



Financed from EWBIF 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

Fondi i Përbashkët Evropian për Ballkanin Perëndimor (EWBJF)

Kuadri i Investimeve të Ballkanit Perëndimor

Instrumenti Lehtësues për Projektet e Infrastruktura (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 Infrastruktura 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 efikasitetin 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 Infrastruktura së Gazit
Versioni	Përfundimtar
Data	Nëntor 2016
Përgatiti	Ole Johansen, Yannis Stergiopoulos, Marko Krejci, Andy Zhugli , Ardian Shehu , Donatella Bradic , Bujar Drishti , Alban Çausi , Damir Pešut, Goran Bosanac, Davor Kolednjak, Nijaz Dizdarević, Jurica Brajković, Enis Aliko, Lirim Selfo, Elsa Dindi, Alred Mullaj
Kontrolluesi	Ole Johansen
Aprovuesi	Martyn Osborn

Indeksi

1	Përmbledhja Ekzekutive	13
2	Hyrje	18
2.1	Qëllimi dhe objektivat e Raportit të Master Planit të Infrastruktura të Gazit	18
3	Konteksti i përgjithshëm	21
3.1	Mjedisi socio-ekonomik	21
3.2	Konteksti brenda sektorit të gazit dhe strategjitë përkatëse	22
3.3	Aspektet kryesore institucionale, legjislative dhe politike	26
3.3.1	Aspektet Institucionale	26
3.3.2	Aspektet Ligjore	28
3.3.3	Aspektet Politike	30
3.4	Baza e kërkesës potenciale për gaz	31
3.4.1	Shqipëria	31
3.4.2	Kosova dhe Ish Republika Jugosllave e Maqedonisë	36
4	Sistemi i Shpërndarjes - Vlerësimi Teknik dhe Ekonomik	38
4.1	Vlerësimi i infrastrukturës ekzistuese të gazit	38
4.2	Të dhënat kryesore të Sistemit të Shpërndarjes	42
4.3	Bazat e zhvillimit të strukturës së rrjetit	44
4.3.1	Struktura e rrjetit	44
4.3.2	Lidhjet e konsumatorëve	44
4.4	Sistemet potenciale të shpërndarjes	45
4.4.1	Njësitë administrative të referencës	45
4.4.2	Gjatësitë e tubacioneve dhe kostot kapitale	48
4.5	Vlerësimi ekonomik dhe alternativat e zhvillimit	50
4.5.1	Metodologjia	50
4.5.2	Vlerësimi i flukseve monetare	51
4.5.3	Vlerësimi i treguesve të performancës financiare	52
4.5.4	Vlerësimi i zonës potenciale të gazifikimit	55
4.5.5	Marrëdhëniet rregullatore dhe financiare	59
4.5.6	Konkluzione	61
5	Sistemi i Transmetimit – Vlerësimi Teknik dhe Ekonomik	63
5.1	Të dhënat themelore të Sistemit të Transmetimit	63
5.1.1	Korridoret e Gazsjellësve	63
5.1.2	Kërkesat e sigurisë	63
5.1.3	Standardet dhe Rregulloret Teknike të Sektorit të Gazit në Shqipëri	64
5.2	Përshkrimi i korridoreve të gazsjellësve duke përfshirë faktorët mjedisorë dhe socialë	65
5.2.1	Seksioni 1: CP1 Fier - Fier	70
5.2.2	Seksioni 2: Fier – PRMS Vlorë	71

5.2.3	Seksioni 3: PRMS Vlorë – TEC-i i Vlorës	72
5.2.4	Seksioni 4: Fier – PRMS Fier	72
5.2.5	Seksioni 5: PRMS Fier - PRMS Ballsh	73
5.2.6	Seksioni 6: PRMS Ballsh - PRMS Tepelenë	74
5.2.7	Seksioni 7: PRMS Tepelenë – PRMS Gjirokastrë	74
5.2.8	Seksioni 8: PRMS Gjirokastrë – PRMS Sarandë	75
5.2.9	Seksioni 9: CP1 Fier - Lushnjë	77
5.2.10	Seksioni 10: Lushnjë - PMRS Dumrea	77
5.2.11	Seksioni 11: PRMS Dumrea - PRMS Elbasan	79
5.2.12	Seksioni 12: Lushnjë - Pezë	80
5.2.13	Seksioni 13: Pezë - PRMS Durrës	81
5.2.14	Seksioni 14: Pezë - PRMS Tirana 2	82
5.2.15	Seksioni 15: Pezë - PRMS Tirana 1	83
5.2.16	Seksioni 15: PRMS Tirana 1 – PRMS Fushë-Krujë	83
5.2.17	Seksioni 17: PRMS Fushë-Krujë – Milot	84
5.2.18	Seksioni 18: Milot – Rrëshen	85
5.2.19	Seksioni 19: Rrëshen – PMRS Kukës	86
5.2.20	Seksioni 20: PRMS Kukës - CTMS Kosova	87
5.2.21	Seksioni 21: Milot – CTMS Bushat	88
5.2.22	Seksioni 22: CTMS Bushat - PRMS Shkodër	88
5.2.23	Seksioni 23: CTMS Bushat – Kufiri me Mali e Zi	90
5.2.24	Seksioni 24: CP3 Korçë - PRMS Pogradec	90
5.2.25	Seksioni 25: PRMS Pogradec – CTMS/PRMS Përrenjas	91
5.2.26	Seksioni 26: CTMS/PRMS Përrenjas – Kufiri me IRJM	92
5.4	Diagramet e Flukseve	95
5.5	Kushtet standarde	95
5.6	Të dhëna mbi tubacionet e gazit	96
5.7	Përlllogaritjet Hidraulike	96
5.7.1	Metodologjia	96
5.7.2	Llogaritja e pareteve të tubacionit	97
5.7.3	Presioni i projektimit	97
5.7.4	Rezultatet Hidraulike	98
5.8	Vlerësimi i kostove kapitale dhe operacionale (CAPEX dhe OPEX)	99
5.9	Vlerësimi ekonomik dhe opsionet e zhvillimit	103
5.9.1	Metodologjia	103
5.9.2	Alternativat e konsideruara	104
5.9.3	Vlerësimi i flukseve monetare	105
5.9.4	Parashikimet e tarifave të transmetimit	107
5.9.5	Konkluzione	114
6	Depozitimi i Gazit Natyror	116
6.1	Analiza e konsumit	116
6.2	Analiza e të dhënave meteorologjike dhe llogaritja e kurbës së ngarkesës	118

6.3	Nevojat e depozitimit	119
6.4	Rekomandimet për menaxhimin e ngarkesave	120
6.5	Konkluzione	122
7	Shënime përmbyllëse dhe rekomandime	123
7.1	Sistemi i shpërndarjes së gazit	123
7.2	Sistemi i transmetimit së gazit	124
7.3	Depozitimi i Gazit	127
8	Tipologjia e Energjisë në Shqipëri në të ardhmen	128
8.1	Tipologjia e Energjisë aktualisht	128
8.2	Parashikimet e Tipologjisë së Energjisë për vitet 2020 – 2040 pa Gazin Natyror	131
8.2.1	Parashikimet për Konsumin e Energjisë pa praninë e Gazit Natyror	131
8.2.2	Parashikimet për Furnizimin e Energjisë pa praninë e Gazit Natyror	133
8.3	Skenari i Tipologjisë së Energjisë me praninë e Gazit Natyror	135
8.3.1	Skenari i Konsumit të Energjisë me Praninë e Gazit Natyror	135
8.3.2	Skenari i Burimeve të Furnizimit të Energjisë me Praninë e Gazit Natyror	138
8.4	Konkluzionet mbi Tipologjinë e Burimeve të Energjisë	139

9	Identifikimi i Projekteve Prioritare	140
10	Literatura	142
	Shtojca 1 – Diagrami i flukseve për skenarin 1	143
	Shtojca 2 – Diagrami i flukseve për skenarin 2	144
	Shtojca 3 – Diagrami i flukseve për skenarin 3	145
	Shtojca 4 – Diagrami i flukseve për skenarin 4	146
	Shtojca 5 – Modeli kalkulimit hidraulik për skenarin 1	147
	Shtojca 6 – Modeli kalkulimit hidraulik për skenarin 2	148
	Shtojca 7 – Modeli kalkulimit hidraulik për skenarin 3	149
	Shtojca 8 – Modeli kalkulimit hidraulik për skenarin 4	150
	Shtojca 9 – Harta	151
	Shtojca 10 - Shembuj të kërkesave të përcaktuara të sigurisë	152
	Shtojca 11 - Kërkesa të përgjithshme për shtrimin e tubacioneve	157
	Shtojca 12 – Grafikët e Konsumit Total Final të Energjisë pa praninë e Gazit Natyror	163
	Shtojca 13 - Grafikët e Furnizimit nga Burimet Primare të Energjisë pa praninë e Gazit Natyror	165
	Shtojca 14 - Grafikët e Konsumit Total Final të Energjisë me praninë e Gazit Natyror	167
	Shtojca 15 – Furnizimi Total nga Burimet Primare me Praninë e Gazit	168
	Shtojca 16 – Furnizimi nga Burimet Primare të Energjisë me Praninë e Gazit Sipas Sektorëve	169

Lista e Tabelave

Tabela 1.1: Diapazoni i tarifave të transmetimit për rrjetin shqiptar të gazit	16
Tabela 3.1: Qytetet më të mëdhenj në Shqipëri	21
Tabela 3.2: Parashikimet e konsumit të gazit në zonat rurale në Shqipëri	33
Tabela 3.3: Konsumi Total i Gazit i parashikuar për zonat urbane në Shqipëri	33
Tabela 3.4: Njësitë Vendore që pritet të gazifikohen.....	34
Tabela 3.5: Konsumi Total i Gazit i parashikuar për Kosovën	36
Tabela 3.6: Konsumi i parashikuar i gazit në IRJM	37
Tabela 4.1: Përzgjedhja e Njësive Vendore të Referencës.....	45
Tabela 4.2: Njësitë administrative referenciale dhe gjatësia mesatare e rrjetit të gazit për banor	46
Tabela 4.3: Çmimet për njësi për rrjetin e shpërndarjes	48
Tabela 4.4: Gjatësitë e llogaritura të rrjeteve të shpërndarjes në 85 njësitë administrative vendore	48
Tabela 4.5: TRPK për 85 njësitë administrative vendore	52
Tabela 4.6: Zona Potenciale e gazifikimit për nivele të ndryshme tarife	56
Tabela 5.1: Informacion për seksionet e planifikuar të gazsjellësve në Shqipëri...	69
Tabela 5.2: Sasitë e gazit për konsumatorët në vitin 2040	94
Tabela 5.3: Potenciali i konsumit nga klientët e mëdhenj në vitin 2040	95
Tabela 5.4: Cilësia e Gazit.....	95
Tabela 5.5: Madhësitë e tubacioneve për secilin skenar	98
Tabela 5.6: Kostot kapitale për tubacionet sipas Skenarit 1	100
Tabela 5.7: Kostot kapitale për tubacionet sipas Skenarit 2	100
Tabela 5.8: Kostot kapitale për tubacionet sipas Skenarit 3	101
Tabela 5.9: Kostot kapitale për tubacionet sipas Skenarit 4	102
Tabela 5.10: Tendenca e tarifave të transmetimit	108
Tabela 5.11: Tendencat e tarifave të transmetimit pa konsumatorët spirancë	112
Tabela 5.12: Tendenca e tarifës së gazit në rastin e pranisë së gazsjellësit drejt Kosovës	113
Tabela 5.13: Tendencat e tarifave të gazit në rastin e lidhjeve me Kosovën dhe Maqedoninë	114
Tabela 6.1: Potenciali total i konsumit të gazit natyror në Shqipëri (në mmk)	117
Tabela 6.2: Kërkesa totale termike për gaz natyror (mmk)	119
Tabela 6.3: Kërkesat për depozitim në vitet me temperaturë mesatare (mmk) ...	119
Tabela 6.4: Nevojat e depozitimit për vitet që kanë probabilitet një herë në 20 vjet (mmk).....	119
Tabela 7.1: Diapazoni i tarifave të transmetimit për rrjetin shqiptar të gazit	126
Tabela 10.1: Zonat e sigurisë për tubacionet e transmetimit	152

Lista e Figurave

Figura 3-1 Korridori i TAP-it.....	22
Figura 3-2: Korridori i IAP-it – Seksioni Shqiptar.....	24
Figura 3-3: Potenciali total i konsumit të gazit natyror në Shqipëri sipas sektorëve	32
Figura 3-4: Njësitë Vendore që mund të merren në konsideratë për analizën e gazit	35
Figura 3-5: Konsumi Total i Gazit i parashikuar për Kosovën.....	36
Figura 3-6: Konsumi i parashikuar i gazit në IRJM	37
Figura 4-1: Tubacionet ekzistuese të gazit deri në Dhjetor 2014, Burimi: Albpetrol sh.a.....	41
Figura 4-2: Rrjeti i parashikuar i shpërndarjes në njësinë administrative Zall-Herr	46
Figura 4-3: Rrjeti i parashikuar i shpërndarjes për njësinë administrative Gjirokastrë	47
Figura 4-4: Rrjeti i parashikuar i shpërndarjes për njësinë administrative Kamzë..	47
Figura 4-5: Rrjeti i parashikuar i shpërndarjes për njësinë administrative Tiranë...	48
Figura 5-1: Seksionet e Gazsjellësve.....	68
Figura 5-2: Harta gjeologjike dhe harta e rreziqeve për Seksionin 1	70
Figura 5-3: Harta gjeologjike, e rreziqeve dhe e zonave të mbrojtura për Seksionin 2 dhe 3.....	71
Figura 5-4: Harta gjeologjike dhe e rreziqeve për Seksionin 4	73
Figura 5-5: Harta gjeologjike dhe e rreziqeve për Seksionin 5	73
Figura 5-6: Harta gjeologjike dhe e rreziqeve për Seksionin 6	74
Figura 5-7: Harta gjeologjike dhe e rreziqeve për Seksionin 7	75
Figura 5-8: Harta gjeologjike dhe e rreziqeve për Seksionin 8	76
Figura 5-9: Zonat e mbrojtura për seksionin 8	76
Figura 5-10: Harta gjeologjike dhe e rreziqeve për Seksionin 9	77
Figura 5-11: Harta gjeologjike për Seksionin 10	78
Figura 5-12: Harta e rreziqeve gjeologjike për Seksionin 10	78
Figura 5-13: Harta gjeologjike për Seksionin 11	79
Figura 5-14: Harta e rreziqeve gjeologjike për Seksionin 11	80
Figura 5-15: Harta gjeologjike dhe e rreziqeve për Seksionin 12	81
Figura 5-16: Harta gjeologjike dhe e rreziqeve gjeologjike për Seksionin 13, 14, dhe 15.....	82
Figura 5-17: Harta e rreziqeve gjeologjike për Seksionet 13, 14, dhe 15.....	82
Figura 5-18: Harta gjeologjike dhe e rreziqeve gjeologjike për Seksionet 15 dhe 16	84
Figura 5-19: Harta gjeologjike për Seksionin 18	85
Figura 5-20: Harta e rreziqeve gjeologjike për Seksionin 18	86
Figura 5-21: Rrjeti i lumenjve në seksionet 19, dhe 20	86
Figura 5-22: Harta e rreziqeve gjeologjike për Seksionet 19 dhe 20.....	87
Figura 5-23: Harta gjeologjike dhe e rreziqeve për Seksionin 21	88
Figura 5-24: Harta gjeologjike dhe e rreziqeve për Seksionet 22, dhe 23.....	89

Figura 5-25: Harta e zonave të mbrojtura për Seksionet 22, dhe 23.	89
Figura 5-26: Harta gjeologjike dhe e rreziqeve për Seksionet 24, 25, dhe 26.	91
Figura 5-27: Harta e zonave të mbrojtura për Seksionet 25, dhe 26.	92
Figura 5-28: Ngarkesat Spirancë krahasuar me Vëllimin e Gazit në vitet 2020-2040	114
Figura 6-1 Konsumi i pritshëm i gazit natyror në Shqipëri.....	118
Figura 6-2 Skema e impiantit të gazit sintetik për zbutjen e pikut.....	120
Figura 7-1: Propozimi i rrjetit të transmetimit të gazit.....	125
Figura 10-1: Zonat e sigurisë për tubacionet e transmetimit.....	152
Figura 10-2: Zonat e punës për ndërtimin e tubacionit.....	153

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	Standartet 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	Stacioni 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	Termet 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 Planin e 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 shoqëruar në pusët 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 pusët 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 defektoze, 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 demografike¹.

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). Projektioni 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, Gjirokastrë 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 mëposhtme:

- 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 gazit. 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 marginale të konsumit të gazit (me rreth 2.5%), për shkak të madhësisë së vogël të njësive administrative shitesë, 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 përzgjedhën 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 tarifar 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 mëposhtme:

- 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 përbalueshëm 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 subvencionimi 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/m³ dhe se tarifa e shpërndarjes është 0.15 Euro/m³, 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. Nëse 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.

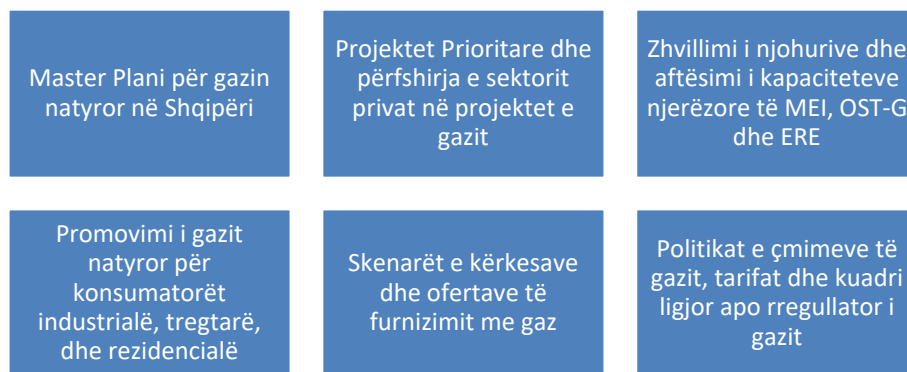
2 Hyrje

Titulli i Projektit:	Master Plani i Gazit për Shqipërinë (MPG) dhe Plan 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 Planit 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 Infrastruktura (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 identikuara;
- 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-in² 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)

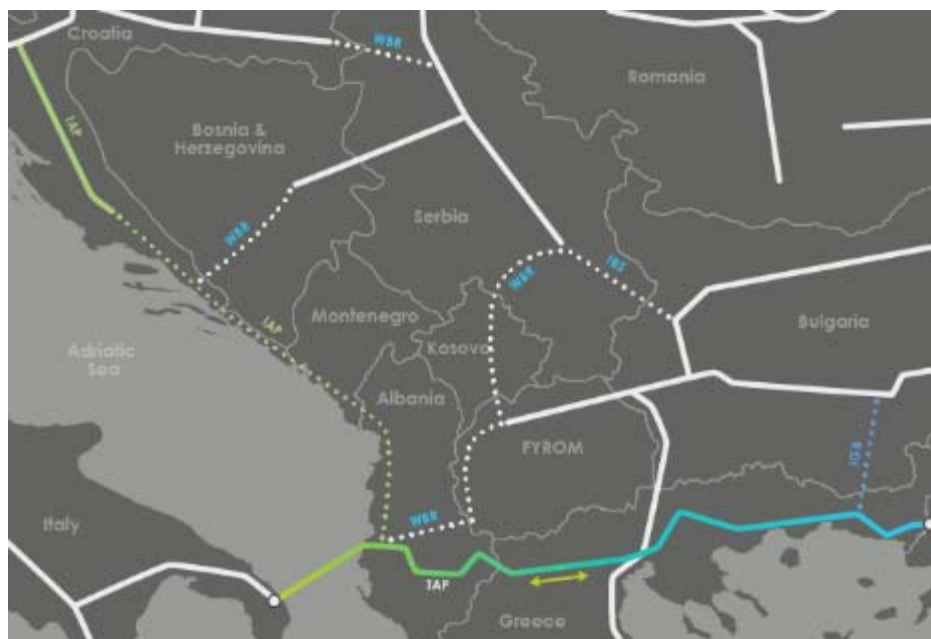


Figura 3-1 Korridori i TAP-it

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 arrijen 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: Korridor 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/m³.

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 përballlet ky treg. Pikat kryesore të paraqitura ishin:

- Prodhi 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, Planin 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 Liçencimit;

- *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 përgjegjësi 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 Albpetrolit) 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 aftësi 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 mëtijshëm 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 vlejné 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 raportojné 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 ekzistojné 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 integritit 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 pritët 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 integritit 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 aktiviteve 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 aksesit 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 demografike³.

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.

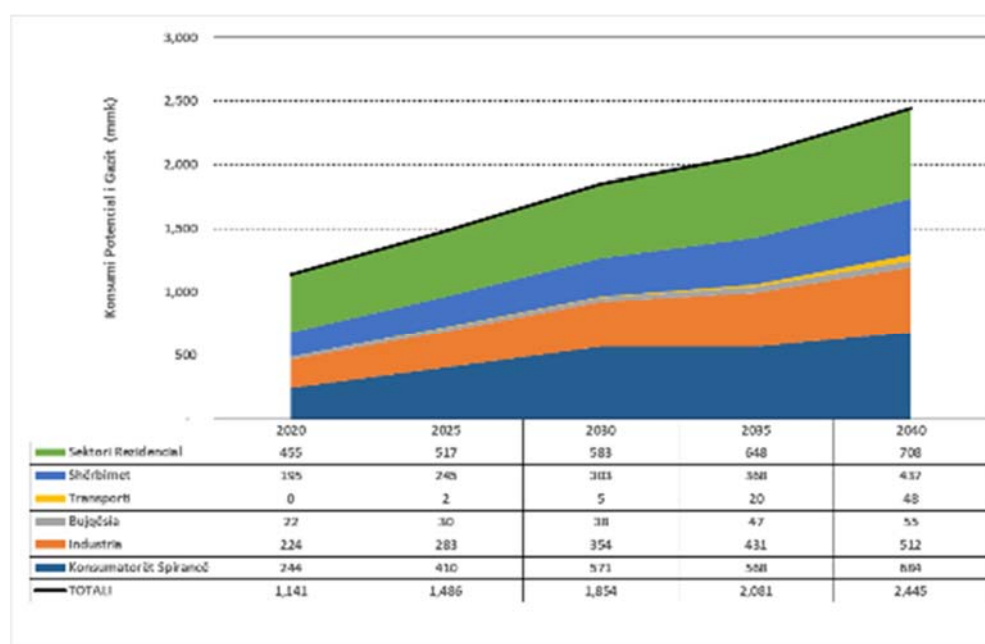


Figura 3-3: Potenciali total i konsumit të gazit natyror në Shqipëri sipas sektorëve

Karakteristikat demografike të vendbanimeve në Shqipëri janë shumë të pafavorshme 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 fshatra⁴ që mbulojnë një sipërfaqe totale prej 28,371 km².

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 Administrative	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 Administrative	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%

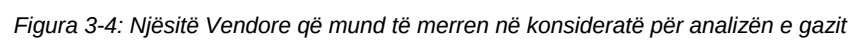
Bazuar mbi kriteret e mësipërme u përcaktua një zonë realisht potenciale për zhvillimin e sistemit të transmetimit dhe të shpërndarjes së gazit që përfshin 85 njësi administrative (shih Figurën 3-4) të cilat përbëjnë 77% të konsumit total të Shqipërisë për vitin 2020, dhe 82% për vitin 2040.

- 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, Otlak, 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 (km ²)	Konsumi i Gazit (në '000 m ³)							
				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.



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

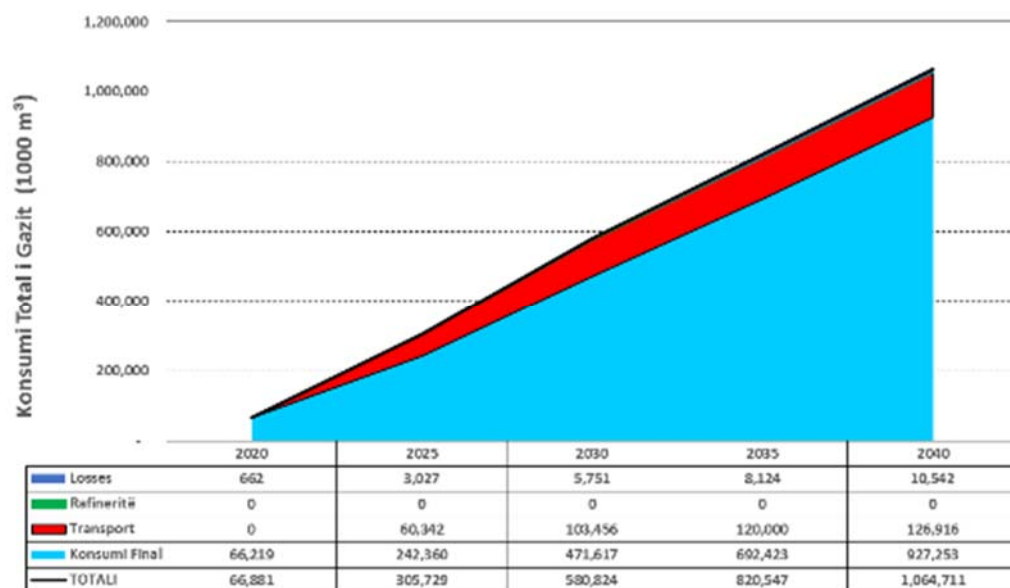


Figura 3-5: Konsumi Total i Gazit i parashikuar për Kosovën

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	

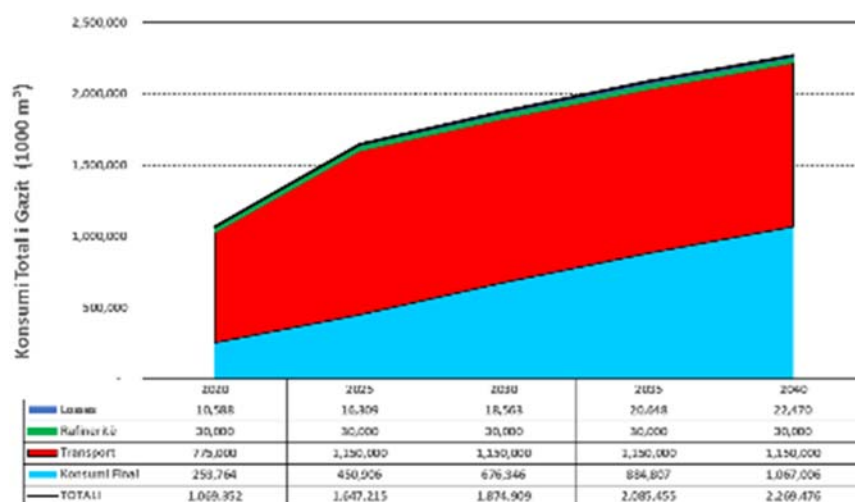


Figura 3-6: Konsumi i parashikuar i gazit në IRJM

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. Prodhim 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 rrjetit 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 integritetit të tubacioneve ekzistuese të 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 integritetit 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 rievimit 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 përzgjedh 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 Skroftinë 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), Ciriqit (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 aksesoret 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 lëvrimin - Pjesa 2 : Kërkesat për tubat e klasës B. Cilësia dhe trashësia e pareteve duhet të jetë në përputhje me kushtet e punës dhe testimin.

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 testimin 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 përrrenjtë 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 unazore. 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 instaluar 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 përzgjedhën 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 km². 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 km ²	Sip. Mesatare km ²	Dendësia Mesatare e Popull pop/km ²	Konsumi mesatar i Gazit		Njësia Vendore	Qarku	Popullsia	Sipërfaq km ²	Dendësia e popullsisë pop/km ²	Konsumi mesatar i Gazit	
						2013 mcm	2040 mcm						2013 mcm	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
								Gjirokastrë	Gjirokastrë	19,836	29.74	667.07	9,667.4	25,699.8
								Bërksullë	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	Popullsia	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.

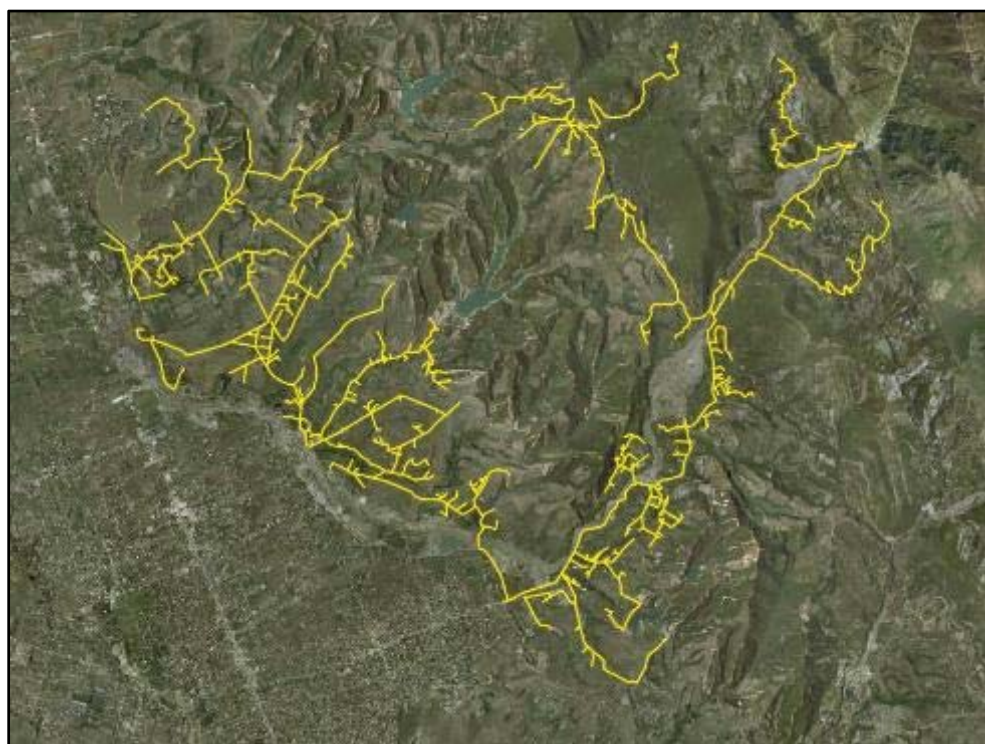


Figura 4-2: Rrjeti i parashikuar i shpërndarjes në njësinë administrative Zall-Herr

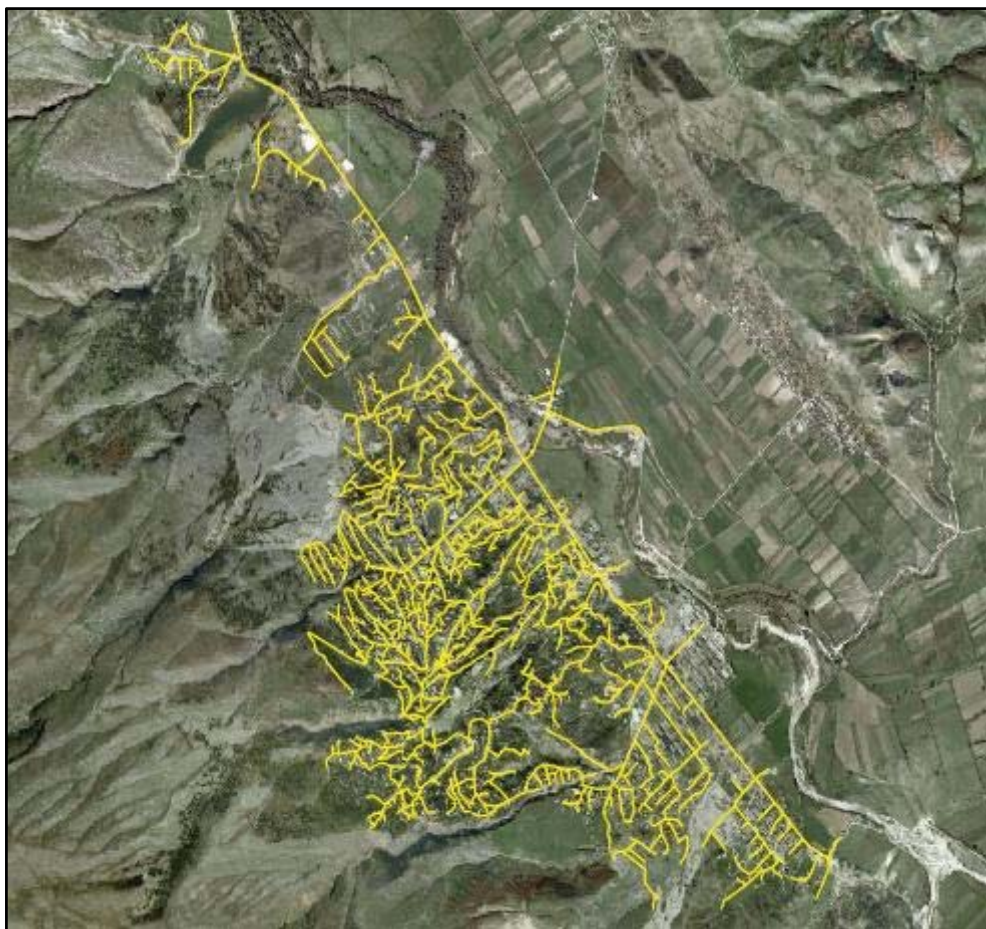


Figura 4-3: Rrjeti i parashikuar i shpërndarjes për njësinë administrative Gjirokastra

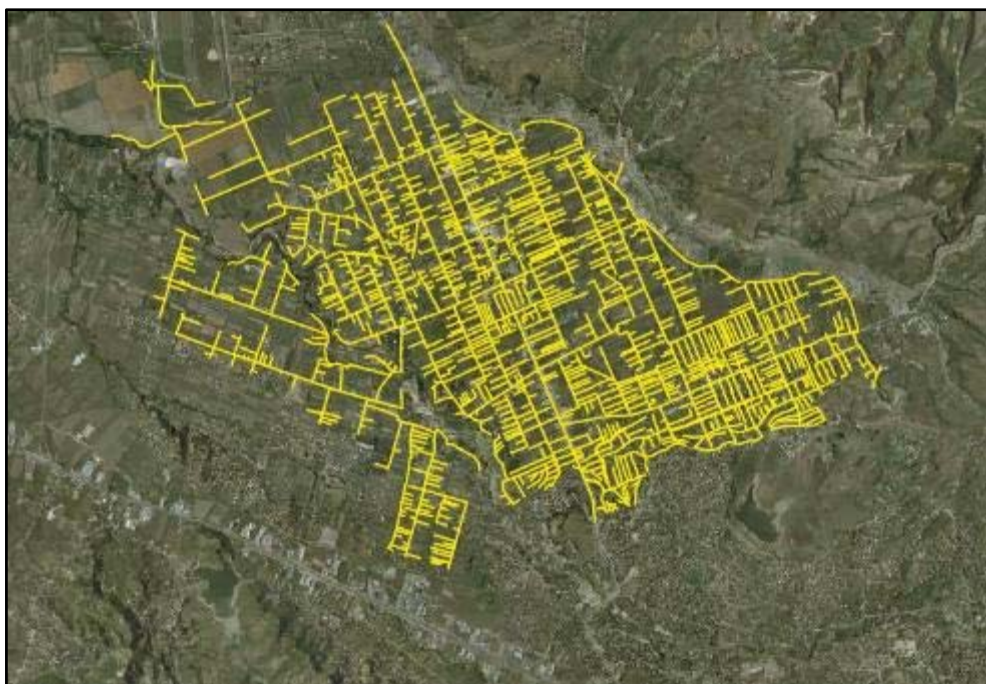


Figura 4-4: Rrjeti i parashikuar i shpërndarjes për njësinë administrative Kamzë

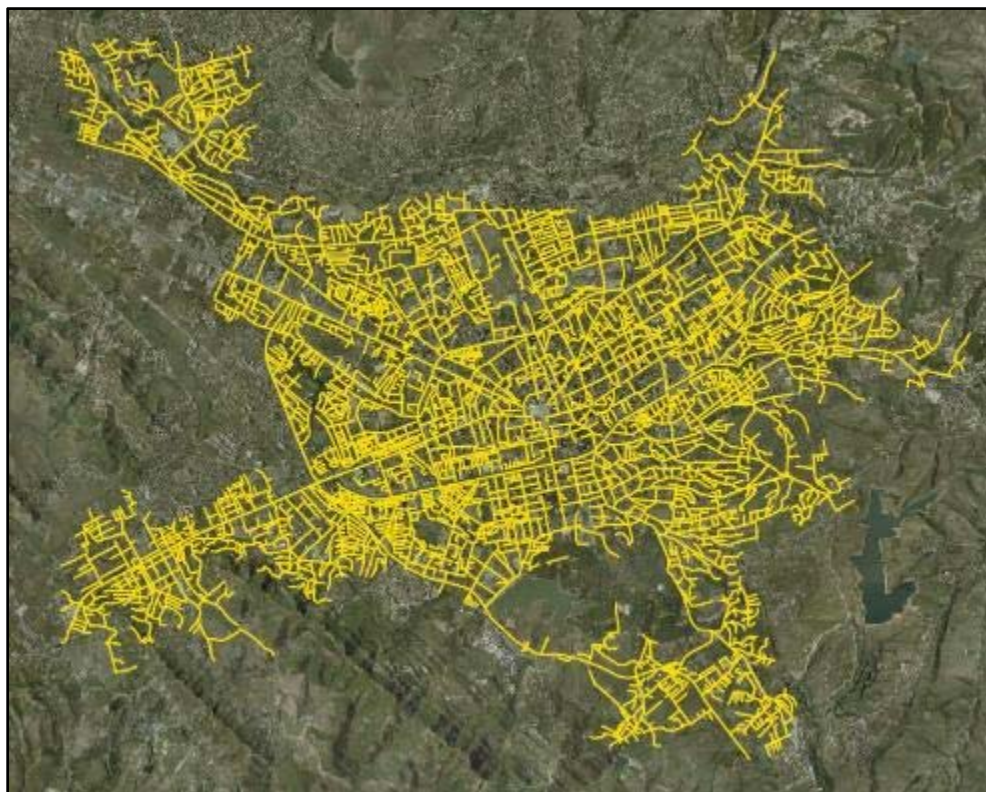


Figura 4-5: Rrjeti i parashikuar i shpërndarjes për njësinë administrative Tiranë

4.4.2 Gjatësitë e tubacioneve dhe kostot kapitale

Bazuar në rezultatet e 4 njësive administrative të referencës janë përlogaritur 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	Popullsia	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
	Otlak	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	Popullsia	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
Gjirokastrë	Gjirokastrë	Gjirokastrë	19,836	77,294	9.9
	Lazarat	Gjirokastrë	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	Ballëdren 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	Popullsia	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

$$TRPK = \frac{VAN (CAPEX + OPEX)}{VAN \text{ (vëllimi i gazit)}}$$

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 m³ gaz të shpërndarë, me një minimum prej 5 punëtorësh që kanë një rrogë mesatare 9.600 Euro në vit⁵.

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/m³)

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 Natyror⁶ 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:

- **Spektori 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,
- **Spektori 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,
- **Spektori 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 projektsh 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 vlerësuar 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 Vajguore	Ura Vajguore	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	Ballëdren 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	Kurbini	Laç	0.28	4,017	8.5
58	Mamurras	Kurbini	Mamurras	0.77	3,513	20.8
59	Mamurras	Kurbini	Milot	0.78	1,946	11.5
60	Mamurras	Kurbini	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	Bërçalla	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	30,137	22.0	30,399	24.2	30,399	24.2	30,399	24.2	30,399	24.2	30,754	34.5
	Patos												
	Roskovec												
	Portëz												
Vlorë	Zharrëz												
	Strum												
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
Gjirokastrë	Gjirokastrë											9,070	9.9
Lushnjë	Lushnjë											12,036	13.5
Elbasan	Elbasan	49,723	37.5	50,194	42.1	50,529	45.8	50,529	45.8	50,529	45.8	50,914	56.8
	Cërrik												
	Bradashesh												
	Shirgjan												
Tiranë	Gostimë	134,275	97.2	134,275	97.2	137,166	112.1	141,181	133.7	143,832	148.1	145,478	157.6
	Tirana												
	Kamzë												
	Paskuqan												
	Vorë												
	Kashar												
	Farkë												

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)
	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 efikasitetit të 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 efikasitetit të 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 efikasitetit të 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 granteve 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 përmbliken 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 kriteret të para-përcaktuara si zona apo kategoria e ndërtimit. Burimet e financimit janë një përzierje granteve dhe kredive pa interes (subvencionim 100% të interesit). Niveli i granteve 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 efikasitetit të energjisë dhe në plotësimin e kriterëve të tjera të dakordësuara të performancës. Modelet e ofruara në këto shërbime mund të marrin formë të ndryshme dhe rezultojnë në modele të ndryshme kontratash dhe marrëveshesh 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 financiar. 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 ekonomike të mundshme në të cilat mund të shpërndahet gaz. 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 së gazit të ndikojnë dukshëm mbi normën e pritjes 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 marginale 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 praktikën 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 operationale. 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 Metodot 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 STANDARTET 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 fqinje 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 përmbajtjeve 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.

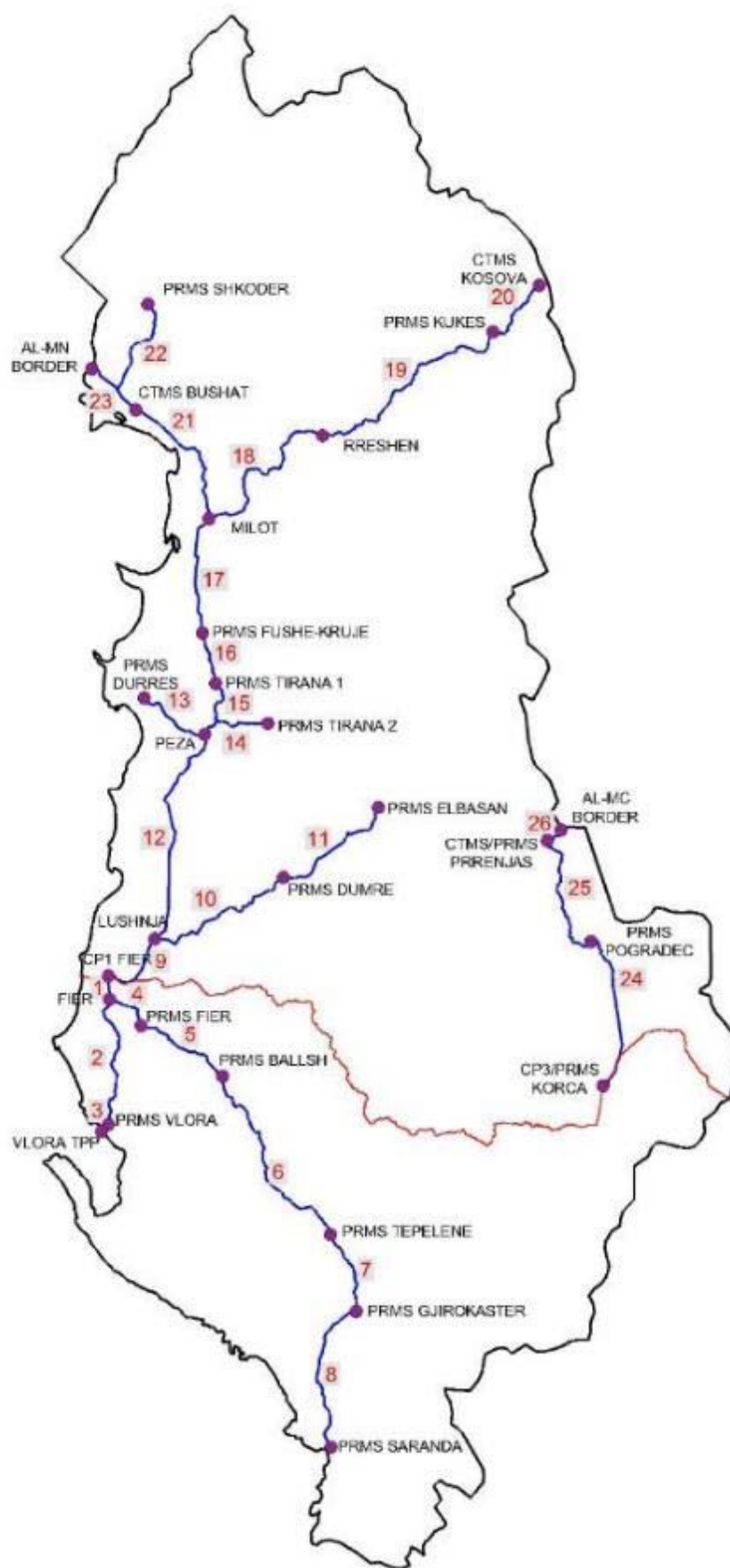


Figura 5-1: Seksionet e Gazsjellësve

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 planifikuara 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 VLORE	31,6	Kalon kryesisht në toka bujqësore, dhe zona pjesërisht të populluara. Kryqëzohet me disa rrugë transporti, dhe me lumin Vjosa
3	PRMS VLORE – 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 në 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 POGRADEÇ	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 POGRADEÇ - 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.

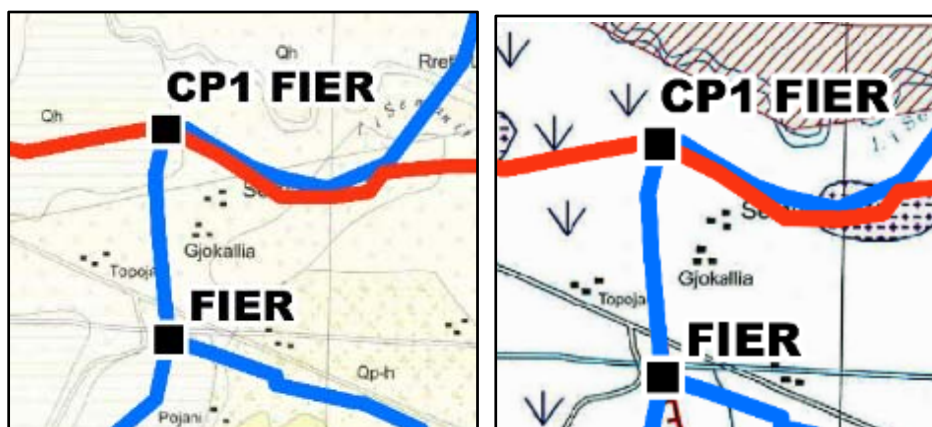


Figura 5-2: Harta gjeologjike dhe harta e rreziqeve për Seksionin 1

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.

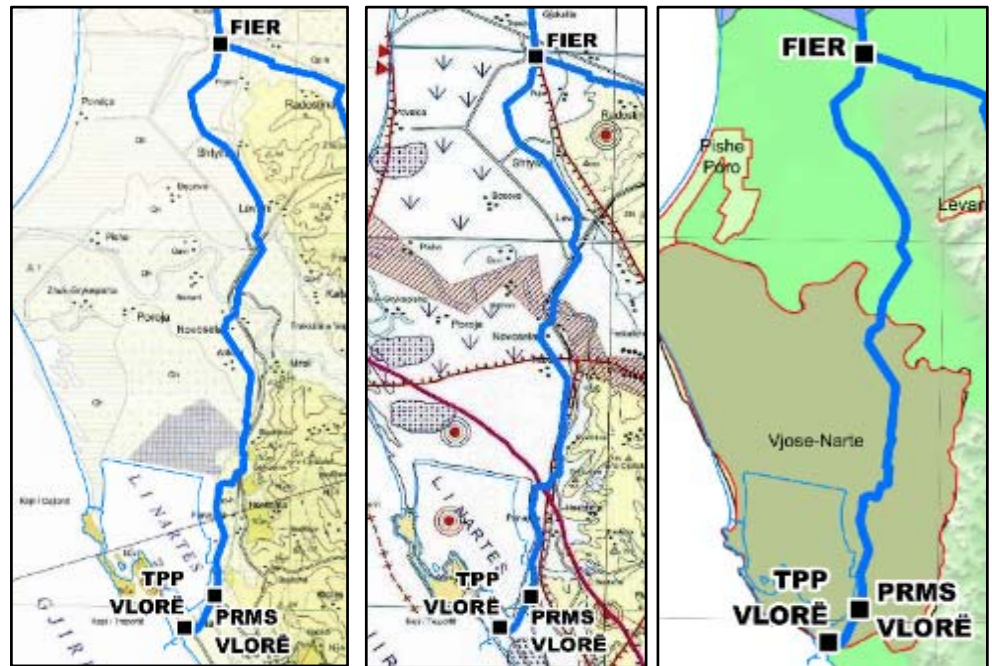


Figura 5-3: Harta gjeologjike, e rreziqeve dhe e zonave të mbrojtura për Seksionin 2 dhe 3

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.

Korridorin e gazsjellësit kapërcen lumin e Vjosës dhe akuiferin e saj kuaternar, që është një zonë e ndjeshme ndaj përmblyetjeve, në rast reshjesh të rënda. Përndryshe korridorin e tubacionit shkon përgjatë rrugës së vjetër nacionale nga Fieri në Vlorë dhe më pas përgjatë autostradës së re Fier-Vlorë. Shumicën e kohës korridorin është paralel me këto rrugë, por herë pas here i kapërcen ato.

Nga pikëpamja sociale, korridorin 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 korridorin 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 Bregdetare⁷.

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 përmytet 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

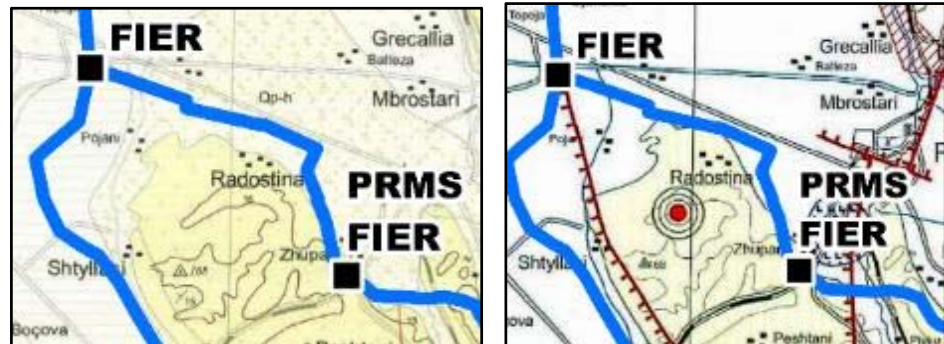


Figura 5-4: Harta gjeologjike dhe e rreziqeve për Seksionin 4

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) karakterizohet 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 reziqeve 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 Gjirokastrë

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).

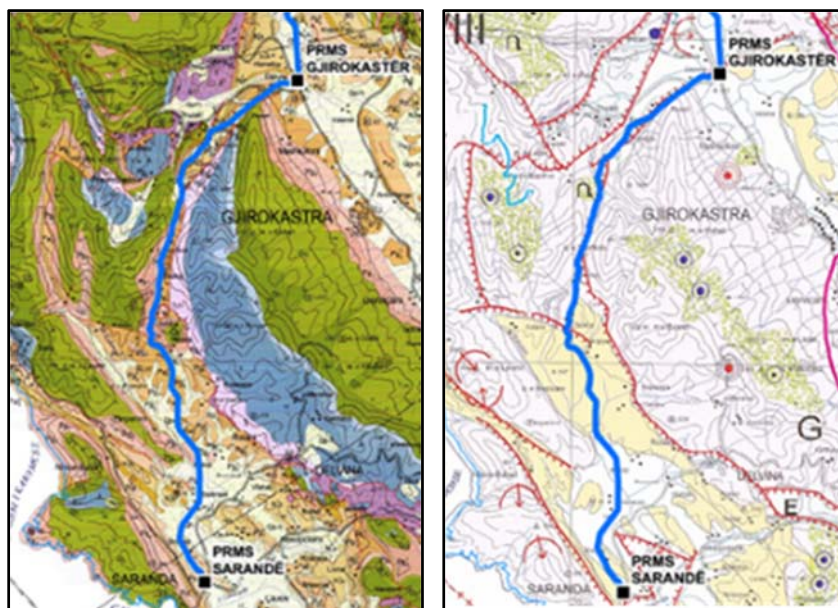


Figura 5-8: Harta gjeologjike dhe e rreziqeve për Seksionin 8

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 Bregdetare⁸.

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 përmytjeve (shih zonën e vijëzuar në Figurën 5-10 më poshtë në të djathtë), nuk ka rrezeqe të tjera gjeologjike. Përveç kësaj nuk ka ndonjë zonë të mbrojtur brenda këtij seksioni.

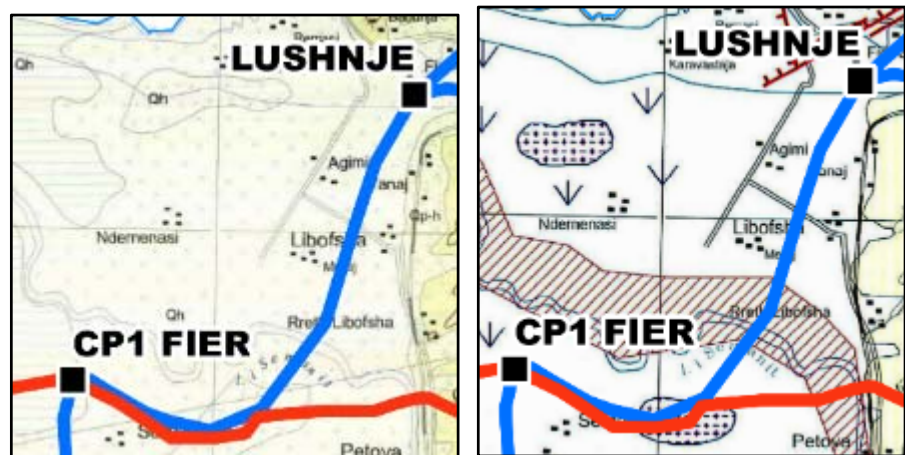


Figura 5-10: Harta gjeologjike dhe e rrezeqeve për Seksionin 9

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 (Iloji 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 karstik 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.

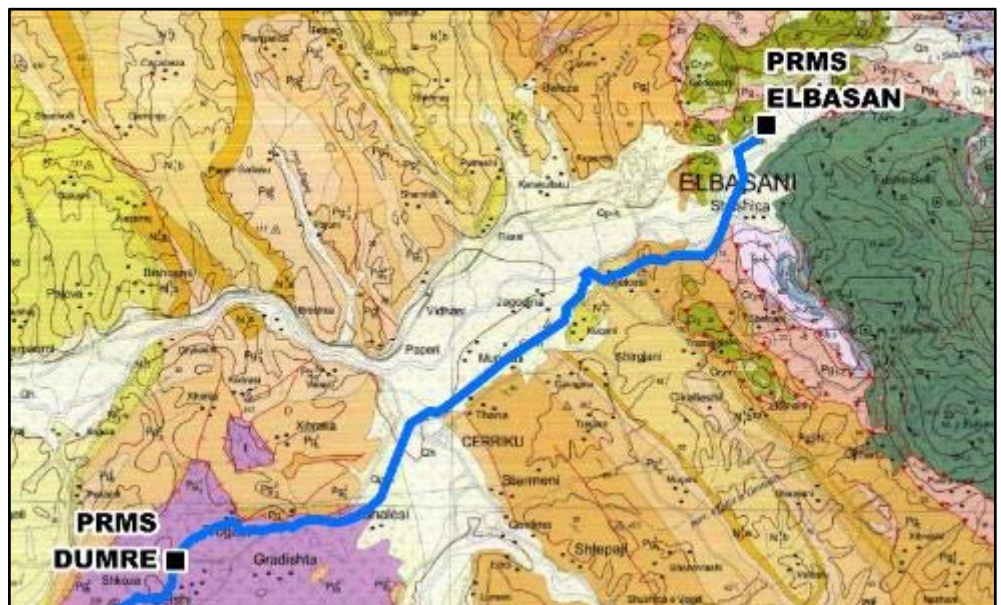


Figura 5-13: Harta gjeologjike për Seksionin 11

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 (lloji E tokave), të cilat janë të lehta për t'u gërmuar (niveli I-III). Këto formacione përbëjnë, gjithashtu, edhe akuiferin zhavorrik Kuarternar 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 Mergelore 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, koridori 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.

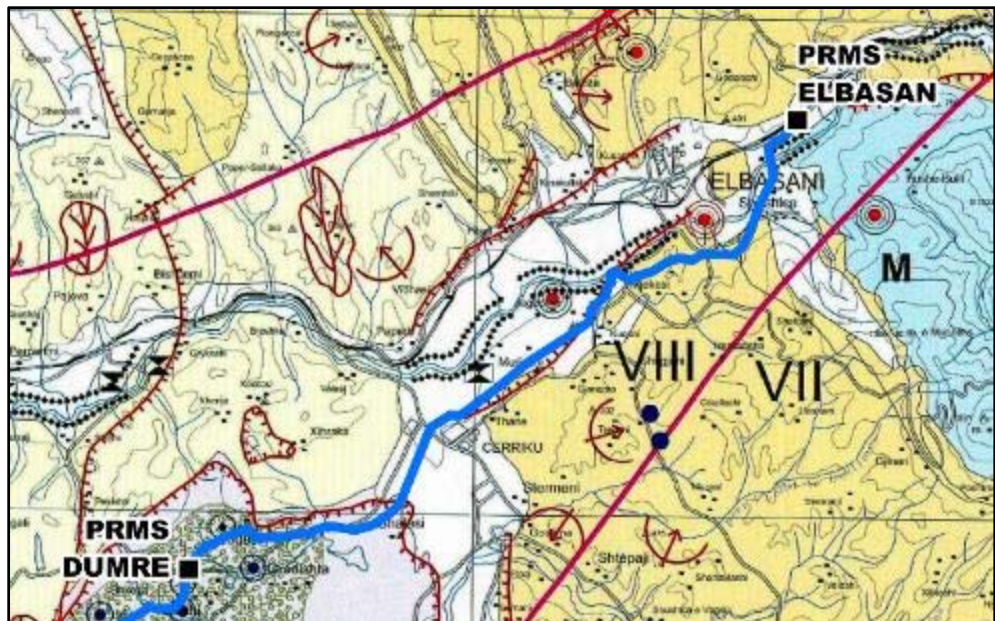


Figura 5-14: Harta e rreziqeve gjeologjike për Seksionin 11

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 përmytjet 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.

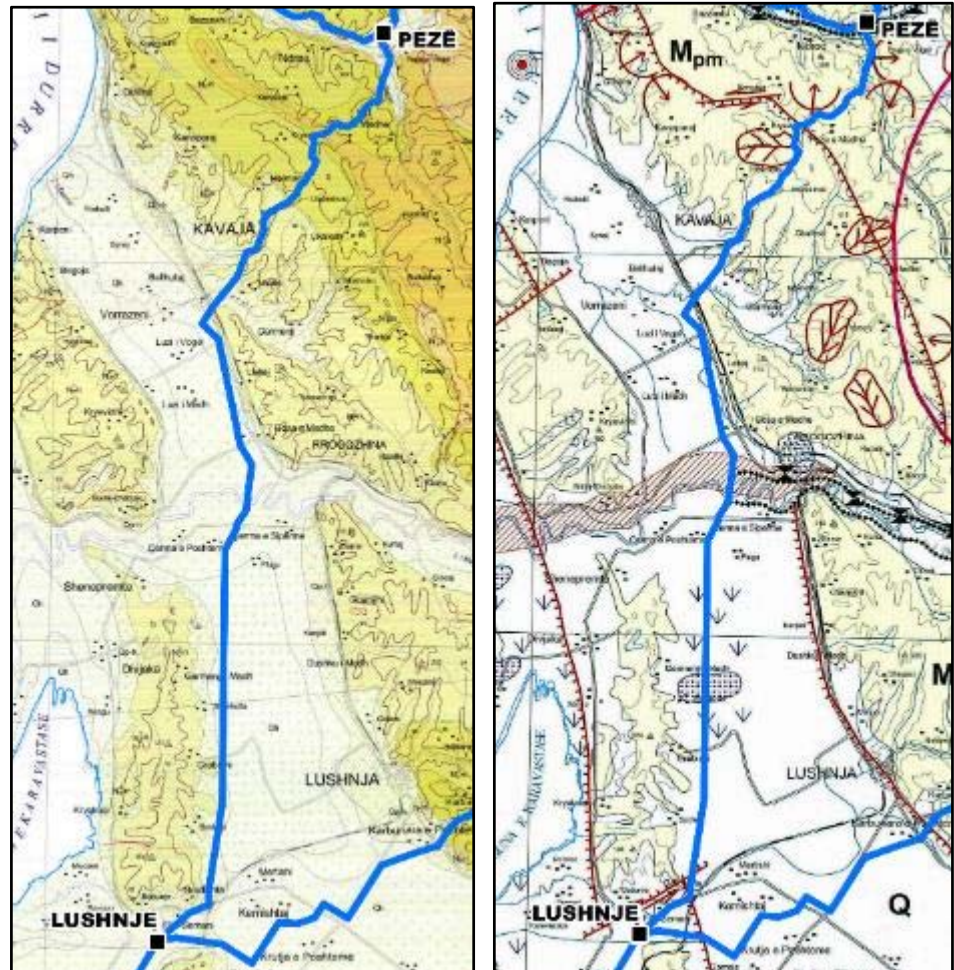


Figura 5-15: Harta gjeologjike dhe e rreziqeve për Seksionin 12

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 intensitetin të lartë sizmik është vendosur në pjesën ku seksioni i gazsjellësit kalon lumin.

Për sa i përket prekjeve të zonave të banuara, nuk ka ndërhyrje të rëndësishme në këto vendbanime.



Figura 5-16: Harta gjeologjike dhe e rrezeve 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 rrezeve gjeologjike për Seksionet 13, 14, dhe 15

Korridori i ardhshëm kapërcen lumin Erzen, i cili përdoret nga industrinë 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 (lloji 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 përmytjet është rrezik i madh në këtë fushë. Përveç kësaj, korridori i gazit në këtë seksion shkon nëpër akuiferin kuaternar të zonës Tiranë-Ishëm.

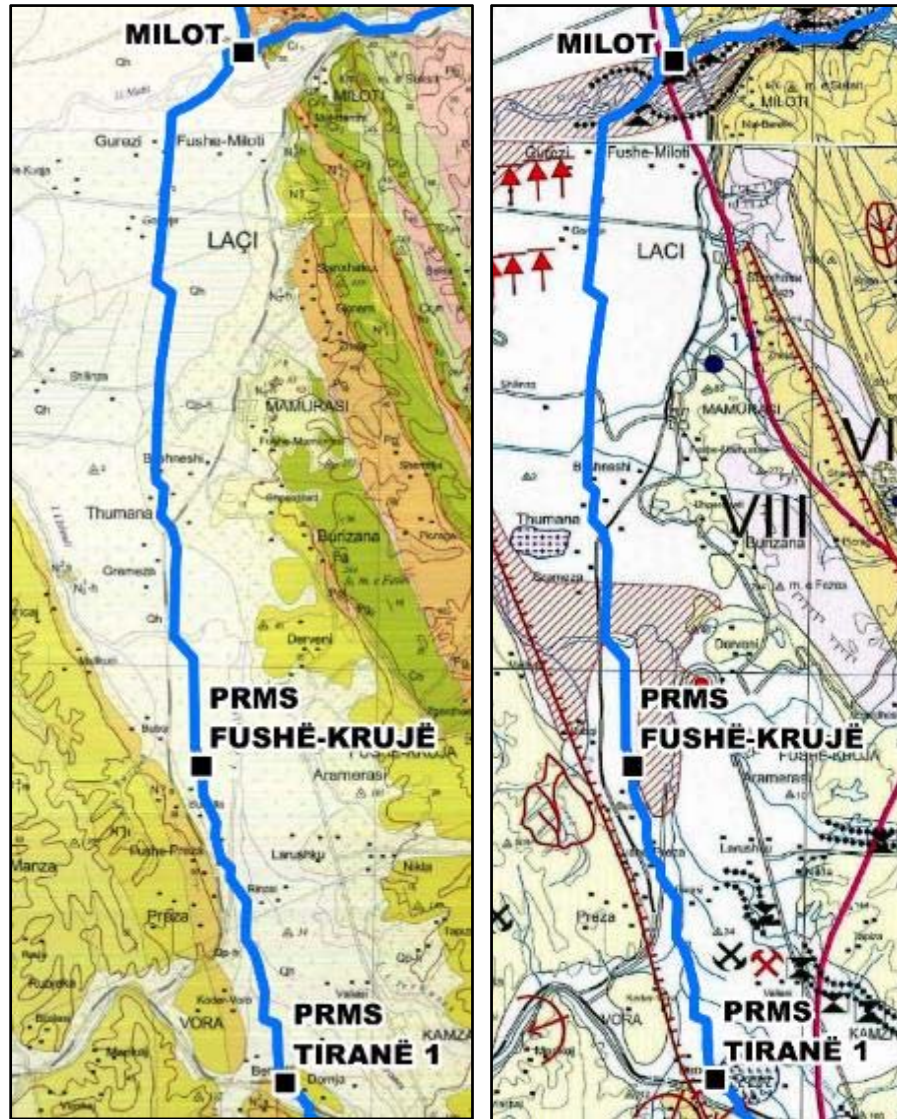


Figura 5-18: Harta gjeologjike dhe e rreziqeve gjeologjike për Seksionet 15 dhe 16

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.

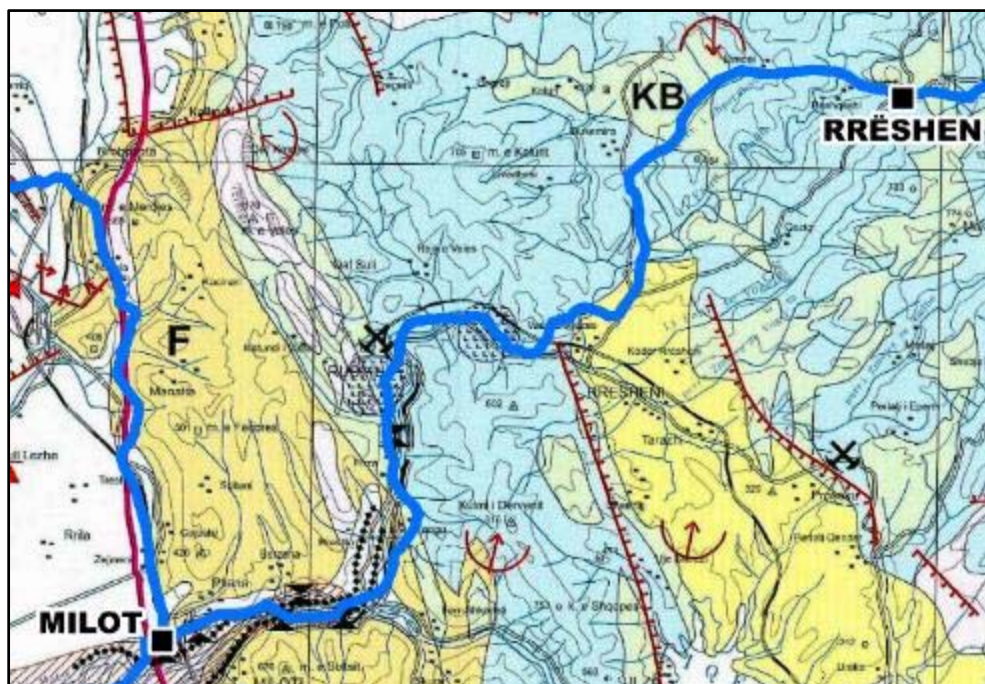


Figura 5-20: Harta e rreziqeve gjeologjike për Seksionin 18

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 disa 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).

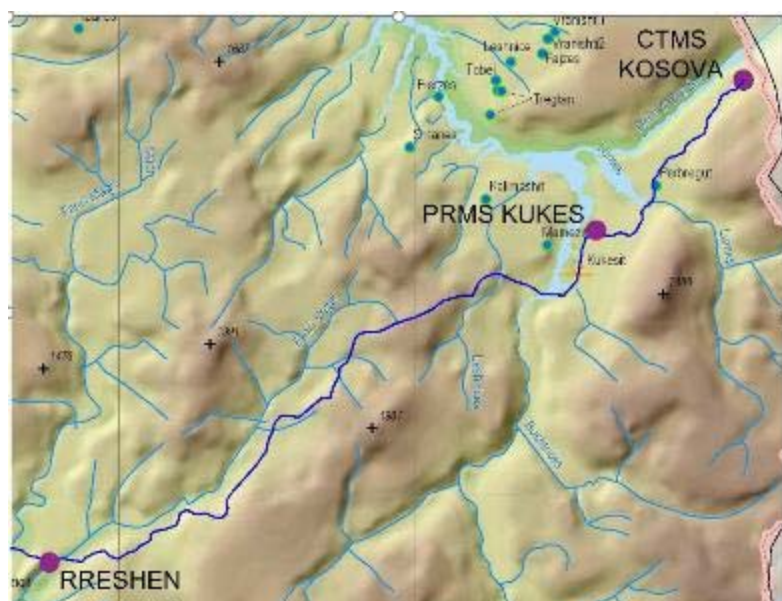


Figura 5-21: Rrjeti i lumenjve në seksionet 19, dhe 20

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 mergelore të Eocenit (Lloji A, ose B). Këto formacione janë relativisht më të vështira në varësi të pranisë së gëlqerorëve dhe ranorëve në sipërfaqe.

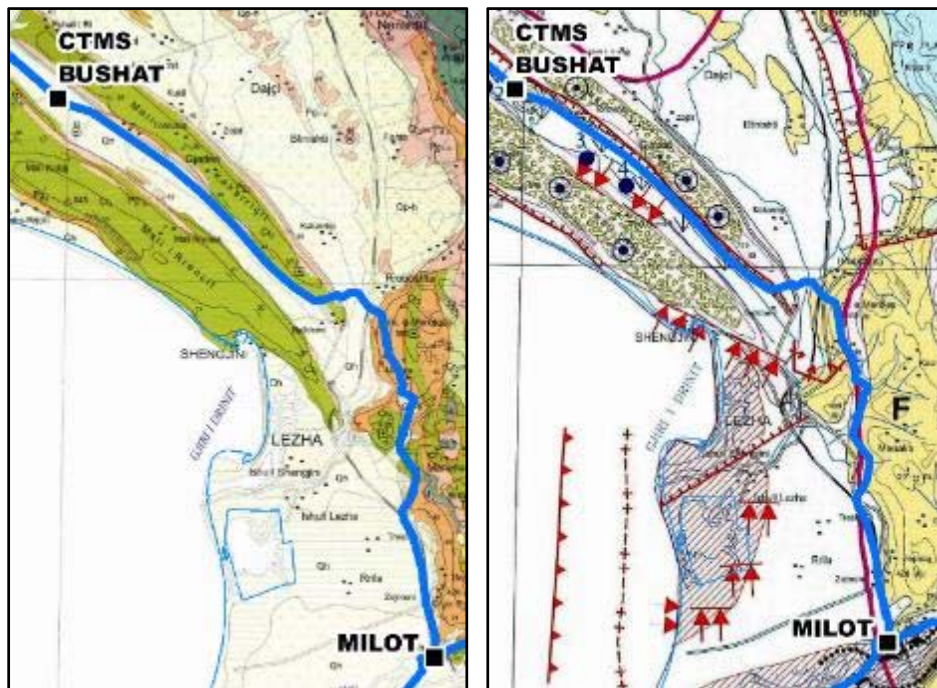


Figura 5-23: Harta gjeologjike dhe e rreziqeve për Seksionin 21

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 përbëra 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 intensitetin 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.

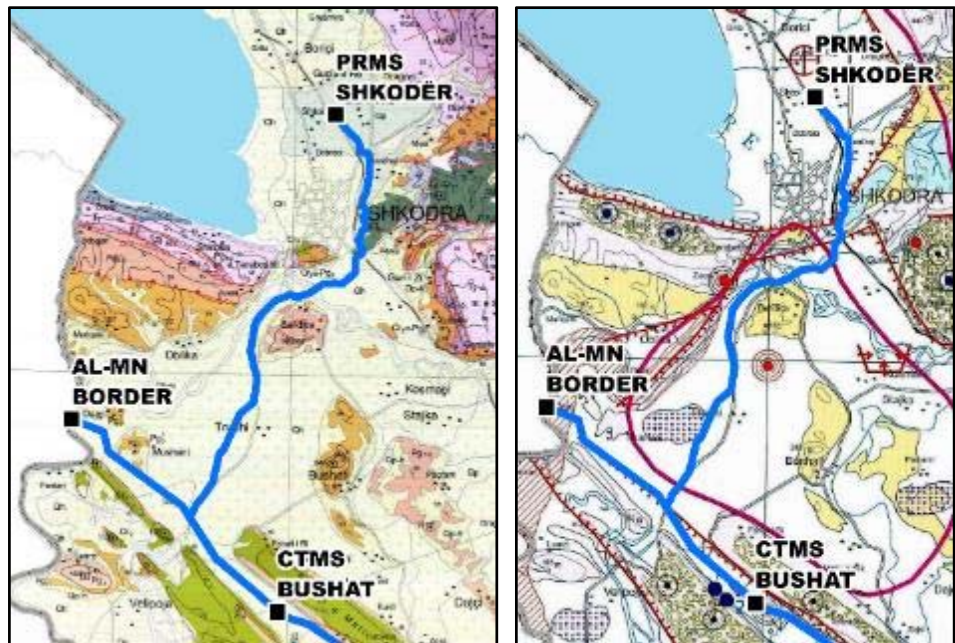


Figura 5-24: Harta gjeologjike dhe e rreziqeve për Seksionet 22, dhe 23.

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 përmyten here pas here.

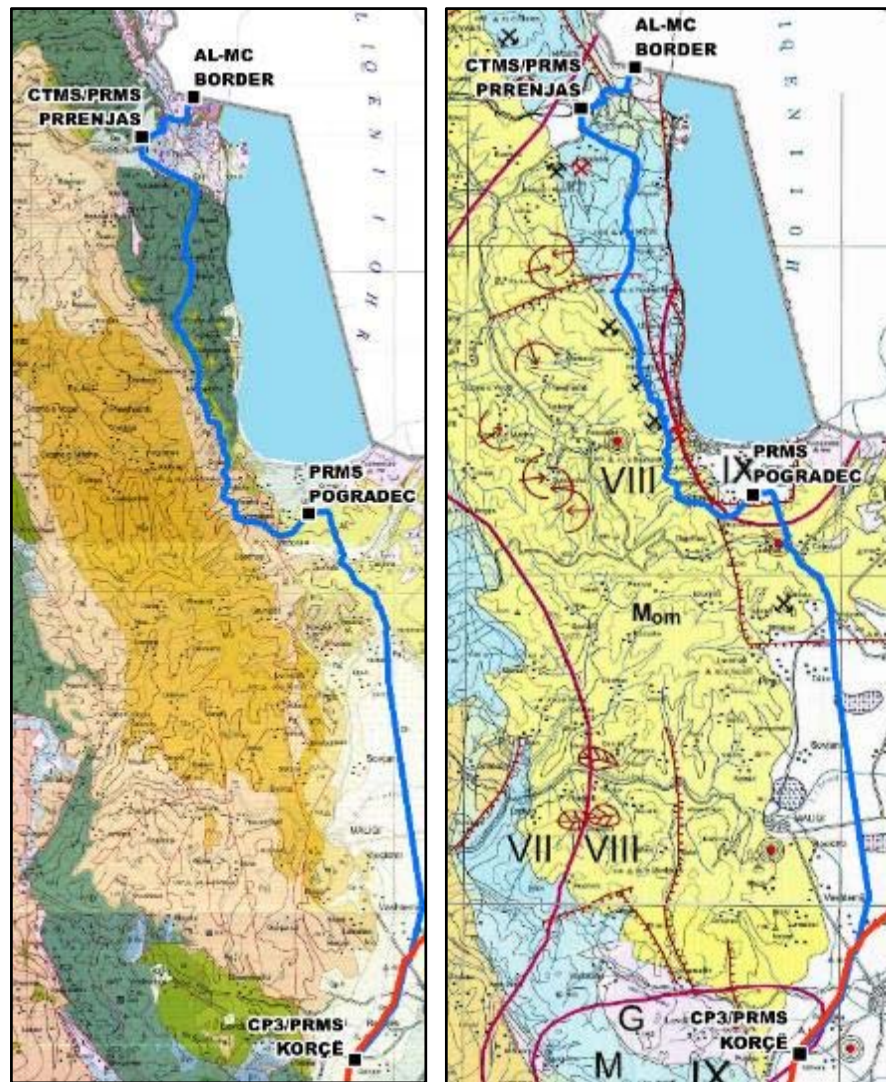


Figura 5-26: Harta gjeologjike dhe e rreziqeve për Seksionet 24, 25, dhe 26.

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 Dunav 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 praktikën 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	Konsumator ët 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 POGRADEÇ		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 sasi të 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 ₂ H ₆)	2.72
Propan	C3 (C ₃ H ₈)	1.54
Iso-Butan	C4 (C ₄ H ₁₀)	0.5
Butan	C4 (C ₄ H ₁₀)	0.51
Iso-Pentan	C5 (C ₅ H ₁₂)	0.24
Pentan	C5 (C ₅ H ₁₂)	0.24
Hekzan	C6 (C ₆ H 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 Përlogaritjet 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 kombinuara 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 POGRADEÇ	35.3	16	8	16	8
25	PRMS POGRADEÇ - 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 përcaktuar 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 përmblodhur 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 €	
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 POGRADEÇ	16	35.3	20.2	11.4	244,900
25	PRMS POGRADEÇ - 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 €	
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

Master Plani i Infrastrukturës së Gazit, Raporti Përfundimtar

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 €	
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 POGRADEEC	8	35.3	5.9	5.9	68,500
25 PRMS POGRADEEC - 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 €	
1 CP1 FIER - FIER	16	5.1	1.6	1.6	35,400
2 FIER - PRMS VLOREË	12	31.6	7.8	7.8	140,400
3 PRMS VLOREË - TEC VLOREË	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	
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	
1	CP1 FIER - FIER	16	5.1	1.6	1.6	35,400
2	FIER - PRMS VLORE	12	31.6	7.8	7.8	140,400
3	PRMS VLORE - TEC VLORE	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 gazit, 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. Krite 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 tarifar uniform sipas të cilit të gjithë përdoruesit e sistemit të transmetimit paguajnë të njëjtën tarifë,

- Norma e Zhvlerësimit të Aseteve: Zhvlerësimi i asetëve është përcaktuar në mënyrë lineare bazuar në jetëgjatësinë e pritshme ekonomike të asetëve 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 aplikuar 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/m³. 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 vit⁹.
- 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 pjesëshme (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/m². 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/m³).
- 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/m³).
- 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/m³ (të identifikuar 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: Tendenda 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

Master Plani i Infrastrukturës së Gazit, Raporti Përfundimtar

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	Vlore Fier Ballsh Elbasan (1+2) Tirana (1+2) Durrës Fushë-Krujë	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 Korçë	Pogradec													
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	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
	Fier													
	Ballsh													
	Elbasan (1+2)													
	Tirana (1+2)													
	Durrës	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
	Fushë-Krujë													
	Shkodër													
	Tepelenë													
	Gjirokastër													
CP Korçë	Pogradec													
CP Fier	Vlorë	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
	Fier													
	Ballsh													

Master Plani i Infrastrukturës së Gazit, Raporti Përfundimtar

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)	PRMS Prrenjas.													
	Tirana (1+2)														
	Durrës														
	Fushë-Krujë														
	Shkodër														
	Tepelenë														
	Gjirokastrë														
	Pogradec														
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/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
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 Kosovës¹⁰

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 pritët 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: Tendencia 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 Maqedonisë¹¹

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/m ³)			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.

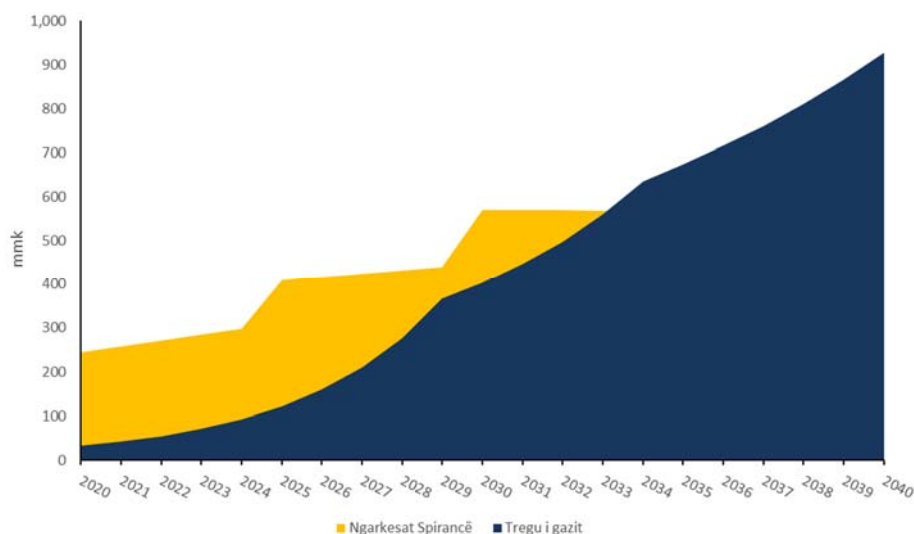


Figura 5-28: Ngarkesat Spirancë krahasuar me Vëllimin e Gazit në vitet 2020-2040

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 tarifar 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 tarifar 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 tarifar uniform.

Së fundmi, rentabiliteti i sistemit të gazit mund të përcaktohet duke vlerësuar aftësinë e tij për të siguruar që gazi arrijë 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/m³) mund të jetë i pranueshëm. Ky çmim çon në një kosto totale prej rreth 0.2 Euro/m³ 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/m³ dhe se tarifa e shpërndarjes së gazit është 0.15 Euro/m³, 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 koston 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 industrinë 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 Euro/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 alternative 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 bmk në vitin 2040 (shih Figurën 6-1 më poshtë).

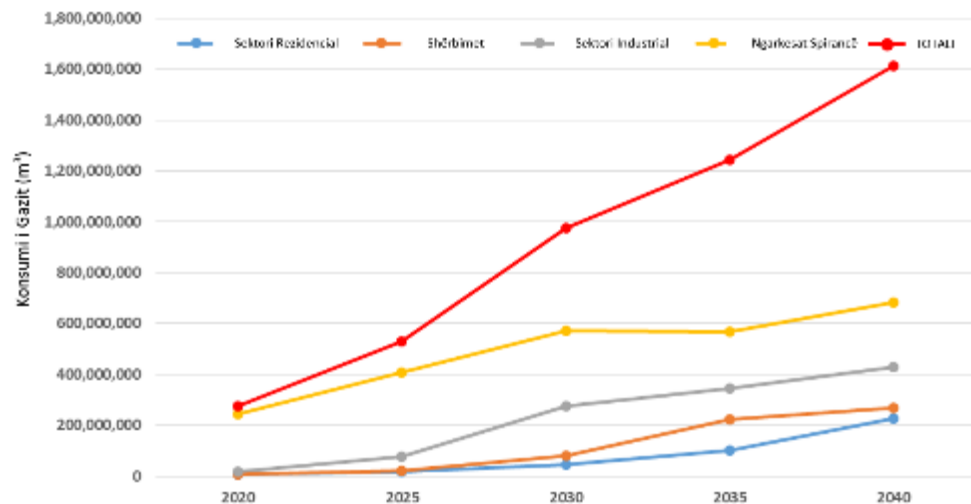


Figura 6-1 Konsumi i pritshëm i gazit natyror në Shqipëri

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.

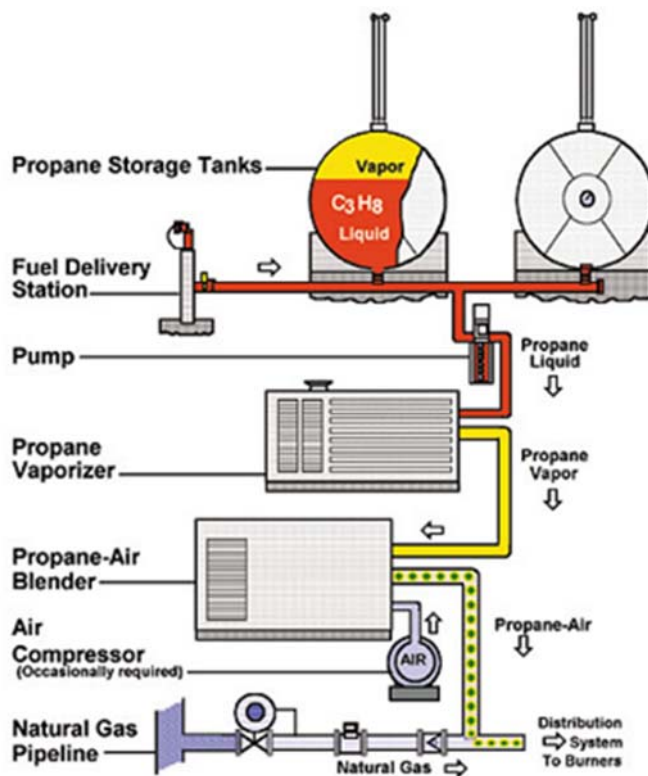


Figura 6-2 Skema e impiantit të gazit sintetik për zbutjen e pikut

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 industrinë 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 ndërprerëshëm 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.

Implantet 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 qira¹⁵ 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 përmblylëse 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 vendbanimeve (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 gaz 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 të ulëta janë në Fier, Pogradec, Tiranë, Shijak, Durrës, Elbasan dhe Fushë-Krujë (ku TRPK është nën 0.10 Euro/m³). 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 marginale 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 të 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 brendshme 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 tarifar 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 tarifar 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/m³ dhe se tarifa e shpërndarjes së gazit është 0.15 Euro/m³, 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 të 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)

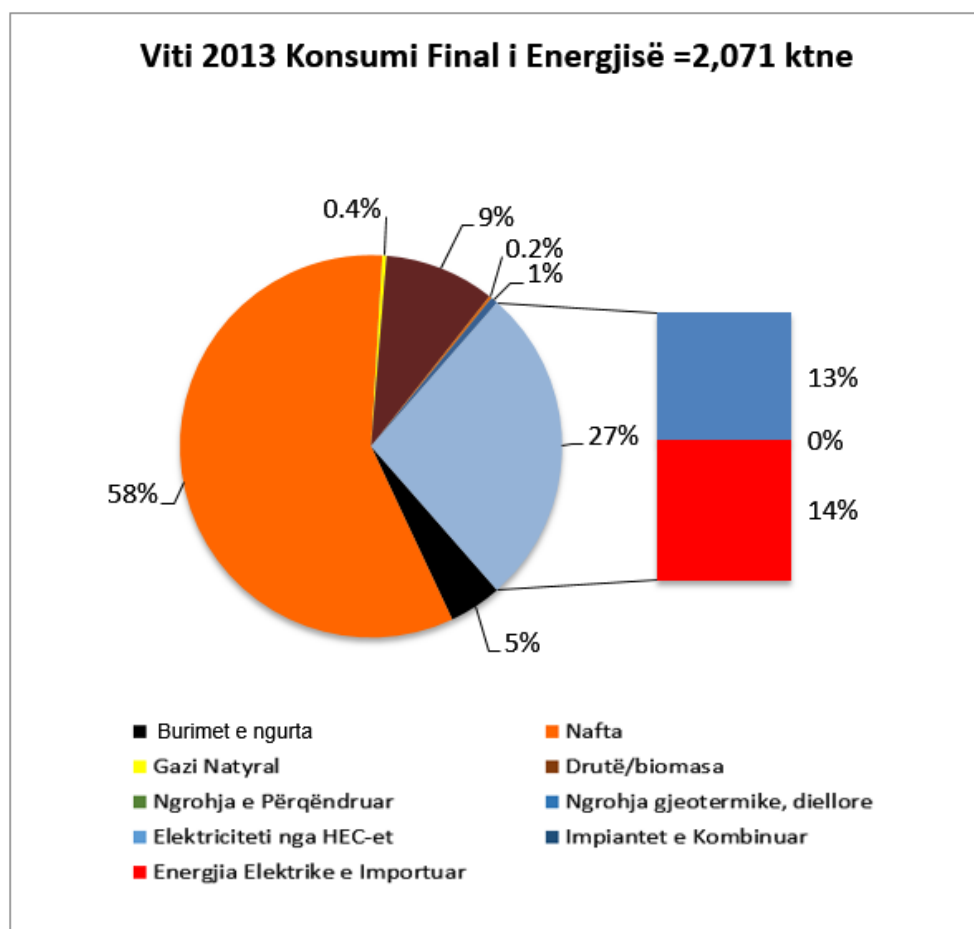


Figura 8-1: Konsumi Final i Energjisë në Shqipëri në Kilo Ton Naftë Ekuivalent për vitin 2013 (AKBN)

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: Furnizimi 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 eficientat e burimeve primare të energjisë që janë identifikuar duke marrë parasysh humbjet në transmetim dhe shpërndarje:

Tabela 8-3 Efienca 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
Eficienca	100%	100%	100%	100%	100%	65%	100%

Si rezultat i supozimeve të mësipërme për eficientat 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

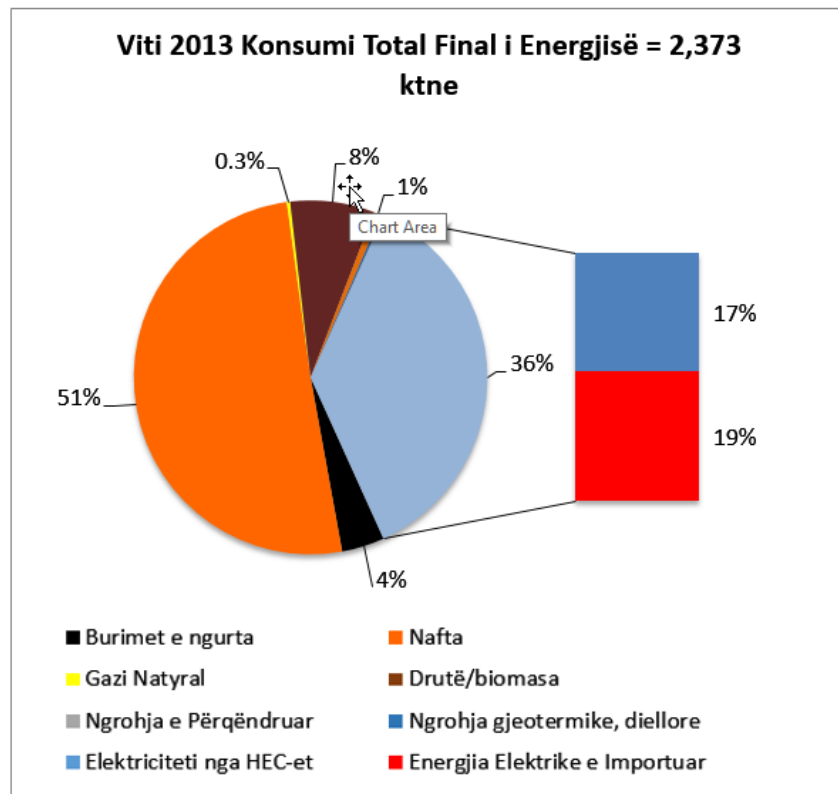


Figura 8-2: Furnizimi Total me Energji nga Burimet Primare në Shqipëri (Burimi: AKBN)

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 Gazit 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 efikasitetin e transmetimit dhe shpërndarjes bëri të mundur llogaritjen e konsumit të energjisë elektrike të prodhuar nga HEC-et.

Supozimet

Supozohet se efikasiteti i transmetimit dhe shpërndarjes të energjisë elektrike në Shqipëri do të përmirësohet gradualisht gjatë viteve sipas tabelës së mëposhtme.

Tabela 8-5 Trendi i efikasitetit të transmetimit dhe shpërndarjes të energjisë elektrike në vitet 2020-2040 në ktne

	2013	2020	2025	2030	2035	2040
Efienca	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 përmblodhur 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

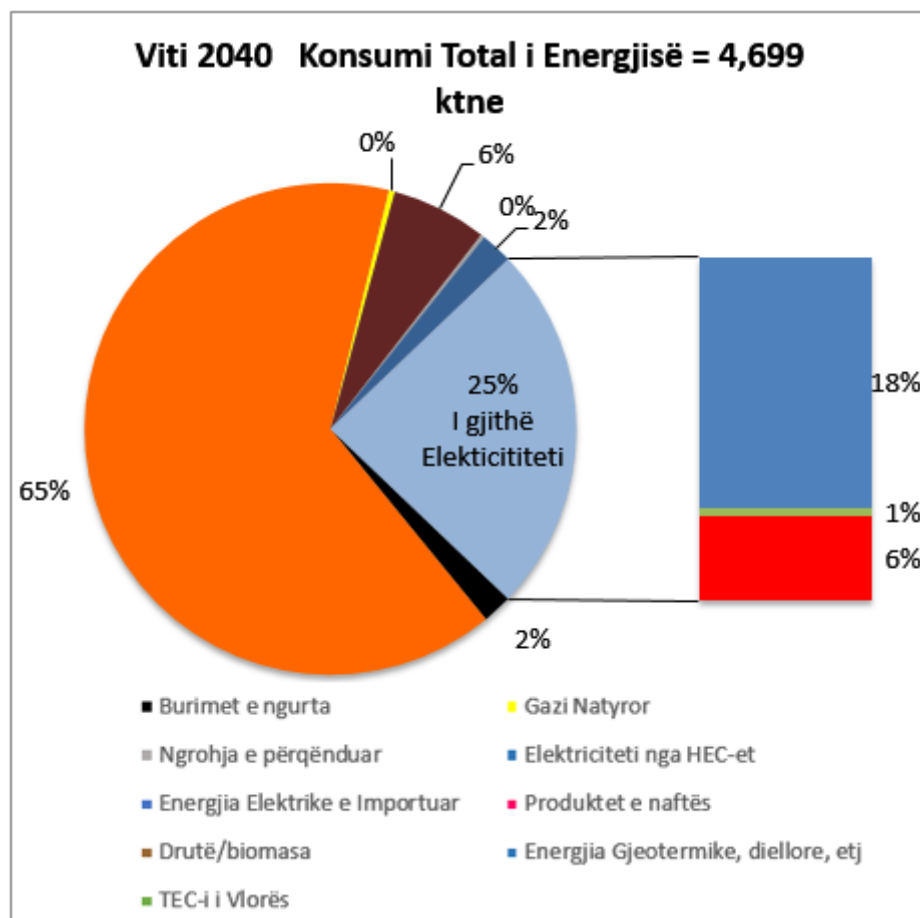


Figura 8-3: Konsumi Total i Energjisë në vitin 2040 sipas burimeve të energjisë në ktne

Grafikët e konsumit për vitet 2020 dhe 2030 janë paraqitur në Shtojcën 12.

8.2.2 Parashikimet për Furnizimin e Energjisë pa pranimë 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).

Supozimet

Supozohet se efienca 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
Spektori 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

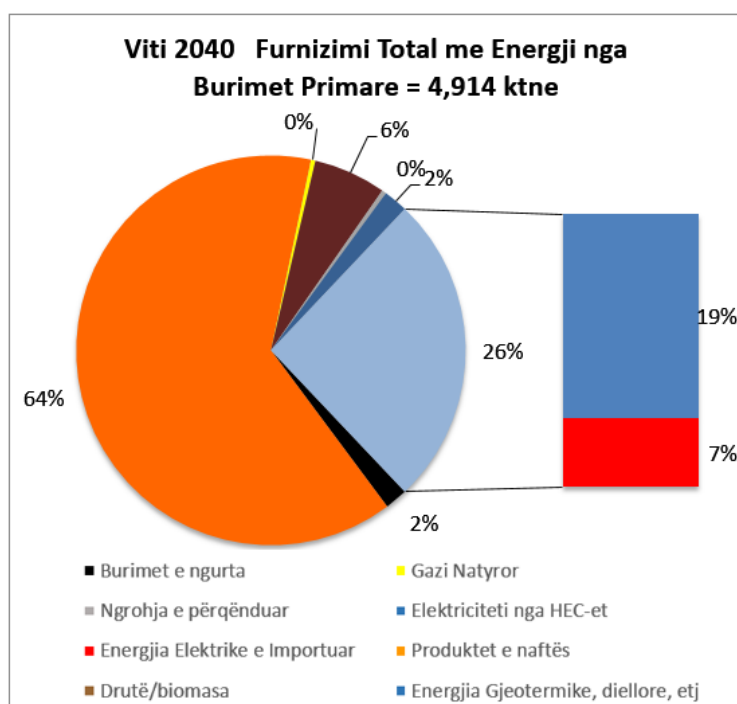


Figura 8-4: Furnizimi Total me Energji në ktne sipas burimeve primare në vitin 2040

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

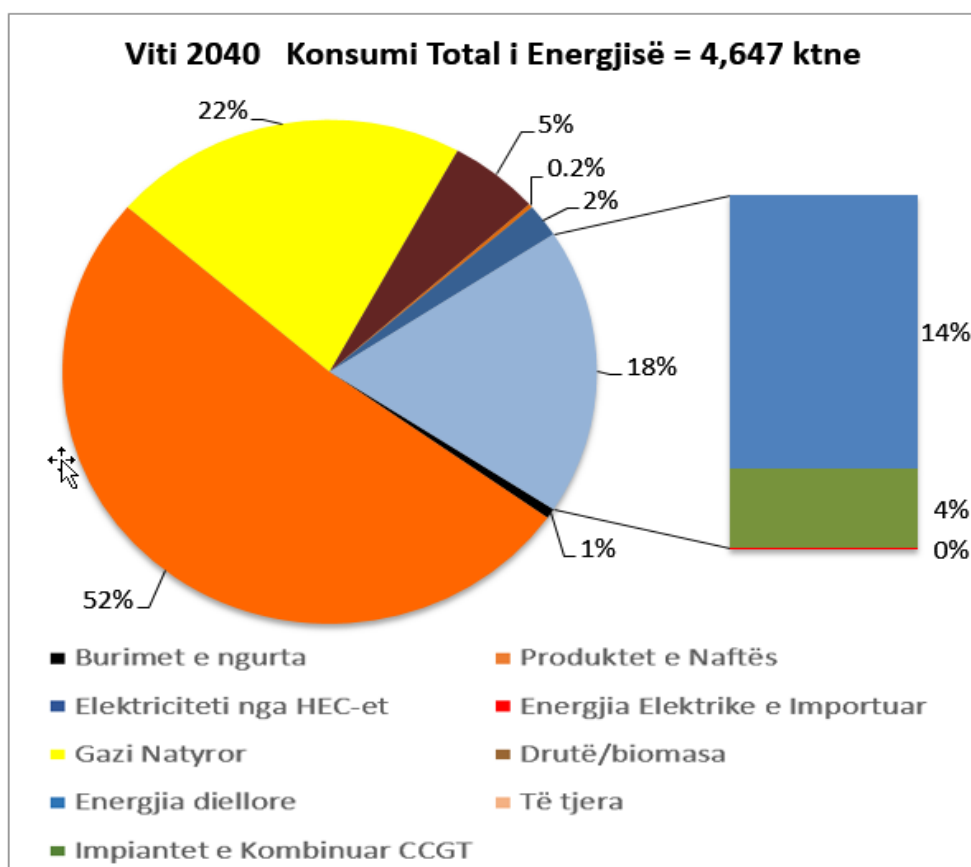


Figura 8-6: Konsumi Final Total i Energjisë në Shqipëri (në ktne) për vitin 2040, me praninë e gazit natyror

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, efienca e termocentraleve të kombinuara (CCGT) në gjenerimin e energjisë elektrike është supozuar të jetë 60%, që është niveli më i lartë i efiençës 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

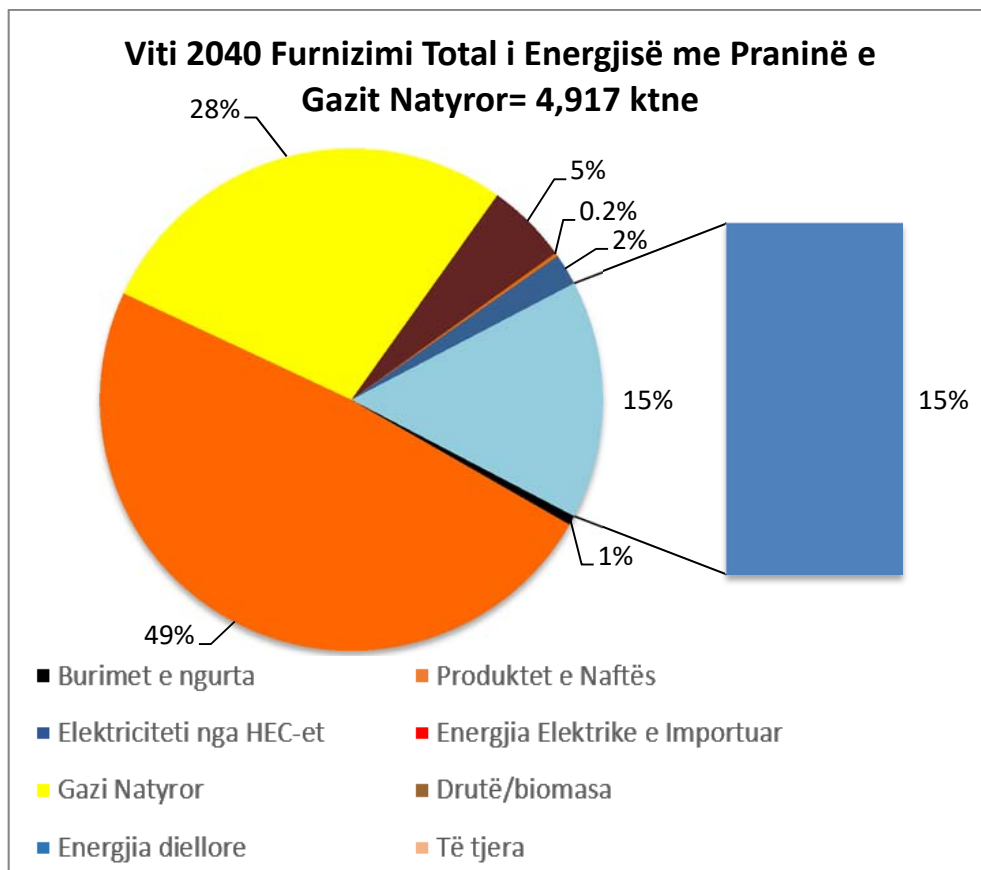


Figura 8-7: Furnizimi Total Final i Energjisë në Shqipëri në ktne për vitin 2040 me praninë e Gazit Natyror

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 Gjirokastrë;
9. Zhvillimi i sistemit të transmetimit nga Pogradeci në Prrrenjas dhe më tej në IRJ të Maqedonisë;
10. Zhvillimi i sistemit të transmetimit për TEC-in e planifikuar në Kuçovë;

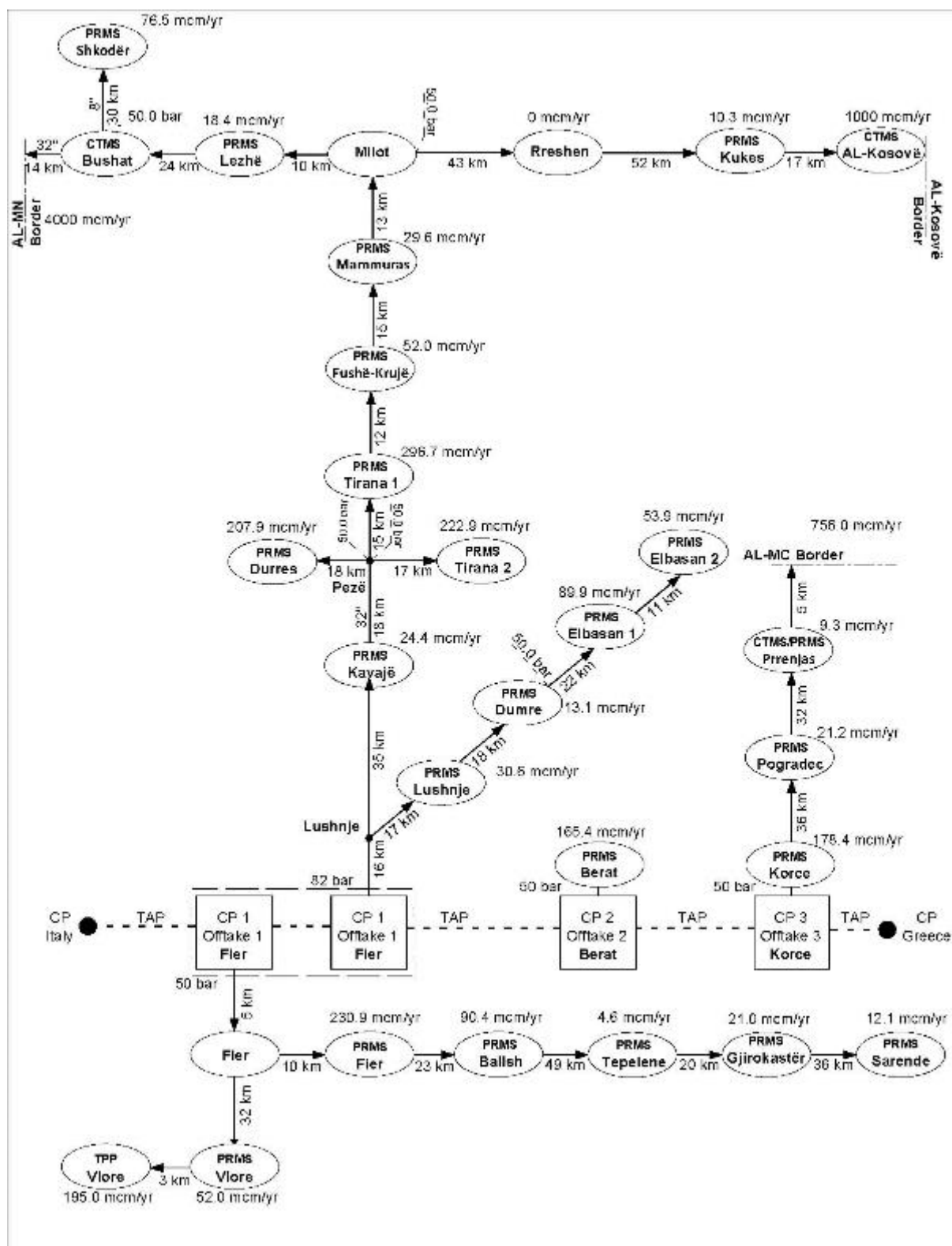
Plani paraparak i propozuar i zhvillimit dhe grafiku i tij është paraqitur më poshtë për skenarin 1 (me Gazsjellësin IAP të financuar nga palë të treta) dhe skenarin 3 (me gazsjellësin IAP të financuar nga Shqipëria).

SECTION	km	PRELIMINARY DEVELOPMENT PLAN & SCHEDULE																											
		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 - LUSHNIE - DUMRE - PRMS ELBASA N 2	83.0																												
LUSHNIE - 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 KUÇOVE	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																											

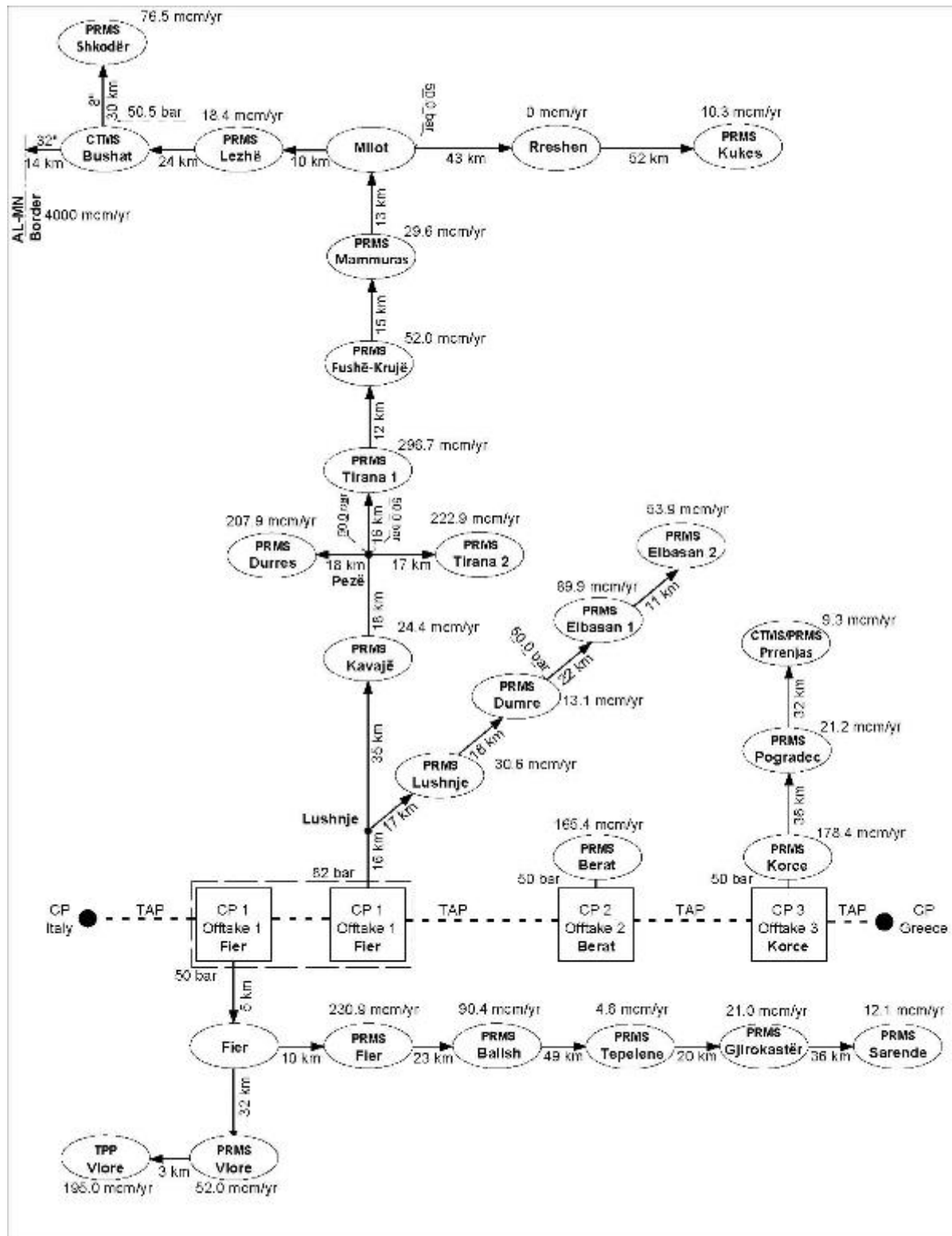
10 Literatura

- 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 hidrogeologjike e Shqipërisë, 1: 200,000. 2015;
- Harta e përmbajtjeve 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

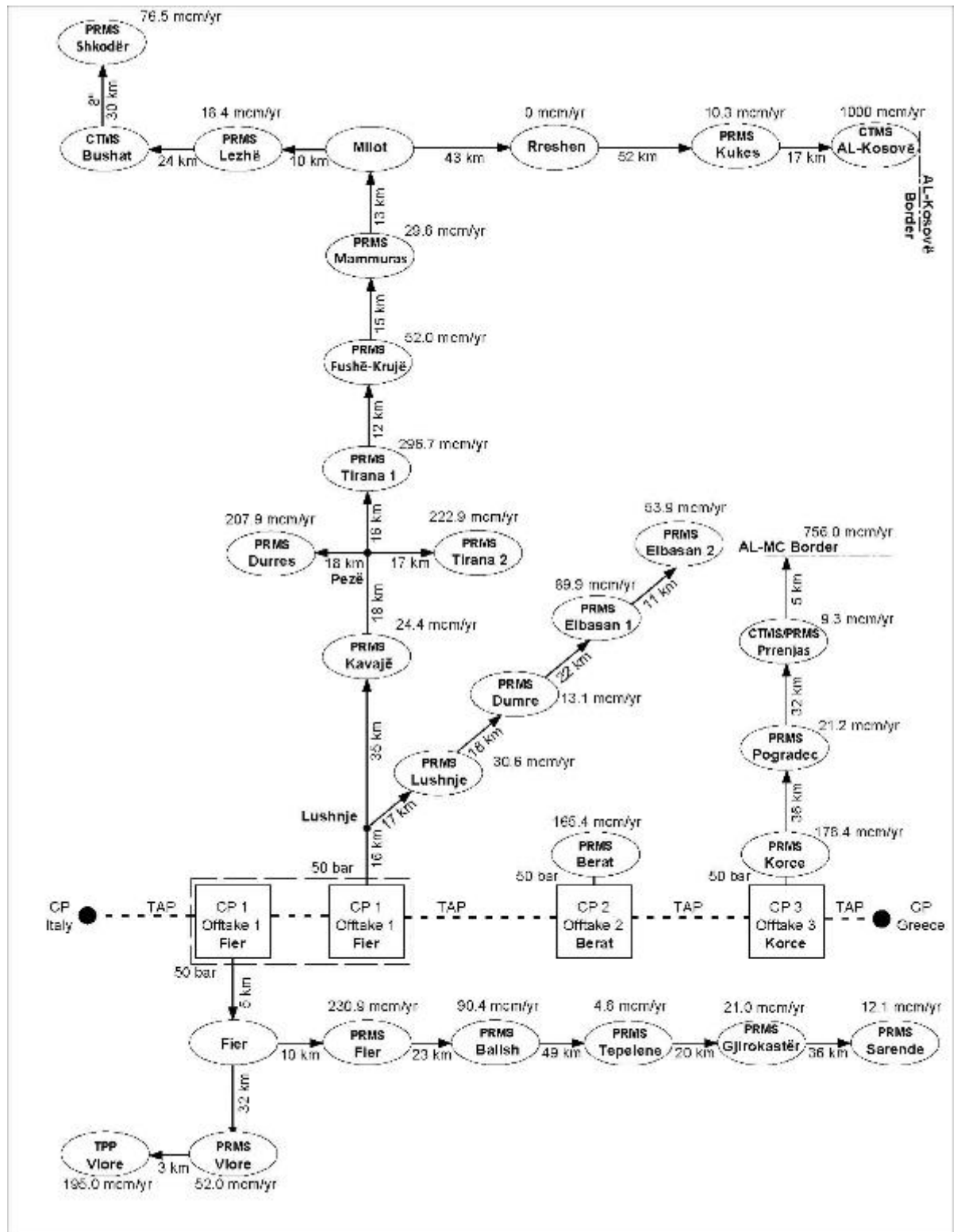
Shtojca 1 – Diagrami i flukseve për skenarin 1



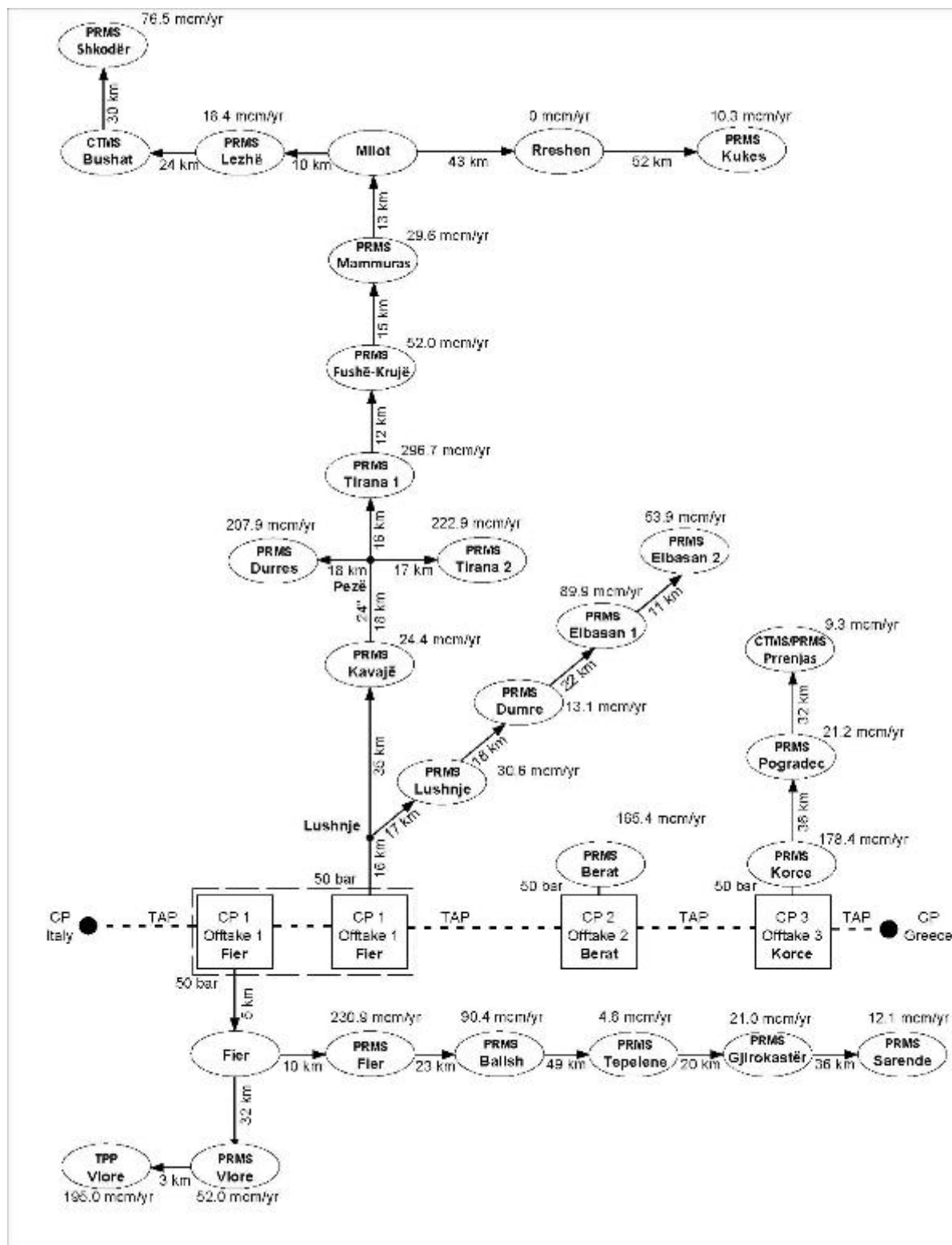
Shtojca 2 – Diagrami i flukseve për skenarin 2



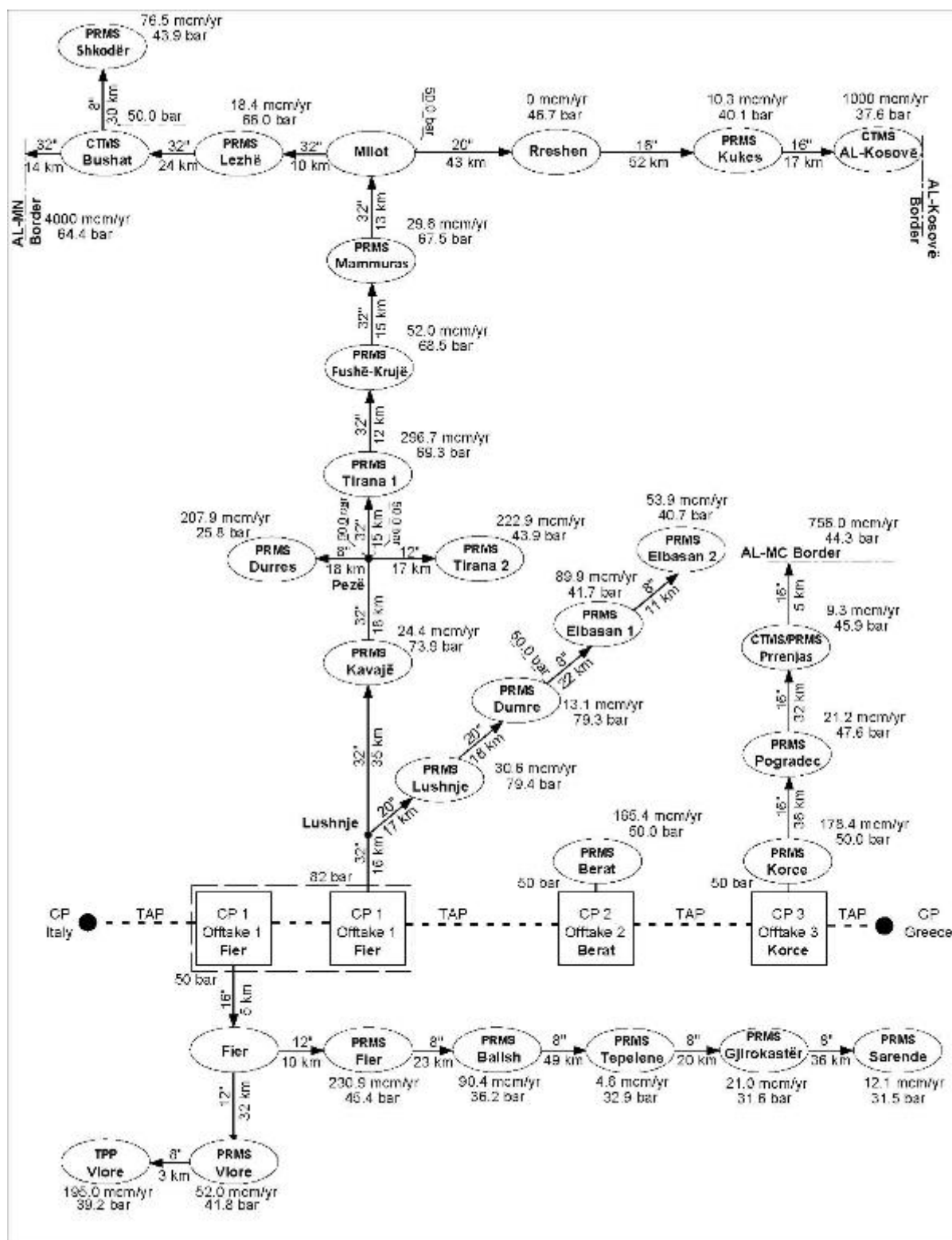
Shtojca 3 – Diagrami i flukseve për skenarin 3



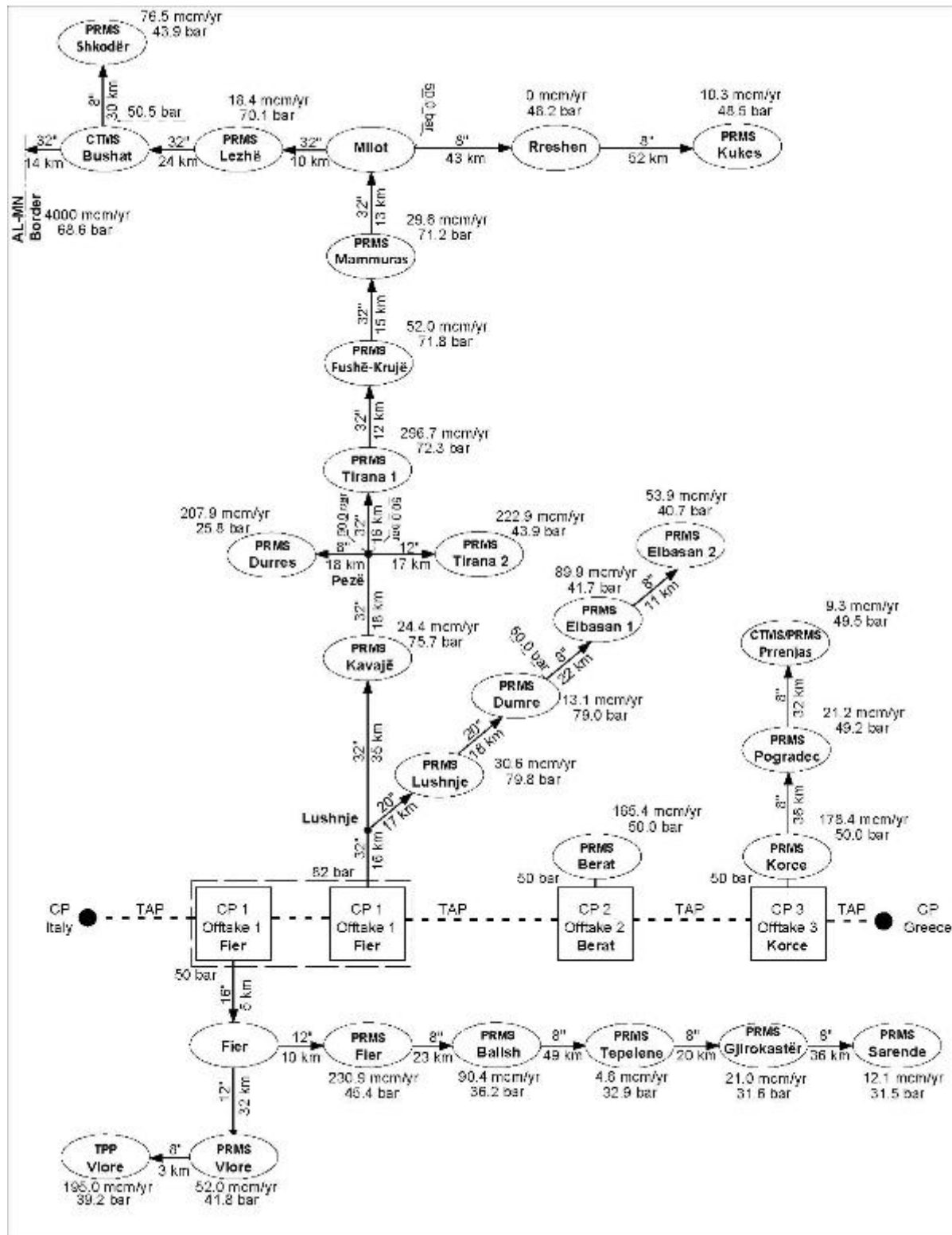
Shtojca 4 – Diagrami i flukseve për skenarin 4



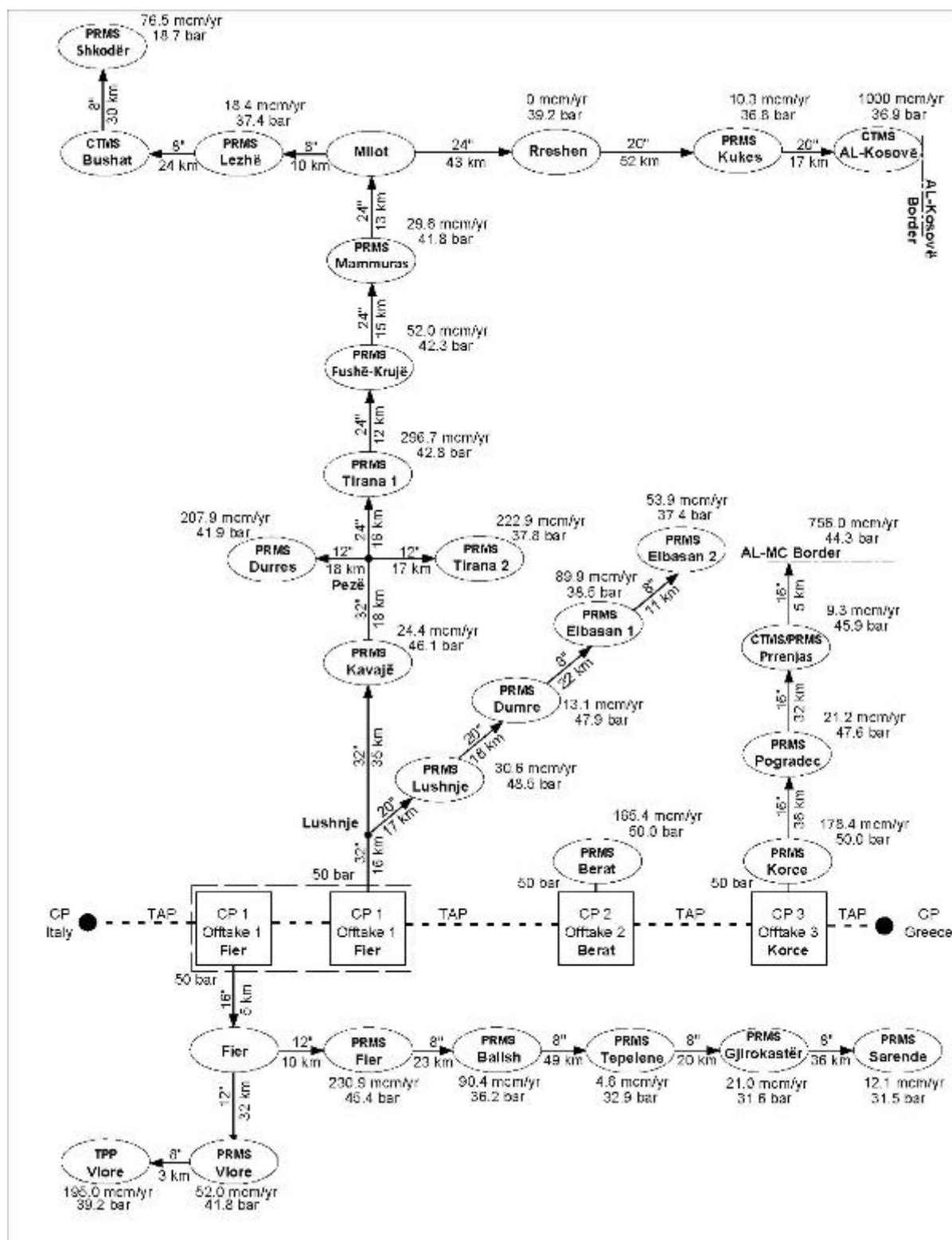
Shtojca 5 – Modeli kalkulimit hidraulik për skenarin 1



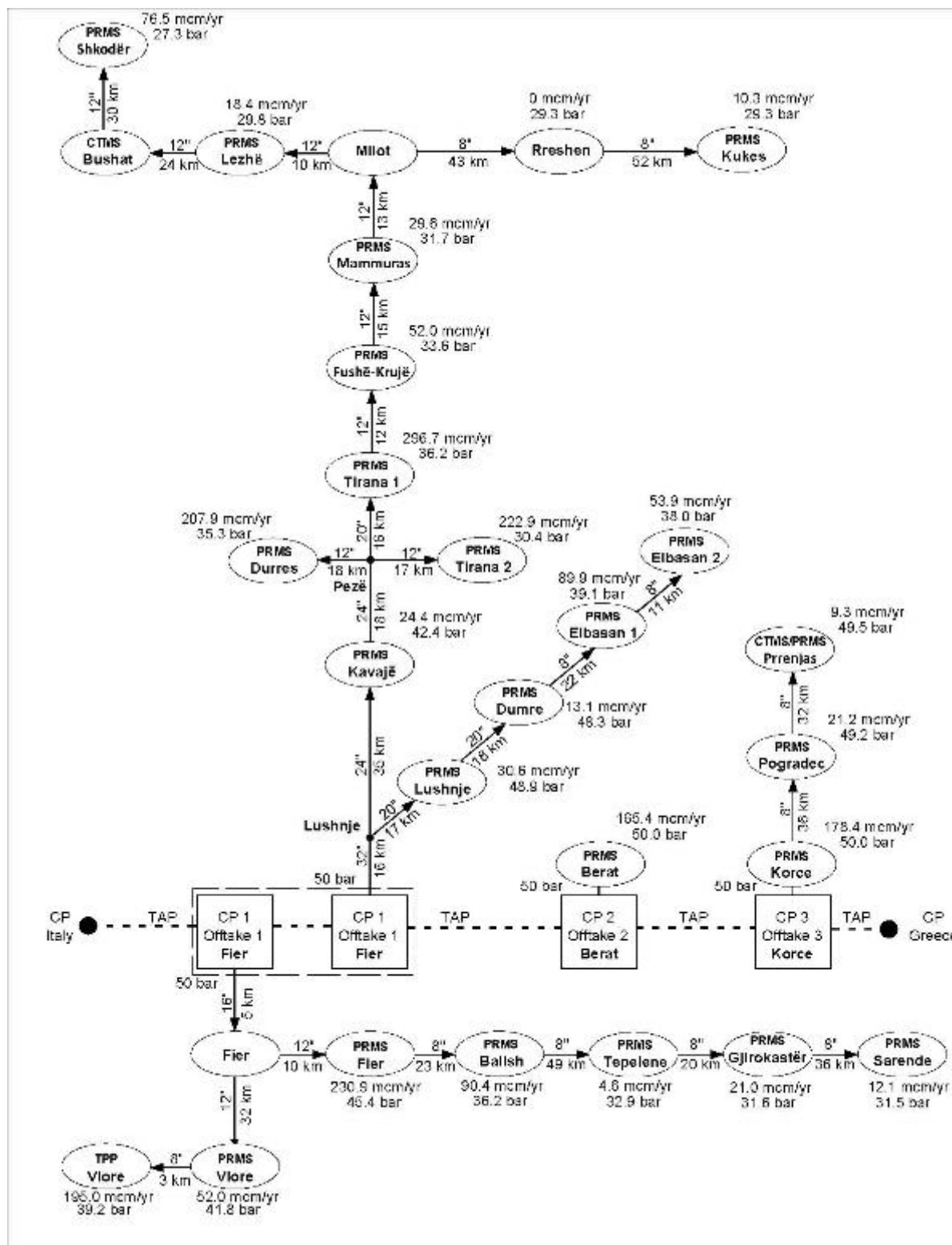
Shtojca 6 – Modeli kalkulimit hidraulik për skenarin 2



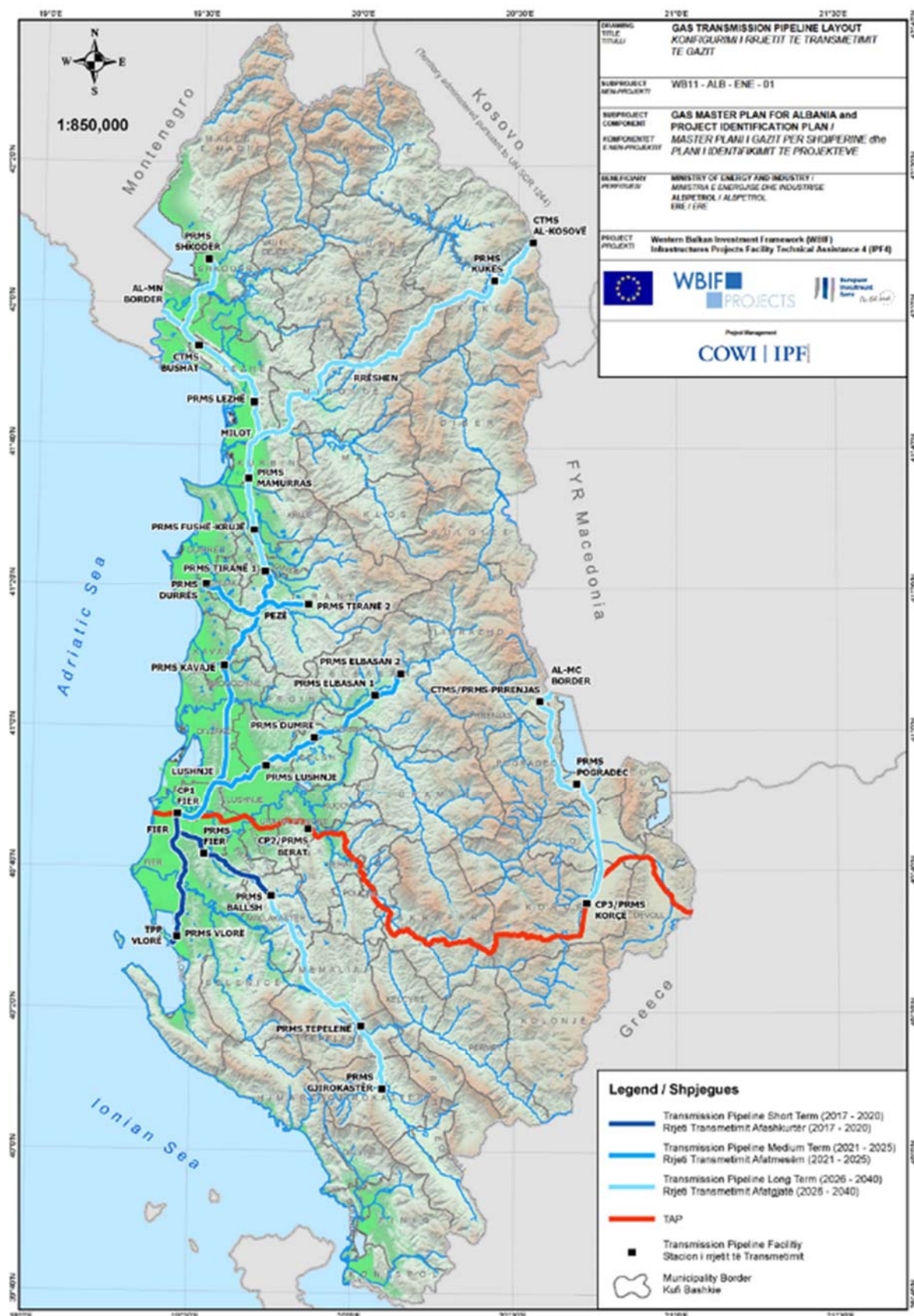
Shtojca 7 – Modeli kalkulimit hidraulik për skenarin 3



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.

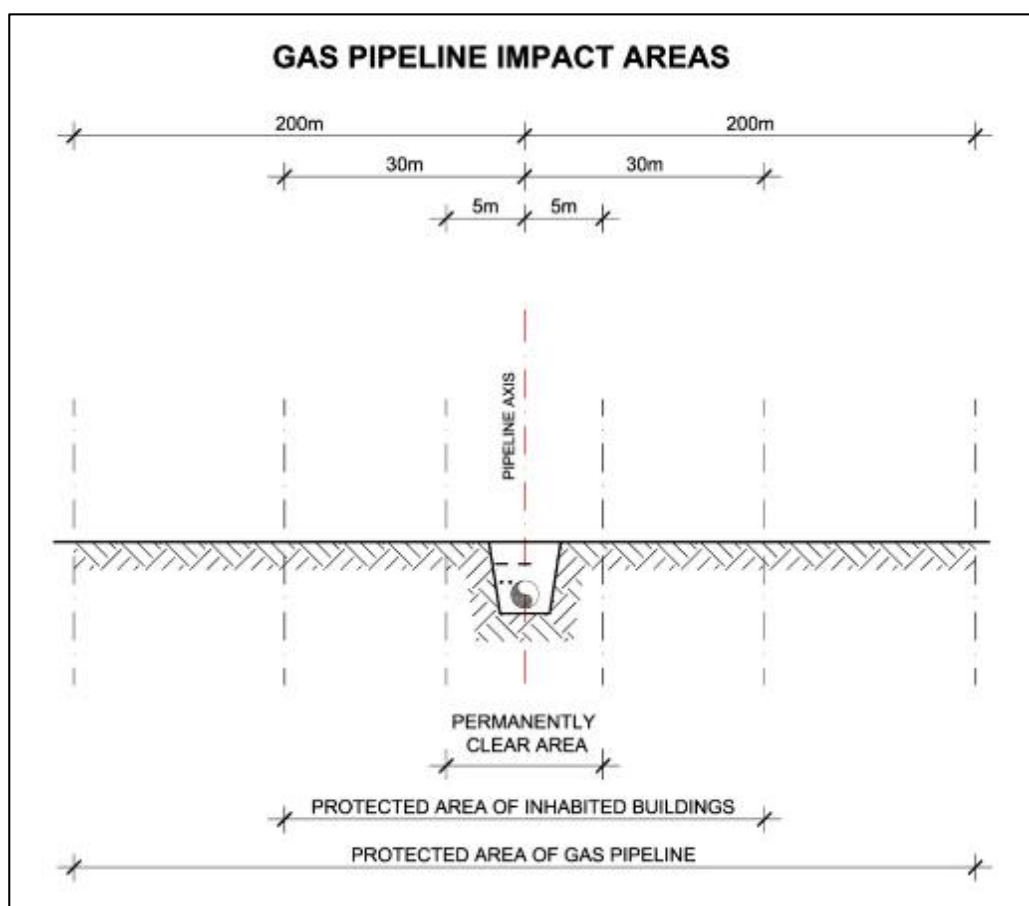


Figura 10-1: Zonat e sigurisë për tubacionet e transmetimit

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.

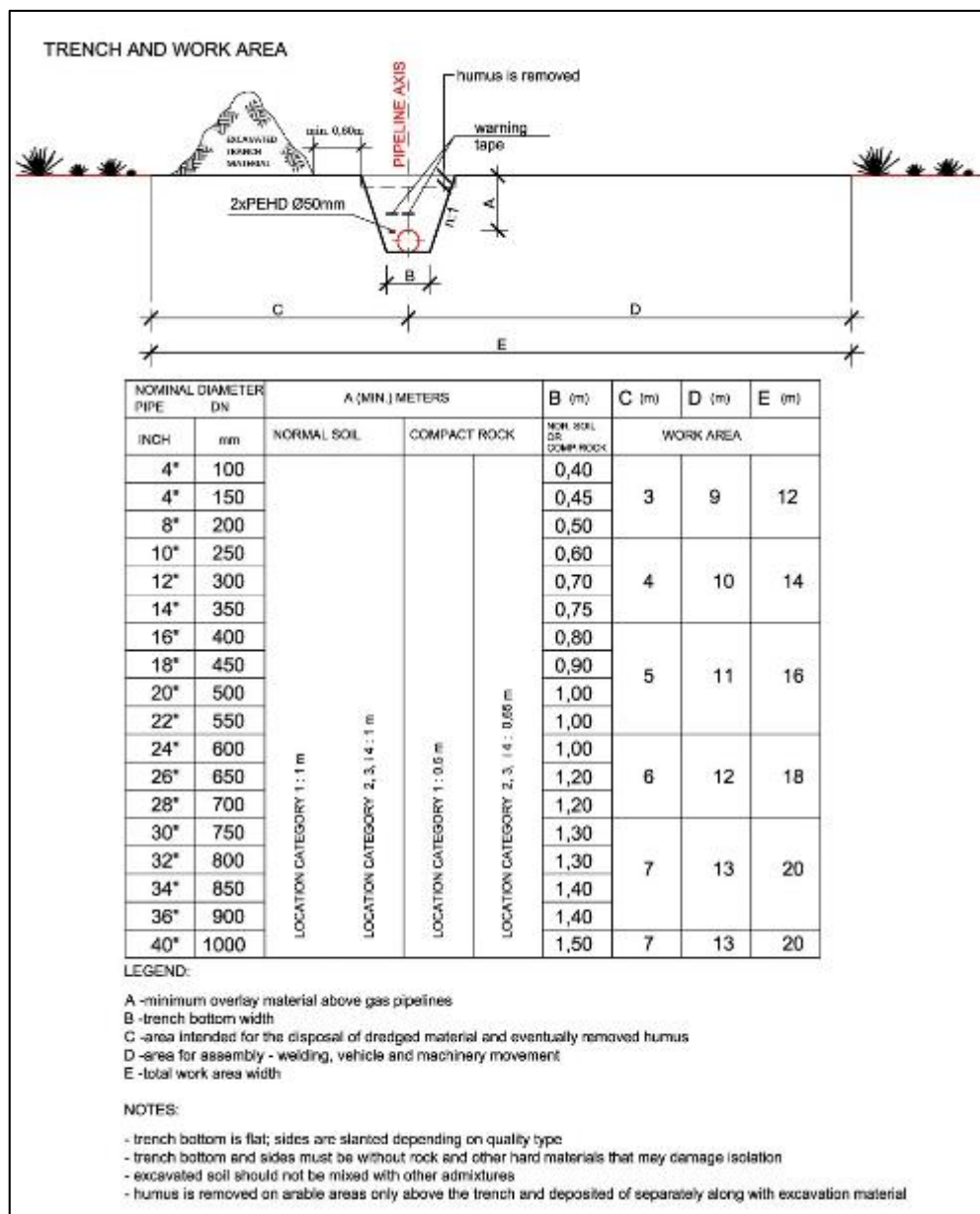


Figura 10-2: Zonat e punës për ndërtimin e tubacionit

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 paretëve 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, shëtitorët, 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 infrastrukturën 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 gjurmimeve).

Thellësia minimale e gjurmimit 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 gjurmimit 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 gjurmimit janë më të mëdha kur tubacioni kalon nëpër zonën e mbrojtur të ndërtesave (gjërësia 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 gjurmueshmërisë);
- në tokë gurore: të paktën 1.5 m nga pjesa e sipërme e gazsjellësit (niveli IV-VI i gjurmueshmërisë).

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 përf forcime për mbajtjen e faqeve anësore. Megjithatë, kjo mund të ndryshojë në kryqëzimet e tubacionit me infrastrukurat 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 përmytje, 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 kanalën. 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 dhë 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 Tensionin 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 elektrostатike 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 dhë.

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 kablove optike. Përgjatë gjithë rrugës të gazsjellësve, mund të instalohen dy kablo 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-koroziv brenda tubacionit të gazit dhe për të parandaluar ndonjë përzierje shpërthyesë 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-korozive 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 gjermim, dhe përdoren në vendet ku ndërprerja e infrastrukturës nuk influencon negativisht trafikun apo mjedisin.

Gjermimi i tuneleve

Gjermimi i tuneleve është një teknikë për kalimin e tubacioneve nën infrastrukturat rrugore, hekurudhore apo poshtë përrrenjve pa pasur nevojë të gjermohet 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, gjermimi 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 gjermimit 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 kërkohej hapja e tuneleve.

Hapja e tuneleve ofron një metodë të sigurtë të instalimit të tubave dhe kabllave.

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 kërkohej nga rregullat dhe standardet vendore.

Gjatësia tipike maksimale e gjermimit me shpim është rreth 80 m deri në 100 m.

Tuneli me manshetë

Tuneli me manshetë përfshin hapjen e tunelit poshtë infrastrukura dhe instalimin e njëkohshëm të manshetave të parafabrika 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 infrastrukura 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 parafabrika 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.

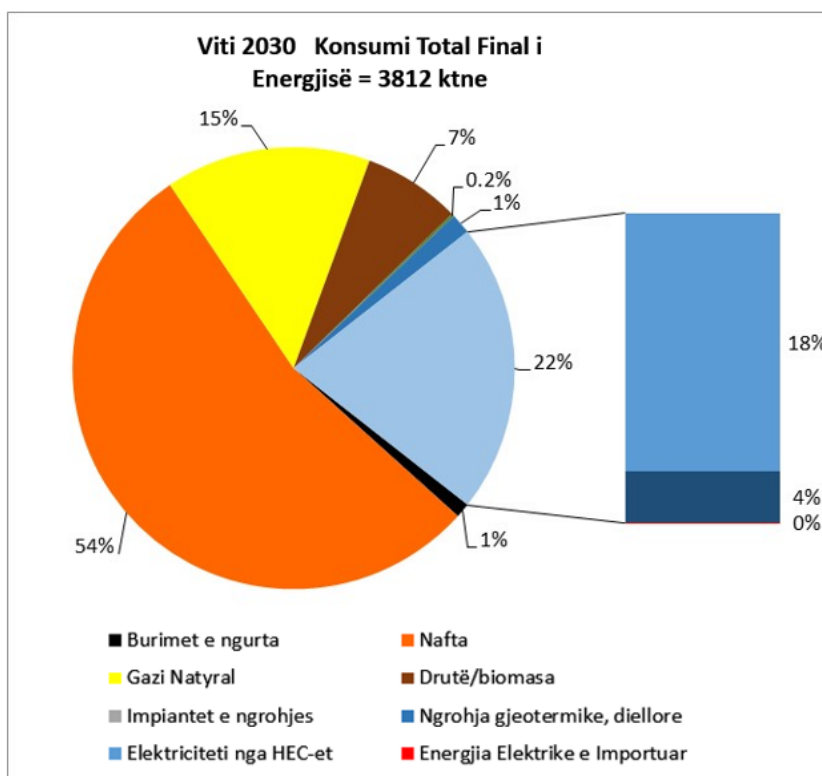
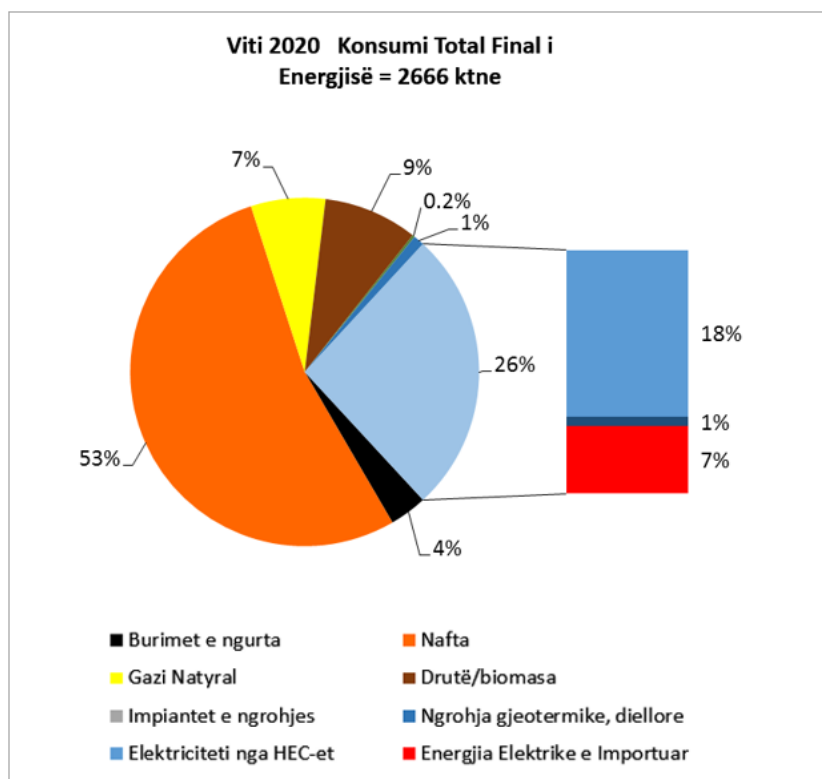
Lëngu i shpimit injektohet nën presion nga koka shpuese dhe gjithashtu shërben për të transportuar materialet e gërmuara drejt sipërfaqes, si edhe për të pastruar kokën e sondës, për ta ftohur atë, për të reduktuar fërkimin midis sondës dhe mureve të vrimës, si edhe për të stabilizuar hapësirën brenda tunelit që të mos shembet nga presioni hidrostatik brenda tokës.

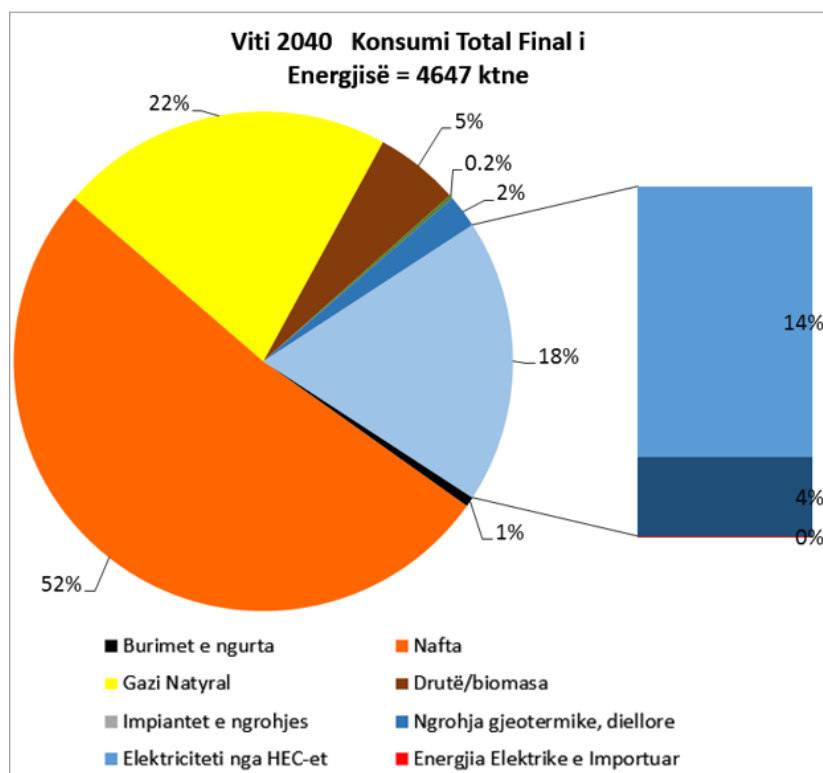
Pasi hapet vrima drejtuese ajo zgjerohet sipas diametrit të tubacionit të gazsjellësit. Numri i herëve në të cilat bëhet kalimi i pajisjes zgjeruese varet nga diametri i tubacionit dhe nga fortësia e materialit.

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.

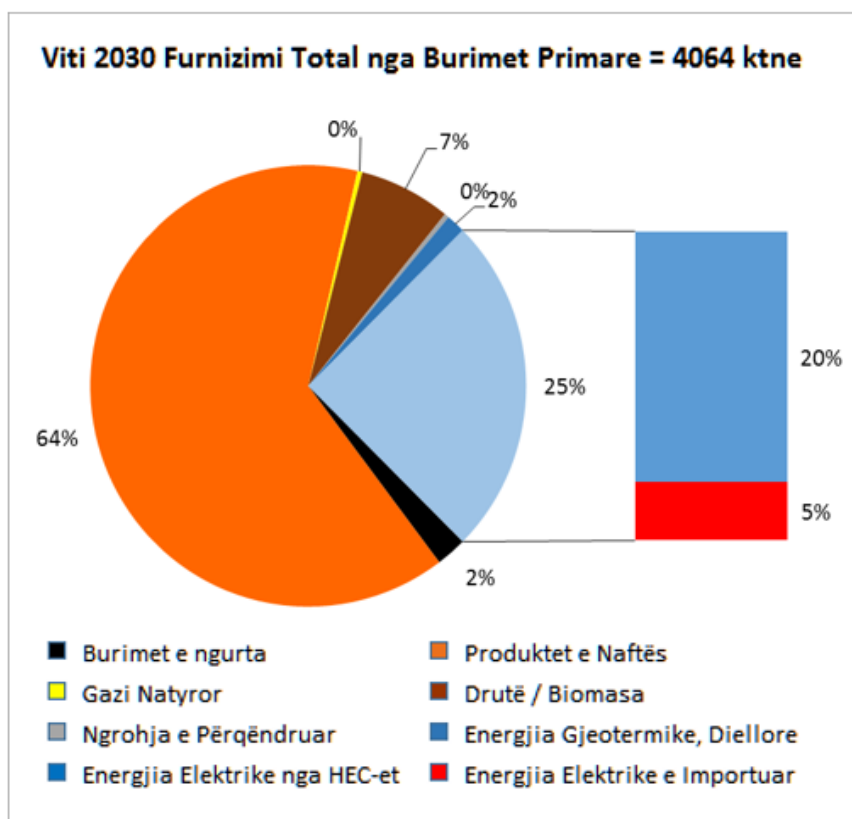
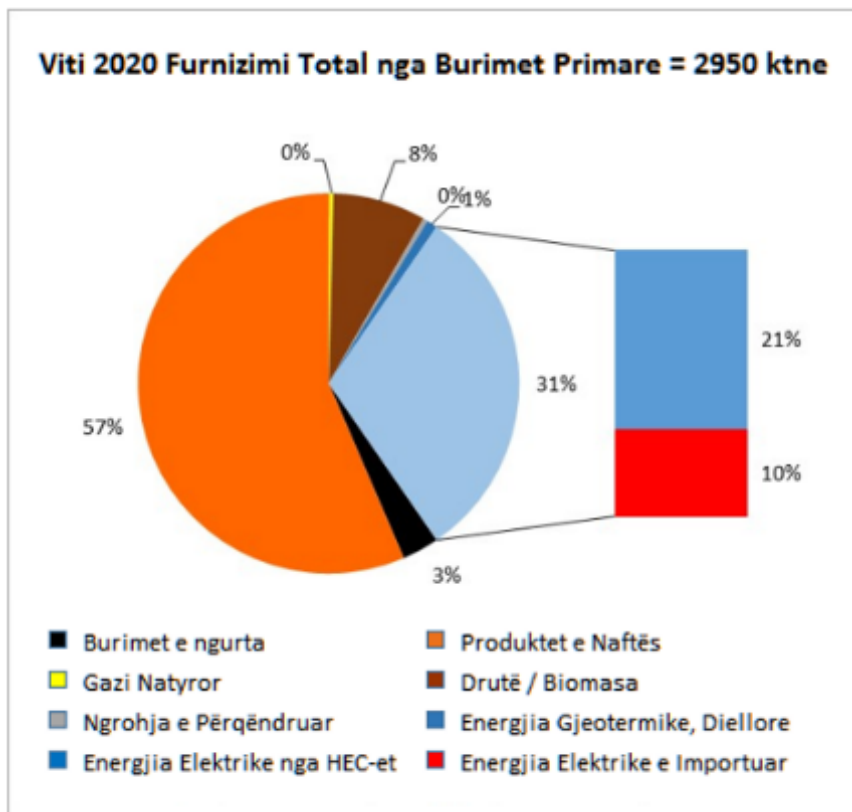
Bazuar në rrugët e propozuara, karakteristikave të tyre, kërkesave teknologjike dhe teknike dhe metodave të ndërtimit, janë përcaktuar kostot e investimeve.

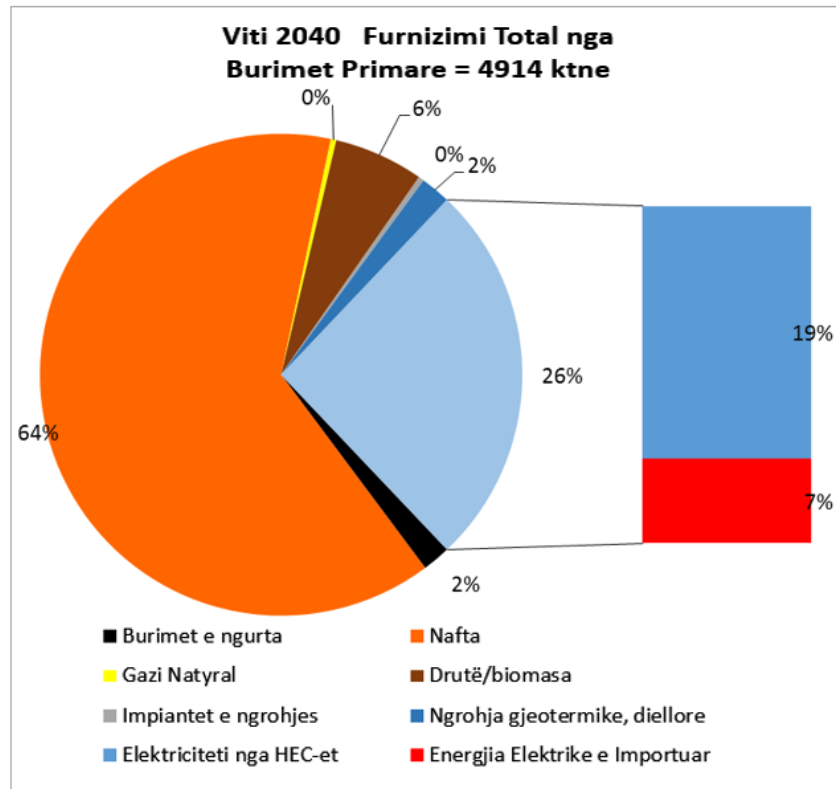
Shtojca 12 – Grafikët e Konsumit Total Final të Energjisë pa praninë e Gazit Natyror



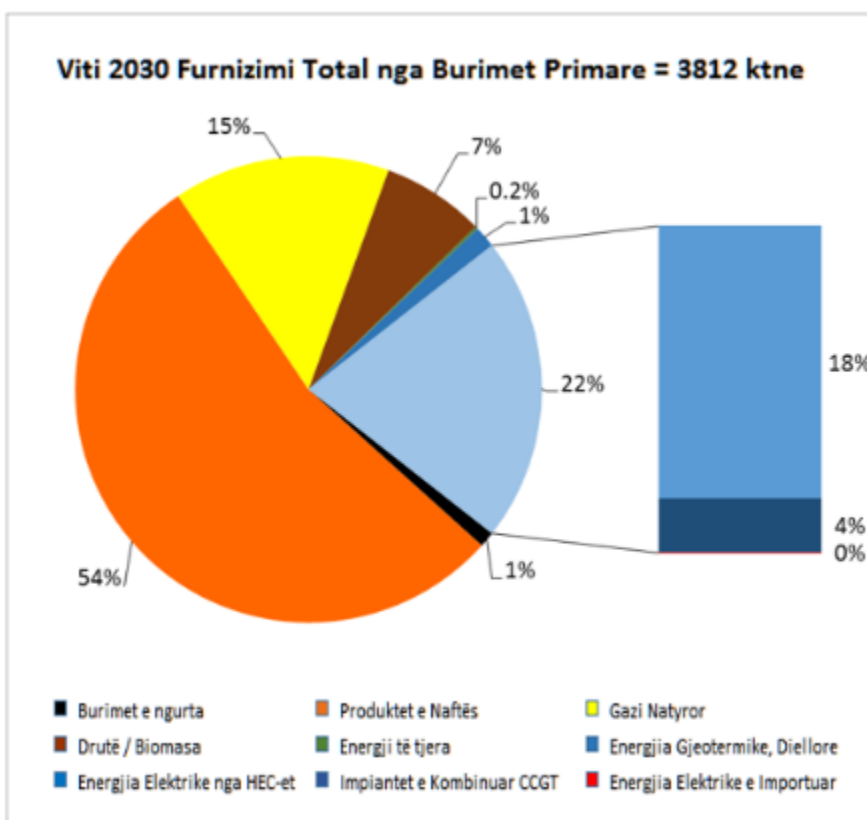
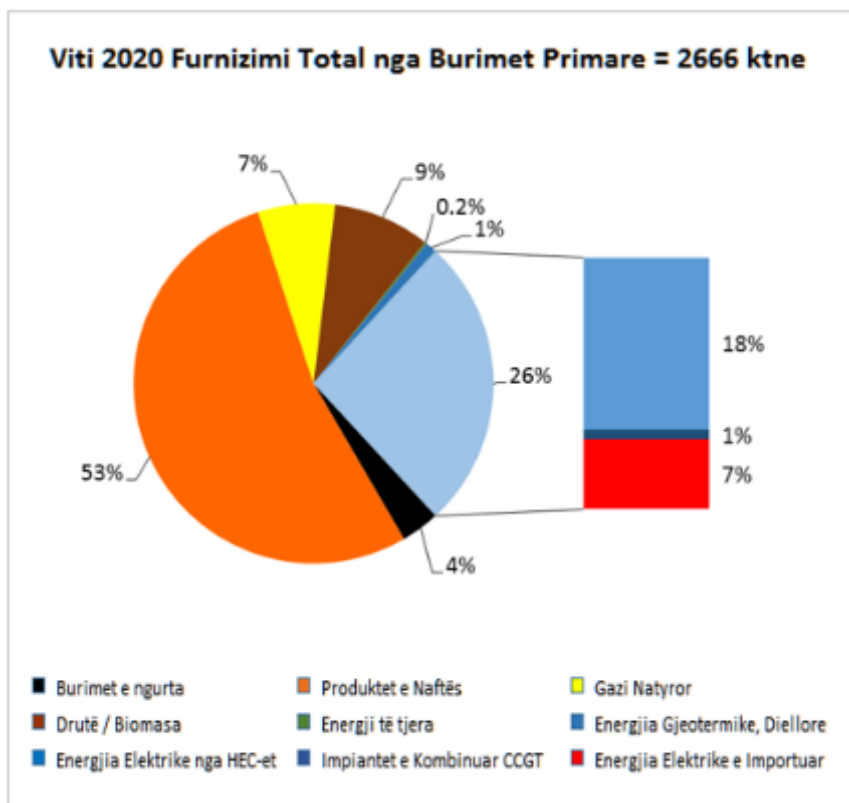


Shtojca 13 - Grafikët e Furnizimit nga Burimet Primare të Energjisë pa praninë e Gazit Natyror

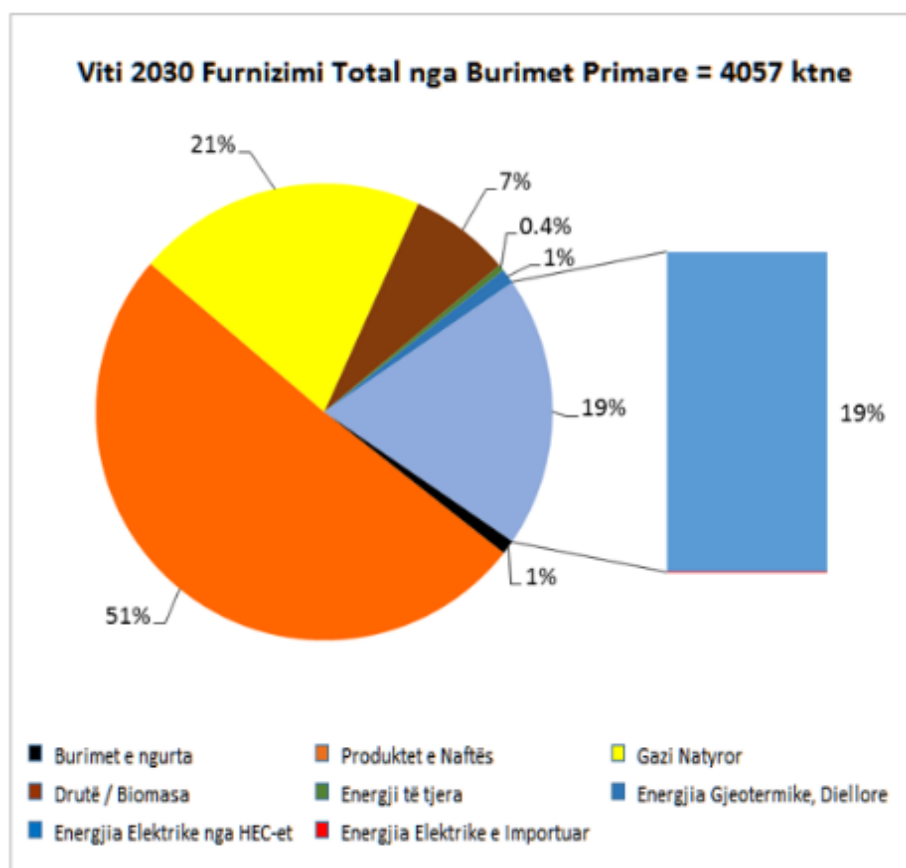
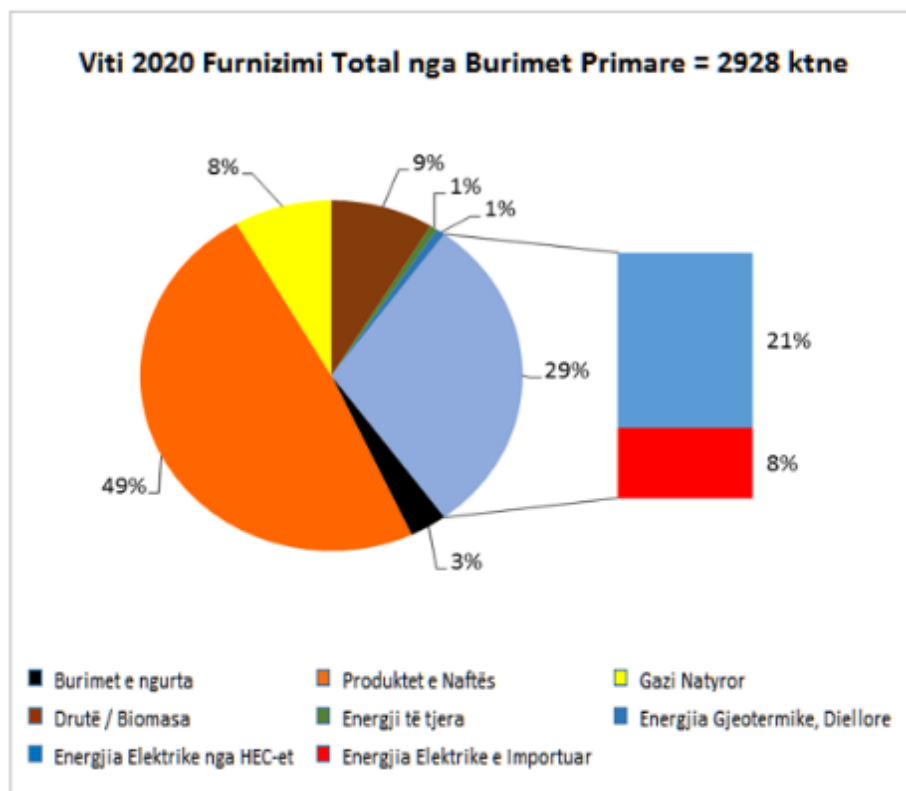




Shtojca 14 - Grafikët e Konsumit Total Final të Energjisë me praninë e Gazit Natyror

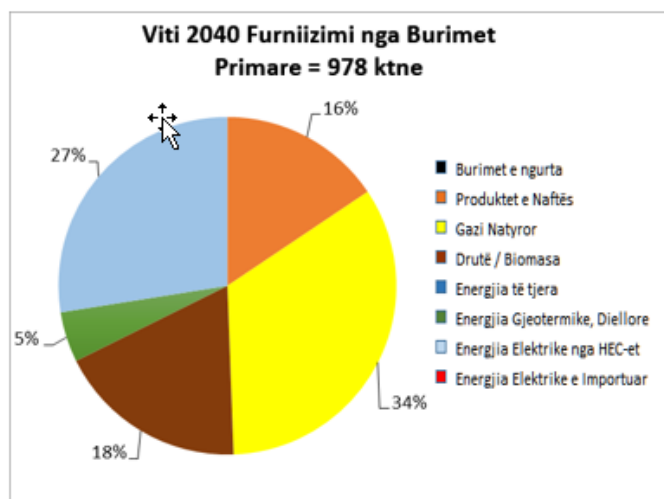
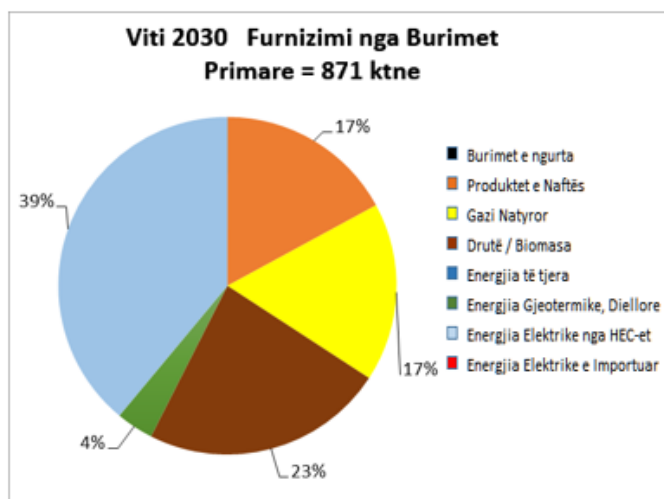
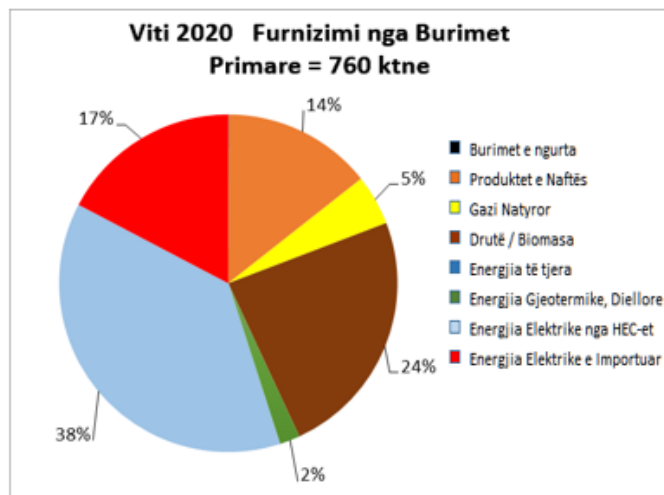
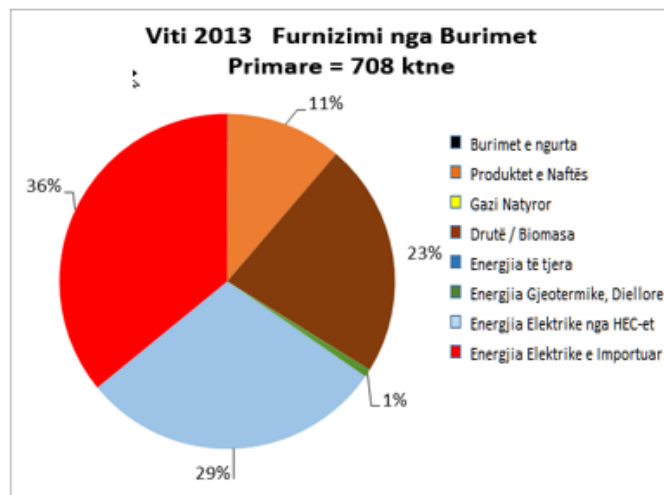


Shtojca 15 – Furnizimi Total nga Burimet Primare me Pranimë e Gazit



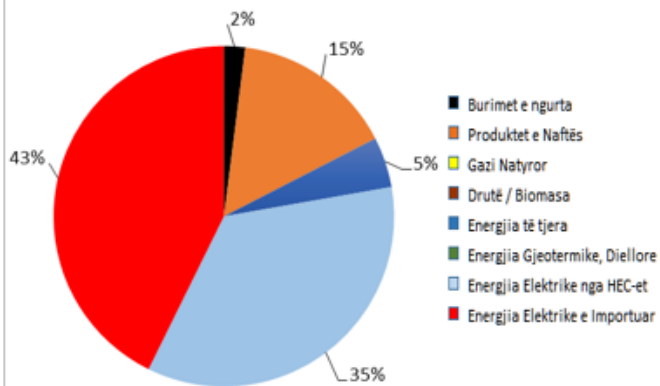
Shtojca 16 – Furnizimi nga Burimet Primare të Energjisë me Praninë e Gazit Sipas Sektorëve

Sektori Rezidencial

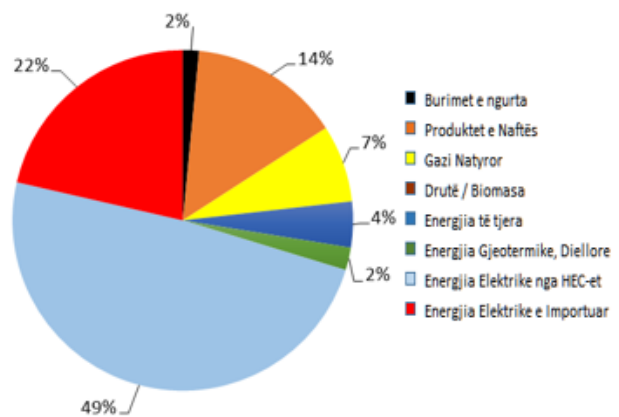


Sektori i Shërbimeve

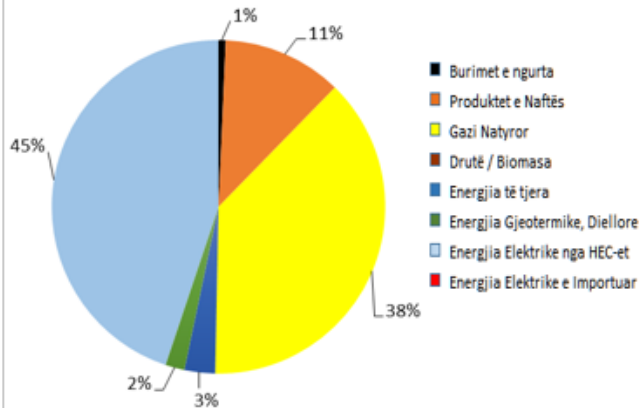
**Viti 2013 Furnizimi nga Burimet
Primare = 240 ktne**



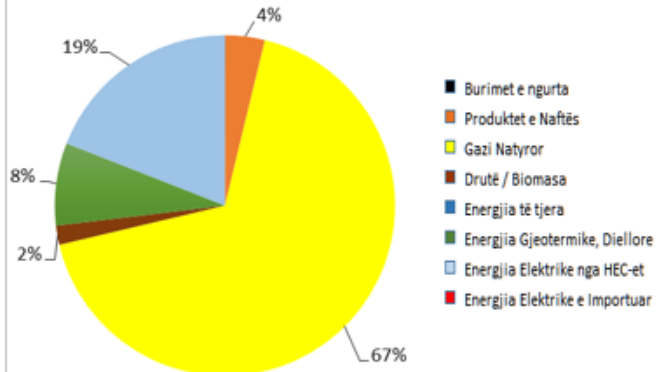
**Viti 2020 Furnizimi nga Burimet
Primare = 283 ktne**



**Viti 2030 Furnizimi nga Burimet
Primare = 368 ktne**

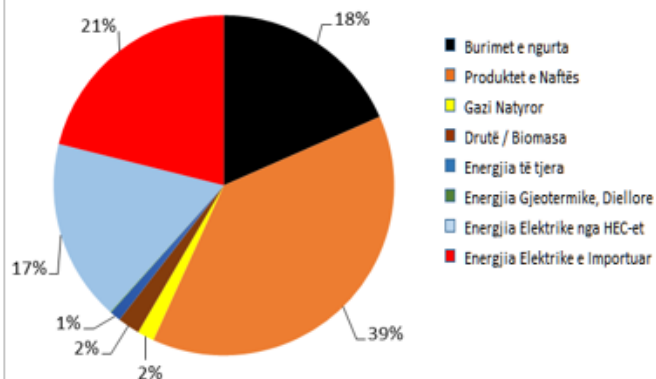


**Viti 2040 Furnizimi nga Burimet
Primare = 467 ktne**

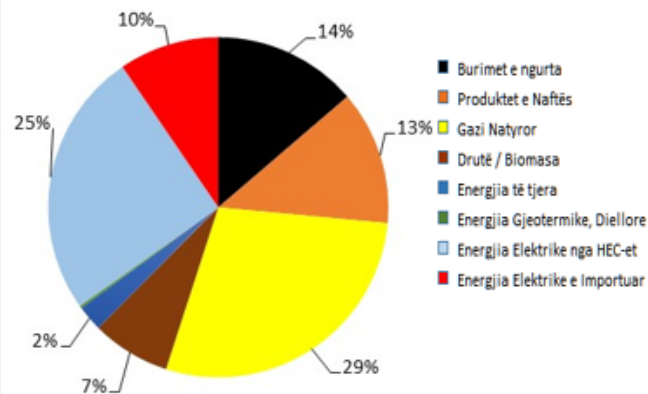


Sektori Industrial

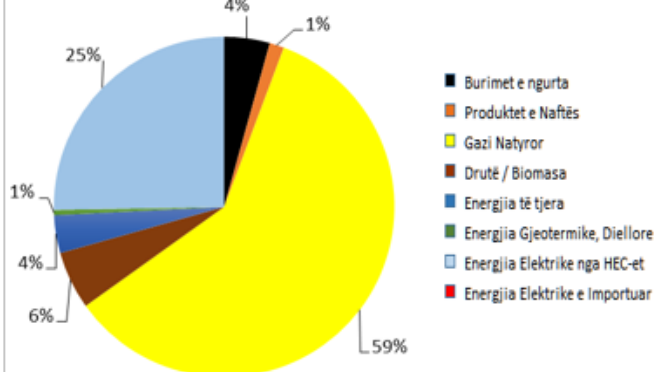
**Viti 2013 Furnizimi nga Burimet
Primare = 487 ktne**



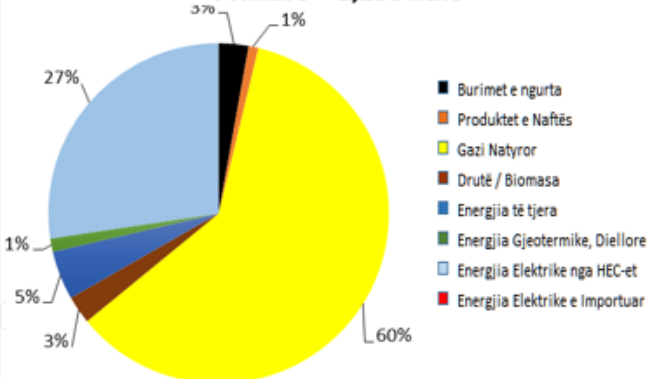
**Viti 2020 Furnizimi nga Burimet
Primare = 666 ktne**



**Viti 2030 Furnizimi nga Burimet
Primare = 957 ktne**

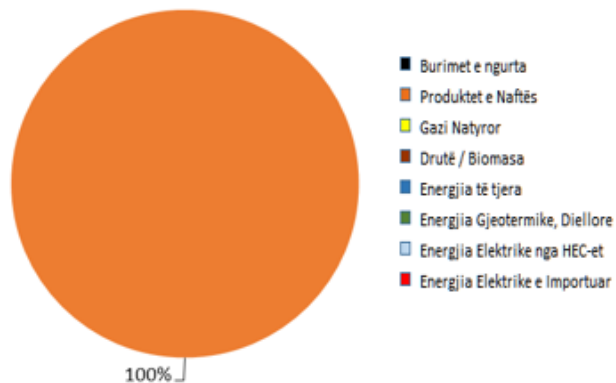


**Viti 2040 Furnizimet nga Burimet
Primare = 1,238 ktne**

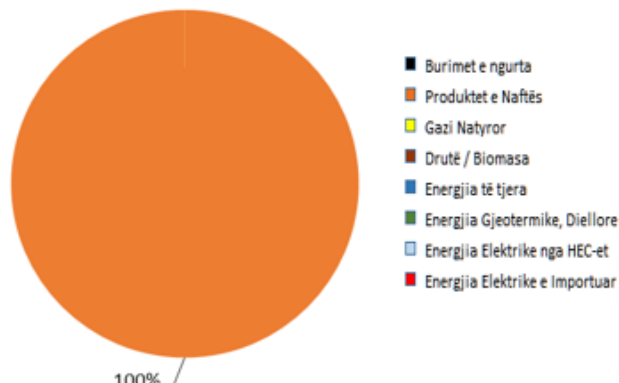


Sektori i Transportit

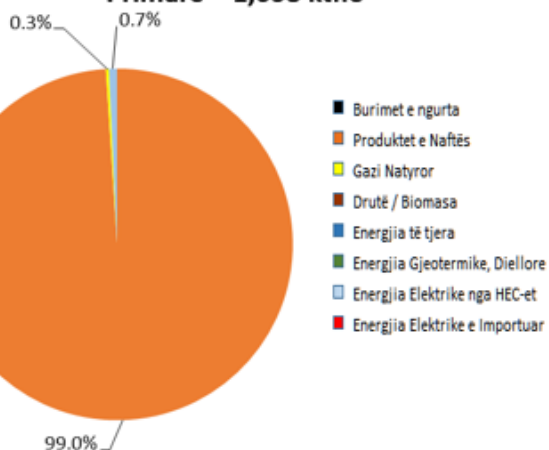
**Viti 2013 Furnizimi nga Burimet
Primare = 816 ktne**



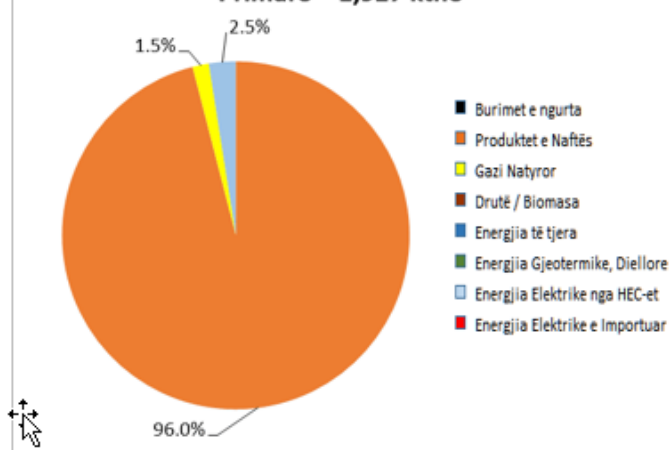
**Viti 2020 Furnizimi nga Burimet
Primare = 1,081 ktne**



**Viti 2030 Furnizimi nga Burimet
Primare = 1,658 ktne**

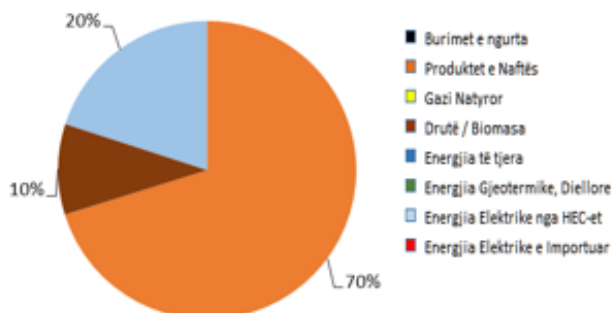


**Viti 2040 Furnizimi nga Burimet
Primare = 1,927 ktne**

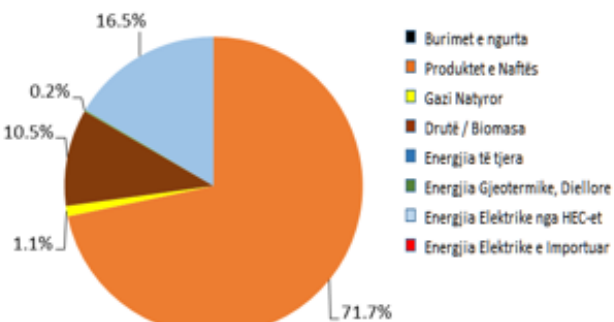


Sektori i Bujqësisë

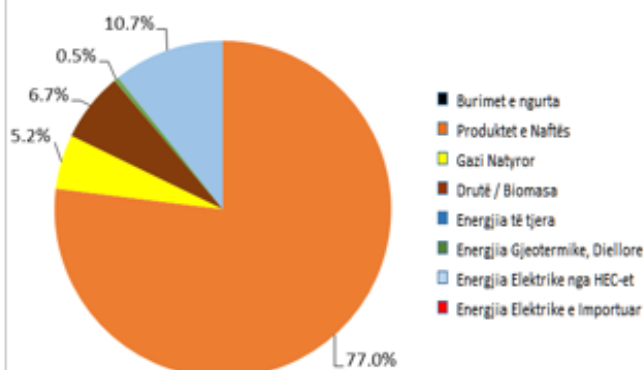
**Viti 2013 Furnizimi nga Burimet
Primare = 122 ktne**



**Viti 2020 Furnizimi nga Burimet
Primare = 142 ktne**



**Viti 2030 Furnizimi nga Burimet
Primare = 213 ktne**



**Viti 2040 Furnizimi nga Burimet
Primare = 295 ktne**

