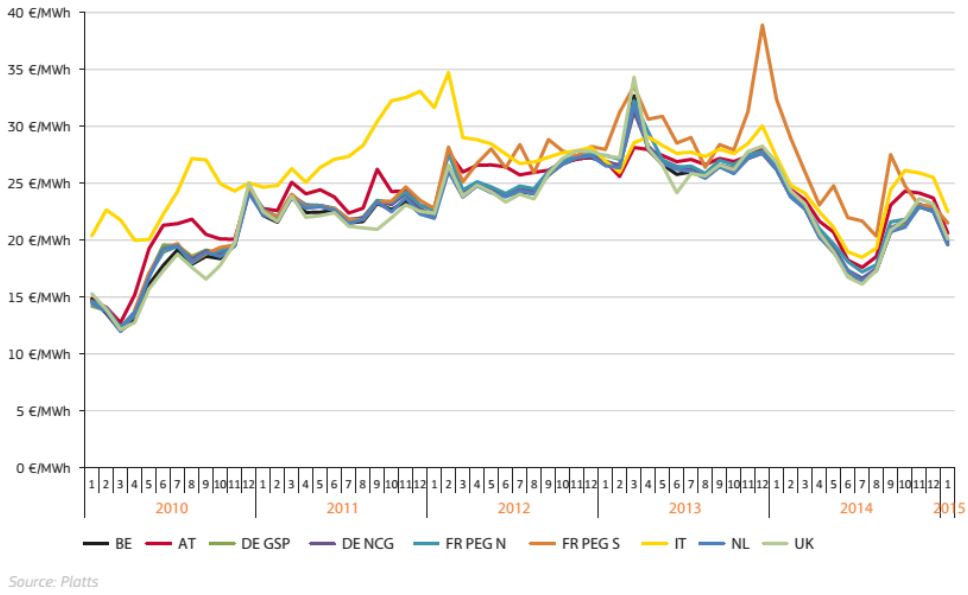


Figura 40 Çmimet e gazit ne superterminalet e Bashkimit Europian

Nëse superterminali Francez, PEG Sud8, nuk merret parasysh, dallimi midis çmimit me te lartë dhe çmimit më të ulët në Evropën veriperëndimore ka qenë mesatarisht në rreth 2 Euro per MWh gjatë vitit 2013 dhe 2014. Kjo konvergjencë çmimi është rezultat i integrimit të tregut ku përmirësimi i kapaciteteve te transportit ka lejuar qe sinjalet te tregut nga shpërndarësit e mëdhenj dhe më me likuiditet në Evropën veriperëndimore të perçohen te shpërndarësit e gazit në Evropën qendrore dhe jugore.

Çmimet e importit u nxorren nga revista Informacion per Gazin Natyror IEA, botimi i vitit 2014. Çmimet janë nxjerrë nga statistikat doganore raportuara nga vendet anëtare në Eurostat. Vlerat e importit te raportuara nga këto burime janë dhene në monedhat kombëtare, dhe sasitë e importuara janë raportuar në Terazhul. IEA ka konvertuar këto të dhëna në monedhat kombëtare dhe ne $/MBTU, duke përdorur faktorët e konvertimit të energjisë për gazin natyror.

Çmimet mesatare te importit te gazit natyror te lengezuar në Itali në pesë vitet e fundit është paraqitur në tabelën me poshte.

Tabela 27 Çmimet mesatare te importit te gazit natyror te lengezuar në Itali

Viti	$/mmbtu
2009	7.86

2010	8.87
2011	11.73
2012	12.98
2013	12.17
2014	9.66

Çmimet mesatare te gazit të importuara nëpërmjet tubacioneve të gazit në Itali jane dhënë në tabelën e mëposhtme. Tabela tregon çmimet mesatare vjetore për burime të ndryshme, p.sh. rrugët e importit të gazit natyror në Itali, Austri, Greqi, Hungari, dhe mesatarja e BE.

Tabela 28 Çmimet mesatare e gazit të importuara nëpërmjet tubacioneve të gazit në Itali (ne $/mmbtu)

Viti	Itali - Algjeria	Itali - Rusi	Itali - Mesatare	Greqi	Hungary	BE Mesatare
2009	8.51	10.02	9.05	8.31	9.68	7.52
2010	9.14	10.32	8.66	9.9	9.62	7.59
2011	11.39	12.45	10.72	11.17	11.12	9.94
2012	12.68	13.12	12.82	13.66	12.12	10.88
2013	12.88	12.09	12.33	13.13	11.96	11.12
2014	11.90	10.26	10.49	11.05	10.19	9.54

Mesatarja e BE-se prej 9.54 $/mmbtu është nën çmimet për vendet e rajonit, sepse qendrat e mëdha të konsumit si Gjermania (9.14 $ / mmbtu) dhe Britania e Madhe (6.63 $ / mmbtu) e mbajne te ulet çmimin mesatar të importit.

Analiza e ofertave per gaz natyror u perpoq të parashikoje kostot e plotësimit të kërkesave në rritje nga gazsjellesit qe janë planifikuar për të kaluar rajonin e Europës juglindore dhe të vleresoje importet nga burimet e reja te gazit në tregun Shqiptar. Opsionet përfshijnë gazsjellesit potenciale, importin e gazit te lengezuar, dhe perspektivat e prodhimit vendas.

Figura 41 Harta e rrugeve potenciale te furnizimit/importit

Furnizimi me gaz nga superqendra CEGH (Central European Gas Hub, Baumgarten) është modeluar dhe vlerësuar duke përdorur çmimet mesatare te gazit në BE. Furnizimi nga terminalet e gazit te lengezuar ne Krk dhe Eagle LNG është modeluar duke përdorur çmimet mesatare te gazit te lengezuar për Italinë, Furnizimi nga TAP është modeluar duke përdorur çmimet mesatare nga gazsjellesit ne Itali, ndersa çmimi i furnizimit me gaz te lengezuar nga terminali i Revithouses është modeluar duke përdorur çmimet mesatare Greke te importit. Për të shmangur efektet e oshilacioneve afatshkurtra të çmimeve te gazit, mesatarja e tre viteve te fundit u përdor në vend të çmimit mesatar per vitin 2014.

Tabela 29 Çmimet baze te gazit natyror

Burimi i furnizimit	USD/mmbtu
CEGH, Baumgarten	10.51
TAP	11.88
LNG Krk, Eagle LNG	11.60
LNG Revithoussa	12.61

Çmimet e gazit natyror në kufirin e Shqipërisë, janë llogaritur në një mënyrë që merr ne konsiderate çmimet e gazit natyror në nyjet e furnizimit në rajon plus tarifat e transmetimit për të sjellë gazin në Shqipëri.

Shifra e mësipërme tregojne çmimet e gazit ne nyjet kyçe te furnizimit në rajon:

- Baumgarten në Austri në afërsi të kufirit me Sllovakinë: rruga e transportit kalojne nëpër Austri, Slloveni dhe Kroaci duke përdorur IAP;

- Lidhja e TAP në Greqi: Kalon nëpër Greqi dhe Shqipëri duke përdorur IAP;
- Terminali Krk LNG në Kroaci: Kalon përmes Kroacisë duke përdorur IAP;
- Terminali Revithoussa LNG në Greqi: Vjen nga Greqia duke përdorur TAP dhe IAP;
- Terminali Eagle LNG.

Baza per percaktimin e çmimeve të transmetimit te gazit nepermjet gazsjellesve u llogariten duke përdorur çmimet e tarifave në vitin 2014 për vendet e përmendura më lart. Tarifat per transmetimin u llogariten në përputhje me legjislacionet përkatëse të sistemeve kombëtare tarifore të gazit. Në rastin e IAP tarifa e transmetimit u llogarit duke u bazuar në studimin e fizibilitetit “FS and ESIA for the Ionian – Adriatic Pipeline (IAP) – Feasibility Study Report, January 2014”.

Tabela 30 Çmimet e furnizimit me gas ne Shqiperi (ne $/mmbtu)

Burimi i furnizimit	Çmimet në kufi	Kostot e Transmetimit	Totali
CEGH	10.51	6.81	17.32
TAP	11.88	1.29	13.17
LNG Krk	11.60	1.77	13.37
LNG Revithoussa	12.61	1.29	13.90
Eagle LNG	11.60	-	11.60

6.3 Konkurueshmeria e gazit natyror krahasuar me karburantet alternative

Aktualisht nuk ka treg të gazit natyror në Shqipëri. Nëse Shqiperia do te gazifikohet ne të ardhmen, niveli i penetrimit të gazit natyror do të varet nga atraktiviteti i karburantit të ri në krahasim me alternativat qe jane tashmë në dispozicion. Këto alternativa janë produktet e naftës, energjia elektrike dhe drute e zjarrit qe përdoren aktualisht për ngrohje dhe gatim.

Çmimet mesatare të karburanteve te ndryshme gjatë vitit 2014 janë paraqitur në tabelën e mëposhtme. Në mënyrë që gazi të jetë tërheqës për përdoruesit e rinj ai duhet të ketë çmim konkurrues me karburantet e tjera.

Tabela 31 Çmimet e karburanteve alternative ne Shqiperi ne vitin 2014

Emri i karburantit	EUR/kWh
Dru zjarri	0.0099
Mazut	0.0703
Qymyr	0.0119
Gaz propan (LPG)	0.0293
Electriciteti	0.0680

Në mënyrë që të krahasoheshin çmimet potenciale të gazit natyror në Shqipëri ne te ardhmen me çmimet e karburanteve alternative, ato u konvertuan në Euro per kWh duke përdorur parametrat e mëposhtëm:

- Kursi i kembimit USD/EUR: 0.81;
- Kursi I konvertimit te energjise mmbtu/kWh: 293.297.

Çmimet e gazit natyror ne kufirin Shqiptar ne Euro/kWh jane paraqitur me poshte:

Tabela 32 Çmimi i gazit natyror ne kufi me Shqiperine

Burimi i furnizimit	USD/mmbtu	EUR/kWh	EUR/MWh
CEGH	17.32	0.0478	47.82
TAP	13.17	0.0364	36.37
LNG Krk	13.37	0.0369	35.92
LNG Revithoussa	13.90	0.0384	38.38
Eagle LNG	11.60	0.0320	32.04

Figura me poshte ilustron ndryshimet e çmimit midis gazit natyror ne kufirin Shqiptar dhe tipeve te tjera te karburanteve qe perdoren ne Shqiperi.

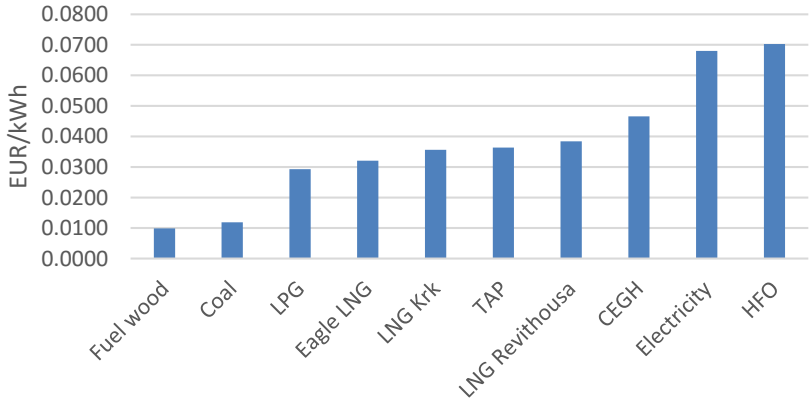


Figura 42 Krahasimi i gazit natyror me karburanteve qe perdoren ne Shqiperi

Shpenzimet per të mbuluar transmetimin dhe shpërndarjen e zinxhirit të vlerës në Shqipëri janë më të larta për energjine elektrike dhe per naftën për ngrohje dhe variojne midis 0.02 - 0.03 euro / kWh për opcionet e analizuara te furnizimit me gaz. Furnizimi me gaz pritet të jetë konkurrues ne krahasim me karburantet e tjera, dhe nga figura e mësipërme eshte evidente se konkurrentët kryesore të gazit persa i perket çmimit janë drute e zjarrit dhe qymyri. Gazi propan eshte vetëm pak nën çmimin e gazit natyror. Përqindja relativisht e larte e perdorimit të druve të zjarrit dhe të energjisë elektrike mund të jetë pengesë e madhe ne përdorimin e gazit natyror në të ardhmen.

6.4 Parashikimet e çmimit te gazit

Ky kapitull merret me parashikimet afatgjata te çmimit te gazit duke perdorur burime serioze nderkombetare.

Në publikimin e Bankes Botërore “Veshtrim mbi Tregjet e Mallrave”, çmimet e gazit natyror në Evropë pritet te pesojne një rritje të lehtë ne terma afatgjate nga 8.5 $/mmbtu në vitin 2015 ne 10.0 $/mmbtu në vitin 2025.

Tabela 33 Parashikimet e Bankes Boterore per çmimin e gazit natyror (in $/mmbtu)

Burimi i furnizimit	2015	2020	2025
Gazi natyror, Europe	8.5	9.2	10.0
Gazi natyror, SHBA	4.0	5.3	7.0
Gazi natyror, LNG, Japan	11.0	11.7	12.5

Ne raportin e fundit te Fondit Monetar Nderkombetar per “Çmimet Primare te Mallrave per vitin 2015” parashikon nje stanjacion te çmimeve te importit nga Rusia drejt Gjermanise deri ne vitin 2020.

Tabela 34 Parashikimet e FMN-se per çmimet e gazit natyror

Burimi i furnizimit	2015	2020
Gazi natyror nga Rusia ne Germany	9.4	9.2
Gazi natyror nga Indonesia ne Japoni (LNG)	16.0	16.3
Tregu vendas SHBA	3.0	3.8

Raporti i IEA “Veshtrim mbi Energjine Boterore 2011”, ben disa parashikime per zhvillimeve të ardhshme të tregut global të gazit. Në të dy skenarët që janë marre ne konsiderate, çmimet e gazit në Evropë pritet të rriten deri në vitin 2035.

Tabela 35 Parashikimet mbi gazin natyror ne vitin 2011 IEA (ne $$_{2009}$/mmbtu)

Skenaret e mundshem	2020	2025	2030	2035
Skenari i gazit SHBA	6.1	6.4	7.0	8.0
Skenari i gazit ne Europe	9.5	9.7	10.1	10.9
Skenari i gazit ne Japoni	11.7	11.9	12.3	12.9
Politika te reja SHBA	8.1	9.1	9.9	10.4
Politika te reja Europe	11.6	12.3	12.9	13.3
Politika te reja Japoni	13.4	14.2	14.9	15.3

Në “Skenarin e gazit”, kërkesa globale e gazit është rritur ne 5.1 TCM në vitin 2035 i cili është korrigjim per lart në krahasim me raportin e vitit 2010. Pjesa e gazit natyror në grupin e karburanteve është parashikuar të jetë 25% duke kapercyer qymyrin deri në vitin 2030. Vendet jo anetare te OECD-së përbëjnë gati 80% të rritjes së kërkesës në periudhën deri në vitin 2035. Kërkesat per gaz te BE-se, Kinës, dhe Lindjes së Mesme barazohen në vitin 2035 dhe India peson nje rritje katër herë me shume se ne ditet e sotme.

Skenari “Politikat e Reja” supozon aplikimin e politikave më ambicioze për përdorimin e gazit në Kinë, rritjen më të ulët të energjisë bërthamore, prodhim më të madh të burimeve jo tradicionale te gazit (shist argjilor) dhe çmime më të ulëta të gazit. Mbështetja e fortë për burimet e rinovueshme supozohet të jetë e vazhdueshme.

Raporti i vitit 2014 parashikon qe rritja te jete me e vogel se parashikimi i vitit 2011.

Tabela 36 Parashikimet mbi gazin natyror ne vitin 2014 IEA (ne $\$_{2013}$/mmbtu)

Skenaret e mundshem	**2020**	**2030**	**2040**
Politika te reja SHBA	5.5	6.6	8.2
Politika te reja Europe	11.1	12.1	12.7
Politika te reja Japoni	14.4	14.6	15.3
Politikat ekzistuese SHBA	5.5	6.8	8.5
Politikat ekzistuese Europe	11.5	13.2	14
Politikat ekzistuese Japoni	15.0	16.3	17.3
SHBA (Skenari 450)	5.1	5.9	6.1
Europe (Skenari 450)	10.5	10	9.2
Japoni (Skenari 450)	13.6	12.6	12

Skenari qendror në WEO-2014 – “Politika të reja” - përshkruan një rrugë për tregjet e energjisë bazuar në kontributin e politikave dhe masave ekzistuese, si dhe zbatimin e propozimeve të politikave, edhe nëse ata nuk janë ende të miratuara. Skenari i “Politikave aktuale” merr vetëm parasysh politikat që janë miratuar që nga mesi i vitit 2014. “Skenari 450” ilustron se çfarë duhet bere për të arritur një konsum të energjisë qe eshte në përputhje me kufizimin e rritjes se temperaturës mesatare globale në me pak se 2°C.

Si një rezultat i përkushtimit ndaj mjedisit nga BE-ja, pjesa e lëndëve djegëse fosile në raport me kërkesën totale të energjisë primare të BE-së pritet te bjere në të gjithë skenarët (nga 74% në vitin 2012 në 61% në skenarin Politikat e Reja)

Në skenarin “Politikat e Reja” rritja e çmimeve të importit të lëndëve djegëse fosile (rreth + 24% për naftë, + 20% për gazin dhe + 28% për qymyrin ne vitin 2040), do te kundërbalancohet nga renia e kërkesës per keto lende dhe fatura e përgjithshme e importit të BE-së do te mbetet në një nivel të ngjashëm me vitin 2012.

Përveç kësaj, sipas IEA-së kërkesa per gaz në Evropë gjithashtu mund të ngrejë pyetjen se si mund te justifikohen investimet e mëtejshme në infrastrukturë, në një kontekst ku konsumi pritet të mbetet pak a shume stabel. Rënia e prodhimit vendas, nevoja për të diversifikuar furnizimin dhe për të kenaqur tregun e brendshëm do të kerkoje zhvillimin e infrastrukturave të reja, por kostot e nënkuptuara do të duhet të jenë të shpërndara në shitjet konstante të vëllimit, të cilat mund të jene te shtrenjta per konsumatorët fundore. Parashikimet IEA janë një kujtesë per nevojën për të përcaktuar paraprakisht se si sektori duhet të përshtatet mirë, për të siguruar që tranzicioni i energjise te jete i qëndrueshem edhe nga ana shoqërore.

WEO-2014 argumenton se mekanizmat e çmimit për tregtimin e gazit natyror priten që të bëhen më fleksibël dhe me të ndjeshme nga bilanci e kërkesës per secilin treg. Ky është një benefit në aspektin e sigurisë së furnizimit dhe ajo gjithashtu do

të mbështesë lëvizjen drejt çmimeve bazuar ne superterminalet e gazit dhe tregtimin afatshkurtër, siç parashihet në Modelin Target te Gazit (Gas Target Model). Ne menyre qe BE-ja të maksimizoje përfitimet e saj, ndërlidhjet midis zonave të tregut do të duhet të zhvillohen në mënyrë të mjaftueshme për secilin burim qe të jetë rrjedhimisht në gjendje të konkurrojnë me njëri-tjetrin.

6.5 Mjedisi ndërkombëtar brenda te cilit do te operoje tregu i gazit në Shqipëri

Parashikimet globale kërkesës gazit natyror japin nje rritje prej 1.9% në vit nga 2035, duke arritur në rreth 14 miliarde m^3/ditë ne vitin 2035 (BP Energy Outlook 2035). Rritja e konsumit do të jetë nxitur kryesisht nga vendet jo anetare te OECD-se kërkesë e cila pritet të rritet me 2.5% në vit, ndërsa konsumi nga vendet anetare te OECD-se pritet të rritet me vetem 1.1% në vit. Konsumi më i madh do të jetë në sektorin e energjitik dhe industrial, qe do te perbejne mbi 80% të rritjes së kërkesës totale. Sektori i transportit do të kete rritjen më te shpejtë, por meqenese ky sektor eshtë duke filluar nga një konsum bazë shumë i ulët pesha e tij ne konsumin total të gazit natyror do të arrije vetem në 3% në vitin 2035.

Rreth gjysma e furnizimit global me gaz pritet të vije nga vendet jo anetare te OECD-së, kryesisht nga Lindja e Mesme dhe Rusia, me pjesën më të madhe të gazit që vjen nga burime eksklusive.

Dominimi i sotëm i SHBA-ve në prodhimin e gazit nga shisti argjilor do të vazhdojë deri në vitin 2035, kur pritet që gazi nga shisti argjilor në Amerikën e Veriut të përbëjë rreth 75% të furnizimit botëror me gaz nga shisti argjilor. Përveç Amerikës se Veriut, Kina është vendi tjeter më premtues per prodhimit të gazit nga shisti argjilor dhe së bashku me Ameriken e verut do të përbëjnë 85% të prodhimit botëror të gazit nga shisti argjilor në vitin 2035.

Zgjerimi i tregtisë në vitin 2035 do të jetë nxitur nga vendet e Lindjes se Larget, ku importet neto pothuajse do të trefishohen dhe do te perbejne pothuajse 50% të importeve globale neto të gazit ne vitin 2035. Vendet e Lindjes se Larget pritet t'ja kalojne Evropës si rajoni më i madh importues rreth fillimit te viteve 2020. Rritja e prodhimit te gazit nga shisti argjilor do të thotë qe Amerika e Veriut do të kaloje nga nje vend importues në një vend eksportues në vitet e ardhshme.

Pjesa derrmuese e rritjes së gazit (87%) do të vije nga rritja e furnizimit me gaz natyror të lëngezuar. Furnizimet nga gazsjellesit do të rriten shumë më ngadalë dhe tubacionet e reja do te ndertohen nga Rusia dhe vendet e Azise qendrore.

Në përgjithësi, furnizimet me gaz te lengezuar do te arrijne ne 48 miliarde kembe kub ne dite (ft^3/day) në vitin 2035. Australia me 16 miliarde ne dite dhe SHBA me 14 miliarde ne dite do te kontribuojne secila me rreth një te treten e kësaj rritje. Furnizimi me gaz te lengezuar nga Afrika do të udhëheqet nga Afrika lindore, qe do te rrise prodhimin deri ne 12 miliarde kembe kub ne dite. Si rezultat, Katari, i cili ze pjesën më të madhe të tregut sot, do te kalohet nga Australia (24% pjesa e tregut në vitin 2035), Afrika (21%), dhe SHBA (18%).

Azia është destinacioni më i madh për gazin e lengezuar, dhe pesha e saj në kërkesën globale do te mbetet mbi 70%. Në vitin 2035, Kina pritet te bëhet importuesi i dyte më i madh i gazit të lengezuar (12 miliarde kembe kub ne dite), pas Japonisë me 13 miliarde kembe kub ne dite. Pesha e importeve te gazit te lengezuar të Evropës do te rritet rritet nga 16% në 19% diku midis vitit 2013 dhe 2035, dhe rritja shtese do te jete rreth 10 miliarde kembe kub ne dite.

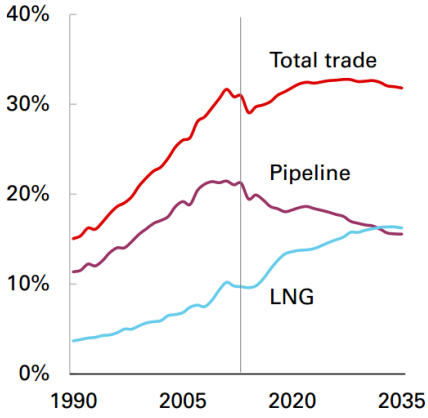


Figura 43 Perqindjet e konsumit global te gazit (BP Energy Outlook 2035)

Ne terma afatgjate rritja e furmizimeve me gaz te lengezuar do te çoje ne integrimin e tregjeve dhe do te beje qe çmimet e gazit te variojne me pak midis rajoneve.

Annex A – Konsumi potencial i gazit natyror sipas prefekturave dhe bashkive ne Shqiperi

Region/ Zone	Prefecture	Municipality	Type	Total potential natural gas consumption (m^3)					
				2013	2020	2025	2030	2035	2040
2	**Berat**	**Total**		**36,047,216**	**41,031,501**	**46,374,644**	**52,506,962**	**58,830,278**	**65,302,144**
		BERAT	**urban**	**11,448,543**	**13,923,194**	**16,480,500**	**19,469,823**	**22,739,177**	**26,262,113**
		BOGOVË	rural	229,175	236,676	249,843	263,529	272,926	277,983
		CUKALAT	rural	600,719	609,432	637,744	666,735	684,288	690,733
		ÇEPAN	rural	150,359	152,337	159,266	166,336	170,508	171,872
		ÇOROVODË	**urban**	1,243,960	1,608,237	1,923,139	2,289,697	2,688,965	3,115,884
		GJERBËS	rural	164,170	166,375	173,977	181,739	186,344	187,890
		KOZARE	rural	1,139,009	1,154,138	1,206,744	1,260,440	1,292,208	1,302,723
		KUÇOVË	**urban**	4,197,024	5,257,269	6,204,338	7,306,182	8,499,296	9,771,317
		KUTALLI	rural	1,883,227	1,911,433	2,000,880	2,092,582	2,148,579	2,169,875
		LESHNJË	rural	102,659	103,924	108,589	113,339	116,095	116,922
		LUMAS	rural	794,488	807,397	845,584	884,740	908,761	918,024
		OTLLAK	rural	1,876,546	1,906,156	1,995,523	2,086,995	2,142,458	2,162,826
		PERONDI	rural	1,908,003	1,933,034	2,020,281	2,109,065	2,160,594	2,175,982
		POLIÇAN	**urban**	1,347,156	1,735,145	2,071,264	2,462,355	2,887,752	3,342,093
		POSHNJË	rural	1,434,490	1,456,248	1,524,593	1,594,694	1,637,645	1,654,202
		POTOM	rural	168,370	171,211	179,456	187,948	193,302	195,599
		QENDËR SKRAPAR	rural	526,201	532,711	556,643	581,010	595,164	599,434
		ROSHNIK	rural	499,992	507,047	530,460	554,410	568,806	573,929
		SINJË	rural	640,072	650,333	681,257	713,043	732,809	740,875
		TERPAN	rural	327,040	332,319	348,146	364,419	374,557	378,721
		URA VAJGURORE	**urban**	2,365,207	2,815,761	3,264,055	3,789,725	4,362,708	4,982,297
		VELABISHT	rural	1,667,958	1,699,146	1,781,894	1,867,031	1,920,663	1,943,419
		VENDRESHË	rural	198,765	201,432	210,633	220,028	225,601	227,469
		VERTOP	rural	986,995	1,011,016	1,063,137	1,117,018	1,152,359	1,169,297
		ZHEPË	rural	147,090	149,530	156,699	164,079	168,711	170,665

Region/ Zone	Prefecture	Municipality	Type	Total potential natural gas consumption (m^3)					
				2013	2020	2025	2030	2035	2040
3	**Diber**	**Total**		**25,449,287**	**30,348,419**	**34,759,819**	**39,651,838**	**44,632,616**	**49,675,313**
		ARRAS	rural	411,359	440,428	472,518	502,732	522,363	531,919
		BAZ	rural	347,661	371,350	397,748	422,391	437,885	444,696
		BULQIZË	**urban**	2,190,965	3,012,460	3,699,857	4,502,670	5,404,571	6,393,942
		BURREL	**urban**	3,052,033	4,165,423	5,095,804	6,179,647	7,392,096	8,716,964
		DERJAN	rural	164,981	176,333	188,951	200,758	208,249	211,642
		FUSHË BULQIZË	rural	490,546	524,463	562,115	597,386	619,863	630,182
		FUSHË MUHUR	rural	391,477	418,826	449,104	477,537	495,824	504,464
		FUSHË ÇIDHËN	rural	399,326	427,404	458,440	487,627	506,509	515,583
		GJORICË	rural	609,799	652,110	699,037	743,032	771,158	784,199
		GURRË	rural	477,998	511,327	548,246	582,898	605,149	615,607
		KALA E DODËS	rural	253,685	272,528	293,068	312,629	325,877	333,085
		KASTRIOT	rural	839,845	900,494	966,723	1,029,227	1,070,221	1,090,645
		KLOS	**urban**	2,413,567	3,022,148	3,590,649	4,250,382	4,979,765	5,782,278
		KOMSI	rural	683,728	730,069	781,784	829,999	860,164	873,208
		LIS	rural	588,919	629,169	673,988	715,858	742,258	753,975
		LURË	rural	152,819	163,522	175,363	186,490	193,662	197,073
		LUZNI	rural	328,588	351,790	377,408	401,524	417,182	424,790
		MACUKULL	rural	226,860	242,594	260,047	276,407	286,862	291,704
		MAQELLARË	rural	1,530,984	1,637,414	1,755,399	1,866,062	1,936,930	1,969,967
		MARTANESH	rural	268,710	315,610	352,303	390,182	423,429	450,388
		MELAN	rural	520,123	556,348	596,486	634,149	658,308	669,627
		OSTREN	rural	472,396	504,600	540,483	573,984	595,057	604,337
		PESHKOPI	**urban**	**3,888,582**	**5,239,663**	**6,371,673**	**7,687,330**	**9,152,612**	**10,749,861**
		QENDËR TOMIN	rural	1,056,912	1,130,956	1,212,876	1,289,851	1,339,486	1,363,112
		RUKAJ	rural	387,087	413,527	442,973	470,476	487,809	495,487
		SELISHTË	rural	202,989	217,576	233,610	248,765	258,755	263,818
		SHUPENZË	rural	763,623	817,168	876,394	932,057	967,979	985,117
		SLLOVË	rural	329,690	352,880	378,510	402,616	418,215	425,718
		SUÇ	rural	419,177	447,811	479,701	509,487	528,261	536,580
		TREBISHT	rural	153,270	163,739	175,399	186,291	193,155	196,196
		ULËZ	rural	205,462	225,059	243,779	261,931	275,113	283,198
		XIBËR	rural	397,835	425,216	455,650	484,128	502,200	510,390
		ZALL DARDHË	rural	143,503	155,963	168,464	180,511	189,054	194,107
		ZALL REÇ	rural	83,284	89,324	95,949	102,224	106,392	108,550
		ZERQAN	rural	601,504	643,125	689,321	732,603	760,204	772,905

Region/ Zone	Prefecture	Municipality	Type	Total potential natural gas consumption (m^3)					
				2013	2020	2025	2030	2035	2040
1	**Durres**	**Total**		**127,210,344**	**166,847,180**	**201,441,483**	**242,050,662**	**288,244,654**	**339,936,818**
		BUBQ	rural	1,726,827	2,015,288	2,227,265	2,451,948	2,661,814	2,845,573
		CUDHI	rural	474,506	554,324	613,137	675,570	734,079	785,547
		DURRËS	**urban**	**70,431,613**	**95,690,898**	**118,386,993**	**145,379,001**	**176,737,305**	**212,571,818**
		FUSHË KRUJË	**urban**	12,312,395	16,424,159	20,066,750	24,386,389	29,374,936	35,054,700
		GJEPALAJ	rural	1,008,227	1,176,568	1,300,251	1,431,334	1,553,746	1,660,894
		ISHËM	rural	1,470,484	1,715,915	1,896,211	2,087,279	2,265,675	2,421,789
		KATUND I RI	rural	2,748,934	3,229,240	3,584,500	3,963,272	4,322,359	4,642,760
		KODËR THUMANË	rural	3,297,798	3,881,777	4,314,464	4,776,539	5,216,405	5,610,881
		KRUJË	**urban**	8,177,596	10,930,579	13,354,220	16,221,958	19,525,173	23,271,208
		MAMINAS	rural	1,389,739	1,624,915	1,797,804	1,981,274	2,153,263	2,304,496
		MANËZ	rural	1,866,281	2,197,857	2,443,418	2,705,682	2,955,480	3,179,605
		NIKËL	rural	2,299,291	2,688,371	2,975,719	3,281,145	3,568,162	3,821,621
		RRASHBULL	rural	6,536,358	8,004,409	9,117,670	10,334,720	11,562,257	12,738,293
		SHIJAK	**urban**	5,428,867	7,221,748	8,796,750	10,658,055	12,797,448	15,219,141
		SUKTH	rural	4,452,867	5,303,072	5,937,706	6,620,899	7,284,761	7,894,748
		XHAFZOTAJ	rural	3,588,562	4,188,063	4,628,623	5,095,597	5,531,793	5,913,744

Region/ Zone	Prefecture	Municipality	Type	Total potential natural gas consumption (m^3)					
				2013	2020	2025	2030	2035	2040
2	**Elbasan**	**Total**		**101,268,707**	**125,031,126**	**148,512,351**	**176,099,693**	**207,114,072**	**241,532,455**
		BELSH	**urban**	5,116,830	6,660,831	8,106,171	9,829,642	11,824,972	14,105,392
		BRADASHESH	rural	1,993,935	2,166,751	2,340,495	2,522,478	2,678,211	2,795,723
		CËRRIK	**urban**	3,879,982	5,089,553	6,260,792	7,654,284	9,258,444	11,081,066
		ELBASAN	**urban**	**43,886,337**	**57,152,700**	**70,471,787**	**86,361,976**	**104,759,730**	**125,779,927**
		FIERZË	rural	428,913	469,177	514,442	562,561	605,188	639,465
		FUNARË	rural	372,372	404,822	436,903	470,499	499,272	521,006
		GJERGJAN	rural	1,046,343	1,133,565	1,220,375	1,310,763	1,386,816	1,442,376
		GJINAR	rural	619,368	673,098	726,253	781,886	829,449	865,258
		GJOCAJ	rural	1,003,395	1,088,416	1,172,825	1,260,901	1,335,503	1,390,701
		GOSTIMË	rural	1,690,269	1,830,390	1,969,968	2,115,191	2,237,104	2,325,773
		GRACEN	rural	388,848	422,621	456,026	490,994	520,903	543,441
		GRAMSH	**urban**	4,823,081	6,351,824	7,840,819	9,612,457	11,651,633	13,967,971
		GREKAN	rural	630,396	683,180	735,680	790,375	836,480	870,281
		HOTOLISHT	rural	981,316	1,067,371	1,152,368	1,241,450	1,317,929	1,375,952
		KAJAN	rural	819,072	887,934	957,636	1,030,370	1,091,890	1,137,311
		KARINË	rural	262,942	285,154	307,215	330,226	349,693	364,062
		KLOS	rural	629,449	682,763	735,697	790,927	837,701	872,299
		KODOVJAT	rural	436,712	474,136	511,228	549,987	582,965	607,574
		KUKUR	rural	500,575	542,812	584,772	628,531	665,533	692,822
		KUSHOVË	rural	138,077	149,505	160,891	172,735	182,671	189,888
		LABINOT FUSHË	rural	1,187,738	1,292,613	1,396,095	1,504,644	1,598,080	1,669,307
		LABINOT MAL	rural	803,829	877,240	949,323	1,025,255	1,091,439	1,143,030
		LENIE	rural	139,355	151,427	163,372	175,873	186,554	194,588
		LIBRAZHD	**urban**	3,974,341	5,221,160	6,424,033	7,856,093	9,506,944	11,385,178
		LUNIK	rural	442,002	481,004	519,491	559,860	594,599	621,069
		MOLLAS	rural	1,025,704	1,113,597	1,200,708	1,291,737	1,369,186	1,426,976
		ORENJË	rural	652,243	709,869	766,723	826,367	877,718	916,879
		PAJOVË	rural	1,249,169	1,355,696	1,461,352	1,571,691	1,665,390	1,735,054
		PAPËR	rural	1,244,242	1,352,010	1,462,235	1,577,783	1,676,775	1,751,664
		PEQIN	**urban**	3,517,900	4,632,601	5,684,881	6,941,125	8,398,199	10,066,059
		PËRPARIM	rural	714,726	773,934	832,919	894,284	945,784	983,219
		PËRRENJAS	**urban**	3,327,971	4,370,262	5,367,420	6,555,557	7,927,855	9,492,200
		PISHAJ	rural	941,005	1,023,847	1,109,393	1,199,305	1,276,870	1,336,309
		POLIS	rural	635,363	689,615	743,414	799,607	847,350	882,880
		POROÇAN	rural	222,588	241,988	261,166	281,251	298,454	311,449
		QENDËR	rural	1,547,384	1,681,967	1,816,314	1,957,044	2,077,570	2,168,634
		QUKËS	rural	1,515,346	1,645,391	1,774,251	1,908,932	2,023,588	2,109,236
		RRAJCË	rural	1,549,489	1,682,582	1,814,445	1,952,280	2,069,664	2,157,406
		RRASË	rural	309,127	335,273	361,237	388,323	411,248	428,186
		SHALËS	rural	821,971	889,615	957,074	1,027,193	1,085,878	1,128,307
		SHEZË	rural	657,808	712,426	766,820	823,426	870,977	905,606
		SHIRGJAN	rural	1,451,817	1,573,760	1,694,987	1,821,335	1,927,976	2,006,347
		SHUSHICË	rural	1,608,674	1,747,540	1,885,956	2,030,788	2,154,443	2,247,327
		SKËNDERBEGAS	rural	238,891	259,129	279,223	300,189	317,946	331,083
		STËBLEVË	rural	157,443	170,745	183,958	197,739	209,399	218,007
		STRAVAJ	rural	424,181	461,192	497,775	536,092	568,924	593,746
		SULT	rural	119,259	129,421	139,502	150,029	158,965	165,605
		TREGAN	rural	546,886	594,163	640,958	689,913	731,709	763,098
		TUNJË	rural	275,138	298,286	321,293	345,277	365,534	380,441
		ZAVALIN	rural	318,908	346,168	373,688	402,467	426,967	445,279

Region/ Zone	Prefecture	Municipality	Type	Total potential natural gas consumption (m^3)					
				2013	2020	2025	2030	2035	2040
1	**Fier**	**Total**		**102,861,576**	**121,405,117**	**138,759,816**	**159,033,290**	**180,976,486**	**204,292,058**
		ALLKAJ	rural	1,093,334	1,076,820	1,118,040	1,161,375	1,184,906	1,184,872
		ARANITAS	rural	626,465	619,238	644,500	671,260	687,019	689,578
		BALLAGAT	rural	592,913	585,067	608,236	632,695	646,586	647,848
		BALLSH	**urban**	3,377,028	4,512,332	5,454,585	6,569,488	7,839,537	9,257,794
		BUBULLIMË	rural	1,419,029	1,397,058	1,450,161	1,505,941	1,535,934	1,535,269
		CAKRAN	rural	2,719,081	2,687,172	2,796,420	2,912,105	2,979,955	2,990,438
		DERMENAS	rural	1,814,717	1,879,682	1,992,131	2,114,010	2,210,156	2,272,148
		DIVJAKË	**urban**	4,118,341	4,910,964	5,752,658	6,757,423	7,892,262	9,158,928
		DUSHK	rural	1,771,766	1,808,948	1,907,370	2,013,601	2,093,025	2,138,054
		FIER	**urban**	**26,281,037**	**35,476,946**	**42,730,861**	**51,285,847**	**60,984,440**	**71,752,170**
		FIERSHEGAN	rural	1,708,915	1,685,646	1,751,944	1,821,874	1,861,244	1,864,124
		FRAKULL	rural	1,649,058	1,627,006	1,691,277	1,759,104	1,797,504	1,800,746
		FRATAR	rural	758,354	749,003	779,141	811,016	829,481	831,884
		GOLEM	rural	1,217,124	1,299,541	1,392,854	1,494,827	1,582,358	1,648,872
		GRABIAN	rural	753,427	820,171	886,171	958,722	1,023,770	1,076,886
		GRADISHTË	rural	1,927,524	1,897,539	1,969,568	2,045,214	2,085,812	2,084,746
		GRESHICË	rural	276,836	273,200	284,039	295,482	301,996	302,617
		HEKAL	rural	657,111	647,440	672,401	698,666	713,067	713,340
		HYSGJOKAJ	rural	622,036	614,002	638,454	664,285	679,059	680,610
		KARBUNARË	rural	1,010,480	997,098	1,036,576	1,078,251	1,101,914	1,104,051
		KOLONJË	rural	1,484,624	1,522,875	1,606,367	1,696,272	1,763,554	1,801,653
		KRUTJE	rural	1,898,207	1,879,278	1,955,486	2,035,991	2,082,866	2,089,351
		KUMAN	rural	1,365,656	1,355,743	1,412,709	1,473,096	1,509,686	1,517,533
		KURJAN	rural	848,578	838,244	872,062	907,841	928,633	931,471
		KUTË	rural	502,381	494,723	513,611	533,462	544,203	544,106
		LEVAN	rural	2,120,841	2,171,990	2,289,594	2,416,137	2,510,091	2,562,169
		LIBOFSHË	rural	1,683,856	1,677,386	1,748,282	1,823,250	1,868,696	1,878,355
		LUSHNJE	**urban**	14,418,039	19,002,092	22,841,088	27,379,999	32,533,098	38,270,106
		MBROSTAR	rural	1,767,088	1,757,806	1,833,661	1,914,281	1,964,520	1,977,900
		NGRAÇAN	rural	131,165	129,836	135,261	141,023	144,511	145,259
		PATOS	**urban**	7,177,797	9,204,032	10,994,174	13,116,267	15,524,052	18,208,173
		PORTËZ	rural	2,007,778	1,987,397	2,068,505	2,154,303	2,204,703	2,212,573
		QENDËR (Fier)	rural	1,022,936	1,060,128	1,123,305	1,191,714	1,245,518	1,279,949
		QENDËR (Mallakastër)	rural	1,466,944	1,449,065	1,507,517	1,569,356	1,605,286	1,610,176
		ROSKOVEC	**urban**	2,357,969	2,940,644	3,487,310	4,136,939	4,872,909	5,693,761
		RREMAS	rural	1,045,516	1,105,419	1,180,431	1,262,195	1,330,725	1,380,631
		RUZHDIE	rural	550,650	543,741	565,537	588,578	601,864	603,471
		SELITË	rural	205,499	203,004	211,199	219,870	224,914	225,610
		STRUM	rural	1,675,106	1,658,405	1,727,883	1,801,704	1,846,516	1,856,385
		TËRBUF	rural	2,303,542	2,408,741	2,562,736	2,730,261	2,867,005	2,961,748
		TOPOJË	rural	1,148,118	1,182,887	1,249,364	1,320,994	1,375,360	1,407,259
		ZHARRËS	rural	1,284,709	1,266,808	1,316,349	1,368,568	1,397,750	1,399,444

Region/ Zone	Prefecture	Municipality	Type	Total potential natural gas consumption (m^3)					
				2013	2020	2025	2030	2035	2040
2	**Gjirokaster**	**Total**		**26,863,404**	**31,964,841**	**36,922,886**	**42,812,354**	**49,312,092**	**56,526,621**
		ANTIGONË	rural	245,270	233,305	235,991	238,492	235,302	227,719
		BALLABAN	rural	248,209	232,394	233,711	234,717	229,950	220,840
		BUZ	rural	173,151	162,203	163,184	163,958	160,716	154,456
		CEPO	rural	460,029	427,978	428,425	427,966	416,398	396,484
		ÇARÇOVË	rural	274,587	254,007	253,220	251,718	243,369	229,882
		DISHNICË	rural	294,004	274,230	275,031	275,339	268,654	256,711
		DROPULL I POSHTËM	rural	584,242	542,338	542,035	540,436	524,550	497,935
		DROPULL I SIPËRM	rural	372,722	342,001	338,676	333,986	319,491	297,628
		FRASHËR	rural	87,491	82,147	82,779	83,328	81,878	78,921
		FSHAT MEMALIAJ	rural	392,659	366,995	368,609	369,652	361,466	346,341
		GJIROKASTËR	**urban**	**9,667,441**	**12,578,864**	**15,155,682**	**18,229,724**	**21,734,000**	**25,699,815**
		KËLCYRË	**urban**	1,343,007	1,683,978	2,007,794	2,395,686	2,838,479	3,342,241
		KRAHËS	rural	593,859	556,651	560,259	563,198	552,419	531,319
		KURVELESH	rural	170,671	159,605	160,371	160,900	157,431	150,956
		LAZARAT	rural	558,167	528,337	535,467	542,589	537,583	523,436
		LIBOHOVË	**urban**	996,620	1,232,562	1,467,228	1,749,191	2,072,361	2,441,905
		LOPËS	rural	168,808	158,193	159,191	159,994	156,891	150,851
		LUFTINJË	rural	404,158	378,782	381,199	383,154	375,765	361,346
		LUNXHËRI	rural	473,447	457,127	465,198	473,224	470,425	459,086
		MEMALIAJ	**urban**	1,211,841	1,694,464	2,075,205	2,526,467	3,039,153	3,614,177
		ODRIE	rural	131,429	121,496	121,060	120,271	116,194	109,647
		PËRMET	**urban**	2,830,959	3,799,136	4,607,568	5,569,048	6,662,985	7,895,639
		PETRAN	rural	435,800	407,071	408,121	408,370	398,105	379,892
		PICAR	rural	228,530	213,623	214,583	215,215	210,481	201,710
		POGON	rural	175,598	161,382	159,822	157,605	150,732	140,344
		QENDËR PISKOVË	rural	444,860	420,197	423,559	426,391	418,728	403,029
		QENDËR (TEPELENË)	rural	731,481	686,075	690,829	694,810	681,956	656,437
		QENDËR LIBOHOVË	rural	334,749	319,414	323,105	326,491	321,967	311,284
		QESARAT	rural	334,152	312,470	313,958	314,979	308,171	295,474
		SUKË	rural	328,321	305,747	306,285	306,213	298,256	284,377
		TEPELENË	**urban**	2,026,858	2,743,041	3,336,657	4,042,555	4,846,559	5,752,776
		ZAGORI	rural	140,286	129,027	128,084	126,685	121,677	113,963

Region/ Zone	Prefecture	Municipality	Type	Total potential natural gas consumption (m^3)					
				2013	2020	2025	2030	2035	2040
3	Korce	**Total**		**62,892,482**	**78,566,509**	**91,796,074**	**106,293,248**	**121,612,807**	**136,811,309**
		BARMASH	rural	109,645	128,426	142,096	155,237	167,166	175,883
		BILISHT	**urban**	2,412,888	3,118,895	3,738,725	4,444,084	5,222,214	6,045,639
		BUÇIMAS	rural	3,262,784	3,839,996	4,272,723	4,696,083	5,087,676	5,387,571
		ÇËRRAVË	rural	1,422,171	1,673,124	1,860,402	2,043,330	2,212,323	2,341,347
		ÇLIRIM	rural	81,276	95,989	107,362	118,631	129,170	137,458
		DARDHAS	rural	454,113	532,618	589,982	645,377	695,961	733,479
		DRENOVË	rural	1,221,569	1,439,256	1,604,314	1,766,499	1,917,045	2,033,341
		ERSEKË	**urban**	1,476,111	1,935,219	2,358,918	2,844,991	3,380,843	3,947,992
		GORË	rural	362,938	425,016	470,175	513,553	552,896	581,576
		HOÇISHT	rural	1,043,160	1,221,448	1,351,103	1,475,593	1,588,450	1,670,610
		HUDENISHT	rural	1,253,610	1,474,929	1,640,551	1,802,415	1,951,968	2,066,190
		KORÇË	**urban**	**19,937,835**	**26,262,836**	**31,849,132**	**38,241,842**	**45,288,285**	**52,742,467**
		LEKAS	rural	83,472	97,868	108,378	118,514	127,757	134,587
		LESKOVIK	**urban**	625,563	806,902	967,372	1,149,574	1,349,666	1,560,090
		LIBONIK	rural	1,907,282	2,259,216	2,535,363	2,811,373	3,071,820	3,280,917
		LIQENAS	rural	796,780	932,523	1,031,104	1,125,604	1,211,095	1,272,994
		MALIQ	**urban**	1,670,810	2,166,174	2,606,488	3,108,459	3,661,952	4,247,435
		MIRAS	rural	1,494,363	1,750,460	1,936,911	2,116,180	2,278,982	2,398,040
		MOGLICË	rural	205,125	241,513	268,943	295,827	320,726	339,855
		MOLLAJ	rural	756,241	891,942	995,623	1,097,870	1,193,106	1,267,283
		MOLLAS	rural	368,283	435,516	488,106	540,445	589,571	628,536
		NOVOSELË	rural	85,870	100,500	111,126	121,313	130,529	137,203
		PIRG	rural	1,571,211	1,843,213	2,042,085	2,234,259	2,409,899	2,540,454
		POGRADEC	**urban**	7,938,526	10,401,910	12,653,749	15,237,665	18,092,620	21,123,261
		POJAN	rural	2,449,025	2,869,043	3,174,936	3,469,157	3,736,481	3,932,221
		PROGËR	rural	936,017	1,095,939	1,212,220	1,323,850	1,425,025	1,498,639
		PROPTISHT	rural	964,748	1,132,083	1,254,526	1,372,957	1,481,327	1,562,122
		QENDËR BILISHT	rural	1,286,438	1,506,078	1,665,733	1,818,949	1,957,754	2,058,628
		QENDËR ERSEKE	rural	652,102	763,125	843,730	920,973	990,821	1,041,337
		QENDËR LESKOVIK	rural	112,282	131,235	144,943	158,022	169,781	178,156
		QENDËR KORCE	rural	1,995,503	2,338,371	2,588,270	2,828,856	3,047,705	3,208,436
		TREBINJË	rural	516,818	606,154	671,431	734,463	792,018	834,699
		VELÇAN	rural	502,439	589,795	653,779	715,737	772,515	815,002
		VITHKUQ	rural	361,958	424,291	470,070	514,234	554,453	584,080
		VOSKOP	rural	814,052	954,485	1,057,012	1,155,915	1,246,112	1,312,786
		VOSKOPOJË	rural	240,831	282,416	312,958	342,457	369,368	389,279
		VRESHTAS	rural	1,518,643	1,798,004	2,015,734	2,232,961	2,437,727	2,601,716

Region/ Zone	Prefecture	Municipality	Type	Total potential natural gas consumption (m^3)					
				2013	2020	2025	2030	2035	2040
3	Kukes	**Total**		**16,559,119**	**18,910,951**	**21,712,966**	**24,762,073**	**27,848,571**	**30,944,617**
		ARRËN	rural	74,684	75,095	80,176	84,340	86,245	85,884
		BAJRAM CURRI	**urban**	1,577,938	2,023,213	2,471,406	2,990,805	3,569,971	4,200,734
		BICAJ	rural	863,142	868,768	928,081	976,968	999,914	996,827
		BUJAN	rural	475,304	476,757	508,284	533,775	544,650	540,910
		BUSHTRICË	rural	225,688	227,200	242,737	255,555	261,599	260,842
		BYTYÇ	rural	253,500	255,832	273,841	288,895	296,428	296,327
		FAJZA	rural	535,193	538,680	575,457	605,768	619,994	618,078
		FIERZË	rural	258,103	268,935	294,155	317,763	335,065	345,119
		GJINAJ	rural	138,337	139,846	149,772	158,135	162,463	162,722
		GOLAJ	rural	933,908	940,277	1,004,648	1,057,788	1,082,917	1,079,925
		GRYKË ÇAJË	rural	189,919	191,758	205,223	216,501	222,193	222,258
		KALIS	rural	115,524	116,496	124,586	131,319	134,625	134,483
		KOLSH	rural	182,801	184,164	196,844	207,346	212,390	211,948
		KRUMË	**urban**	1,716,351	2,118,159	2,537,735	3,021,854	3,559,256	4,150,520
		KUKËS	**urban**	**4,446,790**	**5,884,625**	**7,205,114**	**8,741,924**	**10,466,622**	**12,360,892**
		LEKBIBAJ	rural	172,215	173,587	185,593	195,564	200,409	200,102
		LLUGAJ	rural	318,658	319,863	341,159	358,449	365,988	363,767
		MALZI	rural	449,868	453,211	484,407	510,243	522,641	521,539
		MARGEGAJ	rural	424,827	426,325	454,641	477,599	487,533	484,437
		SHISHTAVEC	rural	643,465	646,576	690,045	725,549	741,495	737,850
		SHTIQËN	rural	488,358	492,295	526,373	554,687	568,475	567,661
		SURROJ	rural	157,931	159,166	170,160	179,284	183,702	183,391
		TËRTHORE	rural	408,813	412,350	441,044	464,957	476,758	476,377
		TOPOJAN	rural	246,041	248,086	265,298	279,617	286,631	286,298
		TROPOJË	rural	649,008	652,889	697,246	733,701	750,581	747,826
		UJËMISHT	rural	256,635	258,675	276,563	291,417	298,632	298,168
		ZAPOD	rural	356,119	358,123	382,376	402,270	411,398	409,730

Region/ Zone	Prefecture	Municipality	Type	Total potential natural gas consumption (m^3)					
				2013	2020	2025	2030	2035	2040
2	**Lezhe**	**Total**		**37,863,568**	**43,469,656**	**50,061,834**	**57,512,605**	**65,150,059**	**73,024,314**
		BALLDREN I RI	rural	1,401,525	1,475,207	1,610,755	1,749,714	1,857,476	1,936,205
		BLINISHT	rural	805,209	840,717	908,692	976,739	1,025,044	1,056,133
		DAJÇ	rural	911,282	952,023	1,029,658	1,107,514	1,163,167	1,199,391
		FAN	rural	549,984	578,872	628,660	679,239	717,298	744,347
		FUSHË KUQE	rural	1,195,337	1,255,912	1,366,585	1,479,276	1,564,624	1,625,220
		KAÇINAR	rural	222,817	233,227	252,461	271,808	285,814	295,150
		KALLMET	rural	988,267	1,031,799	1,115,192	1,198,666	1,257,900	1,295,996
		KOLÇ	rural	996,770	1,041,648	1,126,868	1,212,391	1,273,699	1,313,799
		KTHJELLË	rural	484,175	507,006	549,127	591,556	622,437	643,184
		LAÇ	**urban**	5,942,007	7,159,988	8,513,983	10,081,941	11,780,852	13,609,111
		LEZHË	**urban**	**4,691,337**	**5,854,162**	**7,047,295**	**8,438,397**	**9,968,626**	**11,633,038**
		MAMURRAS	**urban**	5,245,458	6,257,718	7,342,834	8,596,805	9,948,850	11,413,714
		MILOT	**urban**	2,929,133	3,487,092	4,084,925	4,775,277	5,518,369	6,323,084
		OROSH	rural	435,457	459,234	502,817	547,734	583,209	609,711
		RRËSHEN	**urban**	3,129,683	3,749,106	4,436,417	5,230,908	6,088,240	7,009,875
		RUBIK	**urban**	1,631,287	1,938,152	2,277,315	2,668,308	3,087,614	3,537,763
		SELITË	rural	161,093	169,500	184,749	200,334	212,298	220,947
		SHËNGJIN	rural	1,834,697	1,961,624	2,187,423	2,426,782	2,633,758	2,804,641
		SHËNKOLL	rural	2,736,543	2,870,308	3,112,262	3,356,790	3,537,063	3,660,778
		UNGREJ	rural	310,488	326,160	353,805	381,796	402,585	417,057
		ZEJMEN	rural	1,261,017	1,320,200	1,430,011	1,540,630	1,621,137	1,675,172

Region/ Zone	Prefecture	Municipality	Type	Total potential natural gas consumption (m^3)					
				2013	2020	2025	2030	2035	2040
2	**Shkoder**	**Total**		**67,886,046**	**81,242,359**	**93,653,654**	**107,675,561**	**122,351,507**	**137,404,213**
		ANA E MALIT	rural	1,028,352	1,150,635	1,256,014	1,363,622	1,452,853	1,517,038
		BËRDICË	rural	1,538,267	1,713,071	1,862,015	2,012,711	2,135,287	2,220,100
		BLERIM	rural	203,170	226,814	246,984	267,500	284,437	296,514
		BUSHAT	rural	3,826,968	4,261,063	4,630,906	5,004,946	5,308,835	5,518,598
		DAJÇ	rural	1,221,895	1,358,154	1,474,147	1,591,000	1,684,883	1,748,183
		FIERZË	rural	272,547	304,551	331,864	359,699	382,805	399,453
		FUSHË ARRËZ	**urban**	1,059,222	1,365,553	1,647,132	1,975,829	2,340,111	2,737,174
		GJEGJAN	rural	636,710	710,753	773,913	838,145	891,150	928,906
		GRUEMIRË	rural	2,294,629	2,556,414	2,779,514	3,005,439	3,189,669	3,317,802
		GURI I ZI	rural	2,044,095	2,277,910	2,477,199	2,679,131	2,844,070	2,959,174
		HAJMEL	rural	1,083,228	1,207,672	1,313,763	1,421,364	1,509,494	1,571,336
		IBALLË	rural	254,538	284,106	309,327	334,969	356,115	371,159
		KASTRAT	rural	1,834,399	2,042,850	2,220,462	2,400,163	2,546,329	2,647,462
		KELMEND	rural	808,439	901,059	980,127	1,060,263	1,125,692	1,171,318
		KOPLIK	**urban**	1,707,367	2,148,786	2,549,459	3,014,646	3,527,701	4,084,771
		POSTRIBË	rural	1,735,117	1,934,353	2,104,200	2,276,446	2,417,478	2,516,381
		PUKË	**urban**	1,606,477	2,052,850	2,462,239	2,938,740	3,464,302	4,034,459
		PULT	rural	364,953	407,014	442,878	479,279	509,152	530,200
		QAFË MALI	rural	340,727	380,443	414,325	448,799	477,288	497,639
		QELËZ	rural	353,226	394,977	430,618	466,992	497,303	519,307
		QENDËR	rural	1,256,633	1,399,833	1,521,921	1,645,519	1,746,191	1,816,047
		QERRET	rural	352,440	394,343	430,337	467,101	497,674	519,787
		RRAPË	rural	314,266	350,636	381,652	413,162	439,086	457,445
		RRETHINAT	rural	5,227,198	5,835,501	6,355,905	6,885,109	7,320,849	7,629,901
		SHALË	rural	504,078	561,035	609,553	658,578	698,308	725,591
		SHKODËR	**urban**	**30,635,083**	**39,005,228**	**47,084,888**	**56,547,881**	**67,125,962**	**78,760,942**
		SHKREL	rural	917,906	1,022,493	1,111,618	1,201,846	1,275,363	1,326,409
		SHLLAK	rural	182,048	202,690	220,276	238,061	252,507	262,473
		SHOSH	rural	86,449	96,197	104,500	112,885	119,672	124,320
		TEMAL	rural	447,198	497,586	540,501	583,838	618,894	642,876
		VAU I DEJËS	**urban**	2,063,724	2,309,586	2,521,314	2,737,617	2,917,309	3,047,018
		VELIPOJË	rural	1,338,443	1,501,829	1,643,510	1,788,914	1,910,737	2,000,124
		VIG-MNELË	rural	346,252	386,375	420,594	455,367	483,999	504,307

Region/ Zone	Prefecture	Municipality	Type	Total potential natural gas consumption (m^3)					
				2013	2020	2025	2030	2035	2040
1	Tirane	**Total**		**275,696,273**	**363,937,253**	**439,497,542**	**524,645,155**	**617,676,823**	**715,442,243**
		BALDUSHK	rural	1,104,135	1,456,437	1,715,800	1,988,882	2,271,869	2,549,220
		BËRXULLË	rural	2,293,654	3,025,823	3,565,646	4,134,545	4,724,481	5,303,227
		BËRZHITË	rural	1,185,398	1,557,630	1,835,931	2,129,958	2,435,189	2,735,033
		DAJT	rural	5,026,072	6,321,399	7,484,014	8,754,067	10,093,565	11,436,053
		FARKË	rural	5,880,705	7,381,840	8,738,862	10,222,211	11,786,800	13,354,917
		GOLEM	rural	1,817,111	2,257,768	2,675,869	3,136,475	3,624,082	4,115,010
		GOSË	rural	1,146,744	1,493,851	1,760,521	2,043,202	2,336,896	2,625,620
		HELMËS	rural	821,152	1,082,147	1,274,265	1,476,301	1,685,447	1,890,113
		KAMËZ	**urban**	25,078,746	33,950,458	41,249,108	49,476,598	58,531,975	68,144,477
		KASHAR	rural	11,320,929	14,110,520	16,717,083	19,581,473	22,610,182	25,655,008
		KAVAJË	**urban**	8,754,899	11,628,407	14,087,336	16,860,748	19,903,500	23,118,976
		KËRRABË	rural	565,550	729,523	861,507	1,002,982	1,150,878	1,297,471
		KRYEVIDH	rural	1,392,070	1,834,369	2,158,261	2,497,897	2,848,751	3,191,062
		LEKAJ	rural	1,476,865	1,946,245	2,290,362	2,651,460	3,024,679	3,389,084
		LUZ I VOGEL	rural	1,404,777	1,852,086	2,179,068	2,521,843	2,875,897	3,221,282
		NDROQ	rural	1,313,625	1,732,424	2,039,867	2,363,005	2,697,431	3,024,586
		PASKUQAN	rural	8,914,896	11,733,257	13,827,100	16,036,291	18,328,122	20,577,542
		PETRELË	rural	1,319,395	1,739,069	2,049,129	2,375,901	2,714,712	3,047,021
		PEZË	rural	1,509,815	1,991,573	2,346,271	2,719,751	3,106,795	3,486,150
		PREZË	rural	1,202,675	1,586,201	1,868,000	2,164,349	2,471,175	2,771,506
		RROGOZHINË	**urban**	2,825,710	3,798,222	4,607,305	5,518,463	6,519,292	7,578,860
		SHËNGJERGJ	rural	520,584	686,714	809,079	937,955	1,071,536	1,202,499
		SINABALLAJ	rural	300,544	396,393	466,841	540,939	617,667	692,785
		SYNEJ	rural	1,518,208	2,001,565	2,354,720	2,724,815	3,106,999	3,479,699
		TIRANË	**urban**	**177,634,953**	**235,183,325**	**285,647,648**	**343,246,458**	**406,764,225**	**474,276,722**
		VAQARR	rural	2,122,083	2,799,451	3,298,790	3,824,973	4,370,572	4,905,767
		VORË	**urban**	4,372,786	5,871,190	7,122,722	8,533,096	10,082,685	11,723,701
		ZALL BASTAR	rural	788,388	1,040,038	1,225,542	1,421,014	1,623,696	1,822,509
		ZALL HERR	rural	2,083,801	2,749,328	3,240,894	3,759,503	4,297,724	4,826,343

Region/ Zone	Prefecture	Municipality	Type	Total potential natural gas consumption (m^3)					
				2013	2020	2025	2030	2035	2040
1	Vlore	**Total**		**53,978,207**	**66,805,060**	**77,418,254**	**89,466,735**	**102,462,221**	**115,787,331**
		ALIKO	rural	1,017,321	1,179,629	1,296,049	1,418,529	1,535,725	1,633,388
		ARMEN	rural	683,105	753,723	806,736	859,477	904,535	932,465
		BRATAJ	rural	658,809	720,146	766,663	812,098	849,335	869,277
		DELVINË	**urban**	2,070,612	2,596,328	3,031,091	3,529,132	4,072,974	4,640,261
		DHIVËR	rural	518,483	560,406	590,852	619,093	639,514	644,850
		FINIQ	rural	326,549	360,428	385,666	410,730	432,072	445,164
		HIMARË	**urban**	1,214,895	1,456,632	1,658,556	1,886,421	2,129,627	2,374,398
		KONISPOL	**urban**	767,918	923,907	1,058,575	1,211,967	1,377,778	1,547,772
		KOTE	rural	779,905	882,344	957,938	1,035,932	1,107,766	1,162,635
		KSAMIL	rural	683,497	773,883	840,353	908,939	972,132	1,020,448
		LIVADHJA	rural	380,142	411,297	434,214	455,663	471,534	476,517
		LUKOVË	rural	823,534	926,038	1,000,271	1,075,800	1,143,573	1,192,081
		MARKAT	rural	481,016	523,844	555,996	586,968	611,562	623,110
		MESOPOTAM	rural	757,069	825,274	876,112	925,091	964,020	982,381
		NOVOSELË	rural	2,030,035	2,253,922	2,419,644	2,585,822	2,730,331	2,824,994
		ORIKUM	**urban**	1,926,721	2,453,392	2,885,481	3,381,805	3,926,100	4,497,704
		QENDËR	rural	1,852,504	2,039,411	2,179,135	2,317,276	2,433,736	2,502,851
		SARANDË	**urban**	5,874,889	7,781,574	9,309,401	11,071,801	13,018,282	15,085,921
		SELENICË	**urban**	811,577	1,028,677	1,206,275	1,409,885	1,632,578	1,865,544
		SEVASTER	rural	363,622	398,781	425,665	452,211	474,493	487,509
		SHUSHICË	rural	956,450	1,061,538	1,139,598	1,217,904	1,286,041	1,330,749
		VERGO	rural	498,602	544,179	578,126	610,934	637,206	650,015
		VLLAHINË	rural	693,683	770,858	828,614	886,820	937,929	972,354
		VLORË	**urban**	**26,352,863**	**33,963,262**	**40,451,385**	**47,939,565**	**56,210,578**	**64,991,426**
		VRANISHT	rural	538,674	586,618	622,609	657,275	684,796	697,704
		XARRË	rural	915,732	1,028,968	1,113,250	1,199,599	1,278,005	1,335,813