

Nr. \_\_\_\_\_ prot.

Tiranë, më \_\_\_\_ / \_\_\_\_ / 2025

**PLANI DHJETËVJEÇAR I ZHVILLIMIT TË RRJETIT  
TË TRANSMETIMIT  
(2026-2035)**



## TABELA E PËRMBAJTJES

|                                                                                                          |           |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>I. PËRMBLEDHJE</b>                                                                                    | <b>5</b>  |
| <b>II. SITUATA AKTUALE</b>                                                                               | <b>6</b>  |
| 1. Shoqëria ALBGAS                                                                                       | 6         |
| 2. Gjendja ekzistuese e rrjetit                                                                          | 6         |
| 3. Gaz Master Plani dhe projektet prioritare                                                             | 9         |
| <b>III. ZHVILLIMET KRYESORE NË KUADËR TË PROJEKTEVE PRIORITARE</b>                                       | <b>10</b> |
| 1. Projekti i Gazifikimit të Korçës                                                                      | 10        |
| 2. Marrëveshja e Pikës Dalëse në Fier (TAP Exit)                                                         | 10        |
| 3. Memorandume dhe bashkëpunime me palë të treta                                                         | 10        |
| <b>IV. NDIKIMI I HIDROGJENIT</b>                                                                         | <b>13</b> |
| <b>V. METODOLOGJIA E PLANIT TË ZHVILLIMIT</b>                                                            | <b>13</b> |
| 1. Përbërja e portofolit të investimeve dhe përparësitë                                                  | 13        |
| 2. Kriteret e vlerave                                                                                    | 14        |
| i. Vëllimi i gazit që do të transmetohet                                                                 | 14        |
| ii. Nxitja e zhvillimit ekonomik kombëtar                                                                | 14        |
| iii. Siguria e furnizimit me gaz                                                                         | 15        |
| iv. Kontributi në diversifikimin e përzierjes energjetike dhe sigurinë e furnizimit me energji elektrike | 15        |
| v. Forcimi i bashkëpunimit/integritetit rajonal                                                          | 15        |
| vi. Investimi në projekte të tjera me prioritet të lartë qeveritar                                       | 16        |
| 3. Kriteret e kërkesave                                                                                  | 16        |
| i. Përllogaritja e Shpenzimeve Kapitale (CAPEX)                                                          | 16        |
| ii. Disponueshmëria e financimit                                                                         | 16        |
| iii. Kompleksiteti i ekzekutimit (kohëzgjatja, burimet dhe administrimi)                                 | 16        |
| iv. Aftësia organizative e ALBGAS për të zhvilluar projektet                                             | 17        |
| <b>VI. VIZIONI I ALBGAS DHE PARASHIKIMI I TREGUT TË GAZIT</b>                                            | <b>17</b> |
| 1. Kërkesa për gaz në Shqipëri                                                                           | 17        |
| 2. Kërkesa për gaz në rajon                                                                              | 19        |
| 3. Kërkesa rajonale për energji                                                                          | 20        |
| 4. Tregu rajonal i energjisë elektrike                                                                   | 20        |
| 5. Tregu rajonal i gazit                                                                                 | 20        |
| 6. Tregu rajonal i GNL-së në shkallë të vogël                                                            | 22        |
| 7. Nevojat rajonale të depozitimit të gazit                                                              | 22        |
| 8. Infrastruktura aktuale e gazit në EJT                                                                 | 24        |
| i. Korridori Juglindor i Gazit                                                                           | 24        |
| ii. Termialet GNL të Evropës Juglindore                                                                  | 26        |
| iii. Balanca rajonale e kërkesës dhe ofertës për gaz                                                     | 27        |
| iv. Vlerësimi i flukseve të gazit në Shqipëri                                                            | 29        |
| <b>VII. VËSHTRIM I PËRGJITHSHËM I PROJEKTEVE</b>                                                         | <b>30</b> |
| 1. Zhvillimi i mundshëm i infrastrukturës së gazit                                                       | 32        |
| 2. Investimet në 10-vjeçarin 2026-2035                                                                   | 34        |
| i. Prioritarizimi i investimeve                                                                          | 34        |
| 3. Investimet afatshkurtra (2026-2028)                                                                   | 37        |
| <b>VIII. PLANI I INVESTIMIT PËR VITIN 2026</b>                                                           | <b>37</b> |
| 1. Siguria e furnizimit të TEC Vlora                                                                     | 37        |
| 2. Studimi i Fizibilitetit për Tubacionin Fier-Vlora TEC                                                 | 38        |
| i. Vlerësimi i bazës dhe kuotës së kontigjencës                                                          | 39        |
| ii. Normat e vlerësimit                                                                                  | 39        |
| iii. Risqet                                                                                              | 39        |
| iv. Rreziqet                                                                                             | 40        |
| v. Zërat e shpenzimeve kapitale                                                                          | 40        |
| vi. Te drejtat pronësore                                                                                 | 42        |
| vii. Marrëdhëniet për pikën e lidhjes me TAP                                                             | 43        |
| 3. Projekti i gazifikimit të Korçës                                                                      | 43        |
| i. Projekti pilot i Korçës: Skenari bazë                                                                 | 45        |
| ii. Investimet në IT të lidhura me rrjetin (SCADA)                                                       | 45        |

|                                                                                                                |           |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 4. PËRMBLEDHJE E INVESTIMEVE PËR PERIUDHËN 2026-2028.....                                                      | 46        |
| <b>IX. INVESTIMET AFATMESME DHE AFATGJATA (2029-2035) .....</b>                                                | <b>46</b> |
| 1. Terminali i GNL .....                                                                                       | 47        |
| 2. Investimet afatgjata: Gazsjellësi Tiranë-Elbasan.....                                                       | 51        |
| 3. Projektet e kushtëzuara: Gazsjellësi TAP Kuçovë-UGS Dumrea.....                                             | 51        |
| 4. Përmbledhje e investimeve për periudhën 2029-2035.....                                                      | 53        |
| 5. Efektet e investimeve .....                                                                                 | 55        |
| 6. Metrika e efektivitetit për investimet 2026-2035 .....                                                      | 55        |
| <b>Shtojca 1 – Plani i Zhvillimit* sipas procedurës së ERE.....</b>                                            | <b>57</b> |
| <b>Shtojca 2 – Treguesit ekonomikë të Albgaz .....</b>                                                         | <b>59</b> |
| 1. Parashikime .....                                                                                           | 59        |
| 2. Të Ardhurat .....                                                                                           | 59        |
| 3. Financimi.....                                                                                              | 59        |
| 4. Kosto investimi .....                                                                                       | 59        |
| 5. Investimet e Albgaz.....                                                                                    | 60        |
| 6. Financat e ALBGAS – Skenari bazë .....                                                                      | 64        |
| i. Të ardhurat.....                                                                                            | 64        |
| ii. Shpenzimet operative .....                                                                                 | 65        |
| iii. EBITDA dhe fitimi neto .....                                                                              | 66        |
| iv. Burimet e financimit.....                                                                                  | 67        |
| v. Variacioni i kapaciteteve, vëllimeve dhe tarifave të tubacioneve në skenarë me kërkesë të ulët / të lartë69 |           |

## Lista e Tabelave

|                                                                                                                                |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabela 1 - Kriteret e prioritizimit të projekteve të investimeve .....                                                         | 14 |
| Tabela 2 - Konsumi i mundshëm i gazit natyror në Shqipëri dhe GNL në shkallë të vogël sipas sektorëve kryesorë.....            | 18 |
| Tabela 3 - Kërkesa e Shqipërisë për gaz natyror sipas rajoneve .....                                                           | 19 |
| Tabela 4 - Tregu rajonal i energjisë elektrike.....                                                                            | 20 |
| Tabela 5 - Tregu rajonal i gazit .....                                                                                         | 21 |
| Tabela 6 - Konsumi rajonal i GNL-së në shkallë të vogël .....                                                                  | 22 |
| Tabela 7 - Hapësirat e depozitimit në krahasim me konsumin në rajon. ....                                                      | 23 |
| Tabela 8 - Kërkesa rajonale për gaz 2020 – 2030.....                                                                           | 27 |
| Tabela 9 - Eksporti i mundshëm i gazit natyror nga Shqipëria 2035 dhe 2040. ....                                               | 29 |
| Tabela 10 - Krahasimi i opsioneve në bazë të metodologjisë së konsulentit WBIF .....                                           | 38 |
| Tabela 11 - Përmbledhje e CAPEX për Opsionin 1 .....                                                                           | 41 |
| Tabela 12 – Aktualizimi i CAPEX.....                                                                                           | 41 |
| Tabela 13 - Projekti afatshkurtër i pikës hyrëse/dalëse.....                                                                   | 43 |
| Tabela 14 - Metrikat financiare mbi Gazifikimin e Korçës 2026 - 2045 .....                                                     | 45 |
| Tabela 15 - Përshkrimi i investimeve afatmesme dhe afatgjata.....                                                              | 47 |
| Tabela 16 – Financimi i terminalit GNL.....                                                                                    | 47 |
| Tabela 17 – Investimet e nevojshme afatmesme dhe afatgjata në tubacione .....                                                  | 50 |
| Tabela 18 - Investimet afatmesme në pika hyrëse/dalëse .....                                                                   | 50 |
| Tabela 19 – Karakteristikat e Gazsjellësit Tiranë – Elbasan .....                                                              | 51 |
| Tabela 20 – Konektori UGS Dumrea - TAP – karakteristikat teknike .....                                                         | 51 |
| Tabela 21 - Konektori UGS Dumrea – prezantim.....                                                                              | 52 |
| Tabela 22 - Karakteristikat teknike të IAP.....                                                                                | 52 |
| Tabela 23 – Vëllimet e vlerësuara të gazit në fund të periudhës afatshkurtër, afatmesme deri në afatgjatë .....                | 55 |
| Tabela 24 – Krahasimi i matjeve të efektivitetit të OST-ve .....                                                               | 56 |
| Tabela 25 – Plani i Zhvillimit* sipas procedurave të ERE për operatorët e transmetimit dhe shpërndarjes së gazit natyror ..... | 58 |
| Tabela 26: Investimet 100% të Albgaz .....                                                                                     | 61 |
| Tabela 27 - Investimet financiare të Albgaz .....                                                                              | 62 |
| Tabela 28: Pikat e hyrjes/daljes me TAP .....                                                                                  | 62 |
| Tabela 29 - Skenarët sipas projekteve investive, sipas vëllimeve dhe kapaciteteve të shfrytëzimit të tubacioneve ....          | 63 |
| Tabela 30: Tarifat mesatare për periudhë sipas skenarit bazë .....                                                             | 65 |

|                                                              |    |
|--------------------------------------------------------------|----|
| Tabela 31 - Volumet e tubacionit sipas skenarëve .....       | 69 |
| Tabela 32: Kapacitetet e gazsjellësive sipas skenarëve ..... | 70 |
| Tabela 33 - Tarifat sipas skenarëve .....                    | 70 |

## Lista e figurave

|                                                                                                                                            |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1 - Harta topografike e linjave .....                                                                                               | 7  |
| Figura 2 - Harta topografike e linjave .....                                                                                               | 8  |
| Figura 3 - Zhvillimi i pritshëm i infrastrukturës rajonale të gazit natyror .....                                                          | 22 |
| Figura 4 - Korridori i zgjeruar i gazit ne Europen Juglindore .....                                                                        | 24 |
| Figura 5 - Lidhja e Gazsjellësit Adriatik të Jonit të Jugut midis EastMed dhe TAP .....                                                    | 26 |
| Figura 6 - Terminalet kryesore GNL në EJT .....                                                                                            | 27 |
| Figura 7 - Flukset e ri-vlerësuar të gazit natyror në territorin e Shqipërisë para dhe pas ndërtimit të Terminalit GNL– skenari bazë ..... | 30 |
| Figura 8 - Zhvillimi i mundshëm i infrastrukturës së gazit – harta e Shqipërisë .....                                                      | 33 |
| Figura 9 - Vlera e projekteve të investimit të ALBGAS .....                                                                                | 35 |
| Figura 10 - Vlerësimi i kërkesave nga projektet e investimeve të Albga .....                                                               | 36 |
| Figura 11 - Opsionet e itinerarit të tubacionit Fier-Vlorë TEC .....                                                                       | 39 |
| Figura 12 – Përmbledhje e investimeve të nevojshme gjatë 2026-2028 (EUR) .....                                                             | 46 |
| Figura 13 - Harta e projekteve të investimeve afatmesme deri në afatgjatë .....                                                            | 48 |
| Figura 14 - Harta e projekteve të investimeve afatgjatë .....                                                                              | 53 |
| Figura 15 - Përmbledhje e investimeve të nevojshme gjatë viteve 2029-2035 (mil EUR) .....                                                  | 54 |
| Figura 16 - Gjatësia e tubacioneve të ndërtuara dhe të vëna në punë sipas periudhës afatshkurtër, afatmesme deri në afatgjatë (km) .....   | 54 |
| Figura 17 - Të ardhurat e Albga sipas skenarit bazë .....                                                                                  | 64 |
| Figura 18 - Dividentët Albga 2023 – 2044 .....                                                                                             | 65 |
| Figura 19 - OPEX Albga 2023 – 2044 (Skenari bazë) .....                                                                                    | 66 |
| Figura 20 - EBITDA dhe fitimi neto të Albga 2023-2044 (skenari bazë) .....                                                                 | 67 |
| Figura 21 - Burimet e financimit të Albga 2023 – 2032 për të përballuar Planin e Investimeve (skenari bazë) .....                          | 68 |

## I. PËRMBLEDHJE

Në zbatim të neneve 16, 46 dhe nenit 56 të ligjit nr. 102/2015 “Për sektorin e gazit natyror” dhe vendimin e Bordit të ERE nr. 18/2018 “Rregullore për procedurat e paraqitjes dhe miratimit të planit të investimeve nga Operatorët e Transmetimit dhe Shpërndarjes së Gazit Natyror”, është hartuar Plani i Zhvillimit 10-vjeçar të rrjetit për periudhën 2026-2035, i cili jep informacion mbi gjendjen ekzistuese të rrjetit të gazit natyror, Master Planin e Gazit Natyror për Shqipërinë dhe Identifikimin e Projekteve Prioritare në Fushën e Gazit Natyror të cilat parashikohen të realizohen.

Plani i Zhvillimit përmban të dhëna si për investimet prioritare afatshkurtra dhe për ato afatmesme e afatgjata. Për qëllim të përkufizimit ky Plan nuk është plan investimi në përputhje me kushtet dhe kriteret e shtjelluara në nenin 8, pikat (4) dhe (6) të Rregullores Nr.18/2018 “Për procedurat e paraqitjes dhe miratimit të planit të investimeve nga operatorët e transmetimit dhe shpërndarjes së gazit natyror”. Plani i investimit duhet të përmbajë të dhëna analitike për investimet, përcaktimin e afateve kohore për implementimin e detajuar të planit të investimeve, shoqëruar nga studim fizibiliteti, studim për impaktin në mjedis, të drejtat pronësore dhe të shfrytëzimit për të gjitha projektet e investimeve, analizën e kosto-përfitimit, sigurimin e efektivitetit të kostove të projektit dhe kostove të argumentuara.

Me mbështetjen e konsulentit ndërkombëtar A.T KEARNEY, në përputhje me aktet ligjore dhe rregullatore në fuqi, Albgaz Sh.a. ka marrë në dorëzim dokumentin "Strategjia dhe Plani i Biznesit të kompanisë, Plani 10-vjeçar i Investimeve, Studim për mundësinë e zhvillimit dhe përhapjes së përdorimit të gazit natyror të lëngshëm, Zhvillimi i ngritjes së kapaciteteve në të gjithë sektorët". Ky dokument siguron që strategjia e propozuar të përkthehet në projekte specifike për objektivat e vendosura, të realizuara nga një analizë e kostos/përfitimit. Secili projekt do të buxhetohet, duke i dhënë prioritet zbatimit të hapave të nevojshëm për të arritur objektivat e propozuara. Plani i Biznesit ka përfshirë një zbërthim hierarkik të objektivave (d.m.th. strategjikë, të mesëm dhe themelore) në mënyrë që të lidhë planifikimin strategjik me aktivitetet e përditshme të biznesit dhe të sigurojë mjete të sigurta dhe të optimizuara për arritjen e këtyre objektivave.

Plani i Zhvillimit (PZH) të Albgaz, si pjesë përbërëse e strategjisë dhe planit të biznesit të shoqërisë 2026 - 2035, do të shërbejë si bazë për zhvillimin e ardhshëm të transmetimit dhe shpërndarjes së gazit në Shqipëri. Si rezultat, në përgjegjësinë e konsulentit janë integruar politikat përkatëse të qeverisë, masterplani i sektorit të gazit dhe objektivat e shoqërisë Albgaz. Gjithashtu, Plani i Zhvillimit është në përputhje me rregulloren shqiptare të mjedisit dhe energjisë dhe çdo politikë tjetër të lidhur, duke vepruar gjithashtu në përputhje me direktivat e KE. PZH nis duke kuptuar qartë dhe duke kryer një analizë të detajuar të sektorit të gazit në Shqipëri, veçanërisht në tre fusha: (i) vlerësimi i aspekteve historike, afatmesme dhe afatgjata të kërkesës dhe ofertës, (ii) analiza e kërkesave rregullatore ekzistuese dhe të ardhshme, (iii) përcaktimi dhe përshkrimi i qartë i roleve dhe përgjegjësi të aktorëve kryesorë.

Konsorciumi COWI-IPF në mbështetje të objektivit strategjik të Shqipërisë në lidhje me sigurinë energjetike dhe diversifikimin e burimeve të furnizimit me energji, si dhe në kuadër të tejkallimit me sukses të sfidave që has sektori i gazit në Shqipëri, duke mbështetur e zhvillimin e infrastrukturës në këtë sektor, nëpërmjet mekanizmit IPF7 dhe me PRJ-ALB-ENE-020 (WB20-ALB-ENE-04), Banka Europiane për Rindërtim dhe Zhvillim (BERZH) ka mbështetur zhvillimin e projektit të detajuar për ndërtimin e gazësjellësit PIP01 i cili lidh pikën e daljes së TAP në Fier me termocentralin e Vlorës. Gaz Masterplani (GMP), miratuar me Vendim të Këshillit të Ministrave Nr.87/2018 dhe siç amenduar me VKM Nr.563/2023, arriti në përfundimin se gazësjellësi që lidh TAP me TEC Vlorë është investimi i parë prioritar në kuadër të projekti për gazifikimin e Shqipërisë.

Këto dokumenta përbëjnë bazën e referimit për zhvillimin e shoqërisë Albgaz si dhe paraqitjen e Planit të Investimeve për miratim pranë autoriteteve përgjegjëse.

Në mbështetje të përcaktimit të projekteve prioritare të sipërcituar nga Gaz Masterplan-i, Qeveria e Republikës së Shqipërisë ka miratuar Dokumentin e Politikave Prioritare 2026-2028, duke përfshirë këtu projektet me përparësi në sektorin e gazit natyror, nëpërmjet VKM Nr.91, datë 12.02.2025.

## **II. SITUATA AKTUALE**

### **1. Shoqëria ALBGAS**

Albgaz Sh.a. është krijuar në mbështetje të vendimit nr. 848, datë 07.12.2016, “Për krijimin e shoqërisë Albgaz sh.a”. Albgaz është operatori i kombinuar i gazit natyror, përgjegjës për transmetimin dhe shpërndarjen e gazit natyror. Aksionari i vetëm i Shoqërisë Albgaz është Ministria e Infrastrukturës dhe Energjisë (MIE). Aktiviteti i shoqërisë mbështetet në Ligjin nr. 102/2015 “Për Sektorin e Gazit Natyror” dhe ka për qëllim kryesor ndërtimin e infrastrukturës së transmetimit dhe shpërndarjes së gazit me qëllim krijimin e mundësive për përdorimin e gazit nga të gjitha kategoritë e konsumatorëve: industria, termocentralet (gas-to-power), institucionet, bizneset dhe rezidentët. Ky aktivitet ushtrohet përmes licencës së lëshuar nga Enti Rregullator i Energjisë në aktivitetin e transmetimit dhe shpërndarjes së gazit.

### **2. Gjendja ekzistuese e rrjetit.**

Gjatë procedurës së evidentimit të gjendjes faktike dhe kapaciteteve operuese të linjave, të realizuar përgjatë vitit 2021, është kryer evidentimi faktik në terren i linjave dhe stacioneve si: Linja Ballsh-Drenovë, Linja Fier-Frakull, Linja Ballsh-Delvinë, Linja Fier-Divjakë, Linja Fier-Ballsh, Linja Fier-Povelçë, Stacioni Ballsh, Stacioni Drenovë, dhe Stacioni Fier. Kjo infrastrukture ekzistuese e sistemit të transmetimit të gazit është pjesërisht ose tërësisht e amortizuar dhe rrjedhimisht nevojitet një sistem i ri i transmetimit dhe i shpërndarjes së gazit, i cili pritët të realizohet në kuadër të investimeve strategjike me rëndësi kombëtare.



Gazsjellësi Trans-Adriatik (TAP), i cili do të transportojë gaz natyror nga fusha Shah Deniz II në Azerbajxhan, përmes Greqisë dhe Shqipërisë në Italinë e Jugut, konsiderohet si gur themeli i gazifikimit të Shqipërisë dhe pika kryesore e saj e lidhjes me infrastrukturën ndërkombëtare të gazit. Më poshtë paraqiten hartat topografike të linjave të dikurshme:

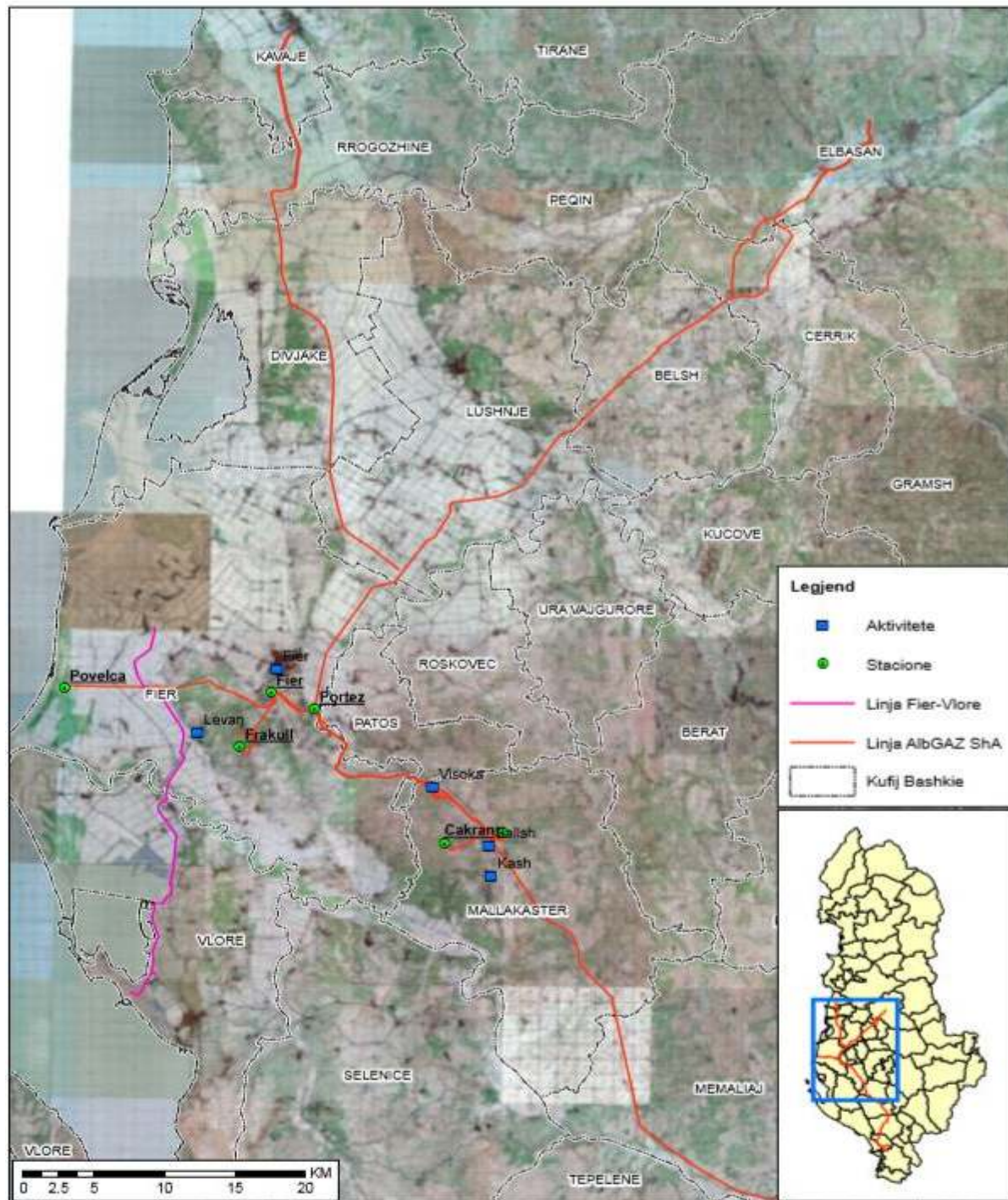
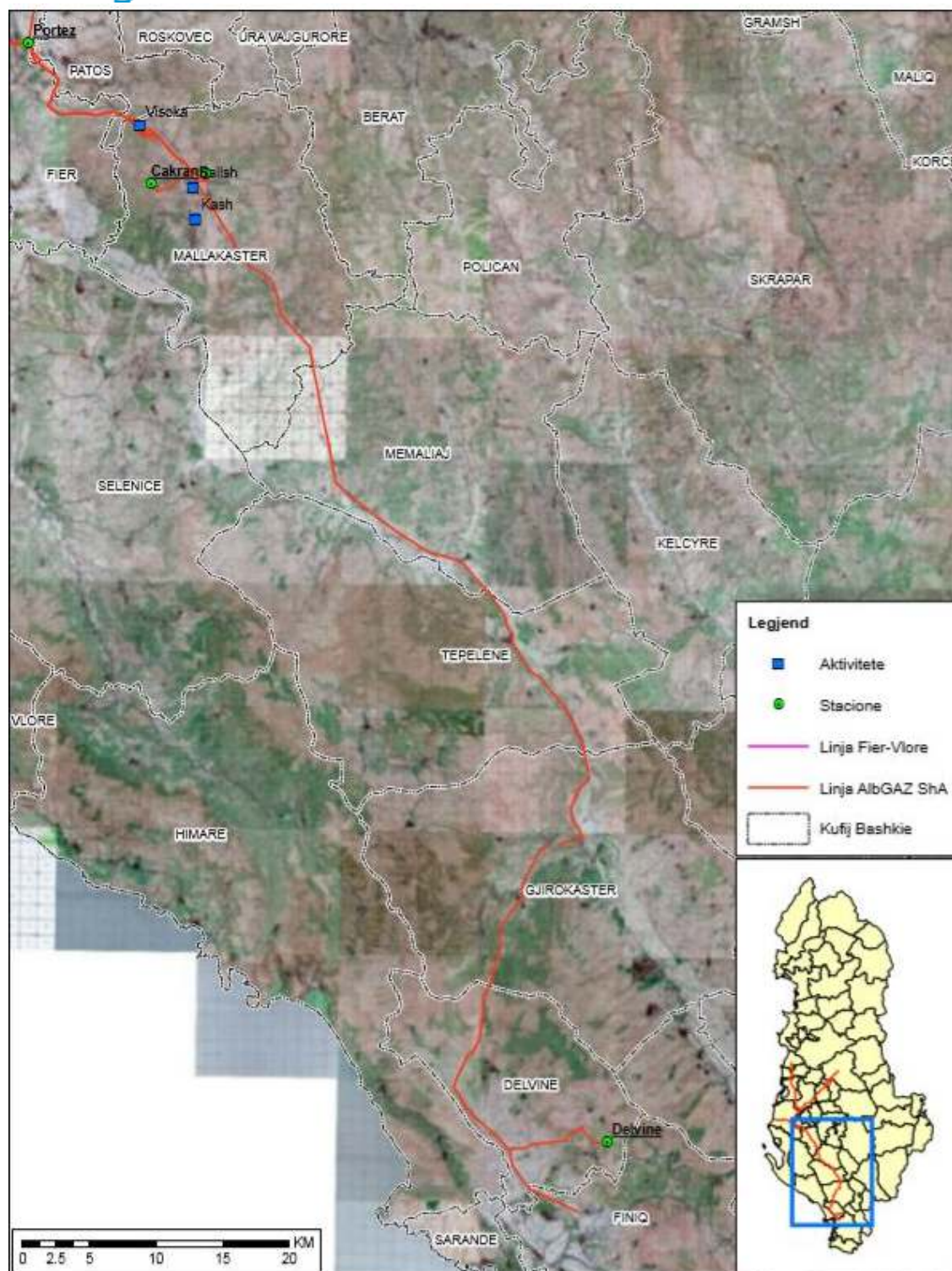


Figura 1 - Harta topografike e linjave





*Figura 2 - Harta topografike e linjave*



### 3. Gaz Master Plani dhe projektet prioritare.

Asistenca Teknike për GMP u financua 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.

GMP për Shqipërinë dhe projektet prioritare janë përgatitur nga Konsorciumi COWI-IPF. GMP ka për qëllim zhvillimin e një sistemi të qëndrueshëm të gazit natyror, identifikimin e kërkesave për gaz dhe skenarët e mundshëm për furnizimin me gaz; promovimin e përdorimit të gazit natyror në Shqipëri dhe zhvillimin e një plani që përfshin projektet prioritare të investimit në fushën e gazit natyror dhe mënyrat për tërheqjen e investimeve nga të gjitha palët e interesuara, por në veçanti nga sektori privat.

Rrjeti i transmetimit të gazit natyror, i propozuar sipas Master Planit të Gazit, 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.

Konsorciumi COWI-IPF përmes analizave teknike, ekonomike, mjedisore dhe sociale të Master Planit të Gazit për Shqipërinë ka përcaktuar Projektet Prioritare të Investimeve të cilat janë:

- PIP01- Gazsjellësi nga TAP në TEC-in e Vlorës;
- PIP02- Gazsjellësi nga TAP në Fier dhe Ballsh;
- PIP03- Gazsjellësi nga IAP në Tiranë dhe Durrës.

Gaz Masterplani u amendua me anë të **VKM Nr.563, datë 04.10.2023**. Amendimi i GMP erdhi si rezultat i zhvillimeve të reja përpos projekteve prioritare të mëparshëm dhe kryesisht lidhen me: 1- rritjen e presionit teknik të transmetimit deri në 100 bar për projektet që nuk lidhen me Ionian-Adriatic Pipeline; 2- detyrimi i TAP AG për të ndërtuar një pikë dalje në Kuçovë përveç pikës dalje në Fier; 3- cilësimi i pikës dalje Korçë (TAP Exit) dhe rrjetit të shpërndarjes Korçë si një projekt prioritar afatshkurtër dhe cilësimi i shpërndarjes së gazit natyror të lëngshëm si projekt prioritar afatmesëm.

### III. ZHVILLIMET KRYESORE NË KUADËR TË PROJEKTEVE PRIORITARE

#### 1. Projekti i Gazifikimit të Korçës

- Më datë 12 nëntor 2024, Socar Balkans nënshkroi një Memorandum Mirëkuptimi me Ministrinë e Infrastrukturës dhe Energjisë dhe shoqërinë Albgaz mbi mundësinë e bashkëpunimit në fushat e projektimit, zhvillimit dhe ndërtimit të rrjetit të shpërndarjes në territorin e Republikës së Shqipërisë, si dhe implementimin e Projektit në qytetin e Korçës.
- Shoqëria Albgaz Sh.a, është angazhuar në këtë Projekt, si operatori i sistemit të transmetimit që lidh pikën dalëse në TAP me sistemin e shpërndarjes që do të furnizojë qytetin e Korçës me gaz natyror.

Për këtë qëllim, shoqëria ka marrë miratimin e nevojshëm nga organet vendimmarrëse për tu angazhuar financiarisht në etapat paraprake si vijojnë:

1. Regjistrimi në Testin e Tregut 2023 në kuadër të alokimit të kapaciteteve në gazsjellësin TAP AG duke kryer një pagesë në vlerën EUR 10,000;
2. Shpenzime për studime inxhinierike të TAP në kuadër të kërkesës për modifikim/zgjerim të kapaciteteve infrastrukturore në pronësi të saj, vlera e të cilës është EUR 150,000.

#### 2. Marrëveshja e Pikës Dalëse në Fier (TAP Exit)

- i. Që prej datës 02.06.2025, TAP ka hyrë në fazën e ekzekutimit të kontratës EPC me kontraktorin e përzgjedhur, për stacionin e reduktimit dhe matjes së presionit (Fier South Facility), detyrim ky që rrjedh nga Marrëveshja e Dorëzimit të Pikës Dalëse Fier, nënshkruar ndërmjet TAP AG (Investitori) dhe MIE më 09.07.2021. Në kuadër të projektit të PRMS Fier, është caktuar Albgaz për ndjekjen e zbatimit të kontratës nga Ministria e Infrastrukturës dhe Energjisë.
- ii. Më datë 16 shtator 2025 u lançua takimi i parë teknik ndërmjet TAP AG dhe shoqërisë Albgaz Sh.a. për tu njohur me ecurinë e Projektit, objekteve që do të ndërtohen, standarteve dhe konfigurimit të përgjithshëm. Sipas projekt programit, parashikohet që ndërtimi i veprës të fillojë në maj të 2026 dhe të komisionohet më 3 tetor 2027, ku do të dorëzohet Albgaz në përputhje me objektin e Marrëveshjes.

#### 3. Memorandume dhe bashkëpunime me palë të treta

Ky PZH merr parasysh marrëdhëniet që operatorët e transmetimit dhe shpërndarjes së gazit natyror kanë me pjesëmarrësit e tjerë të tregut, për të siguruar qëndrueshmërinë e sistemit të gazit natyror si dhe plotësimin e kushteve të sigurisë dhe cilësisë së furnizimit me gaz natyror të klientëve.

Meqenëse shumë projekte të mbuluara nga ky Plan Zhvillimi kanë për qëllim të forcojnë bashkëpunimin dhe integrimin rajonal, njëkohësisht ato kontribuojnë në krijimin e tregut të gazit të Ballkanit Perëndimor dhe sigurinë e furnizimit të tij (North Macedonia Interconnector, IAP, ALKOGAP). Në procesin e përgatitjes së Planit të Zhvillimit, Albgaz është konsultuar me operatorë të tjerë, veçanërisht me TAP-in dhe OST-të e vendeve fqinje duke përfshirë: Plinacro,

Snam, DESFA, dhe ka marrë parasysh dokumentet e tjera publike të rëndësishme për planet e ardhshme të zhvillimit të sektorit të gazit, të lëshuara nga autoritetet shtetërore të Malit të Zi, Kosovës etj. Në dokumentet e bëra publike nga OST-të e vendeve fqinje, përmenden projektet e mëposhtme të investimeve që kanë lidhje me planin e investimeve të Albgaz-it si për shembull:

- Gazsjellësi Adriatiko-Ionian (IAP) – përmendet në “Planin dhjetëvjeçar të zhvillimit të Sistemit të Transmetimit të Gazit në Republikën e Kroacisë për 2021 – 2030” të Plinacro-s. IAP përmendet ndër dy projektet shumë të rëndësishme (së bashku me Terminalin Krk), me fillimin e transportit të gazit natyror përmes sistemit IAP të planifikuar për vitin 2026 me kapacitet 5 BCM. Ndërkohë, sipas diskutimeve të zhvilluara me përfaqësues të IAP-it, nuk pritet që fillimi i ndërtimit të ndodhë “më shpejt se viti 2027”, duke e vonuar kështu vënien në operacion.
- Gazsjellësi Nea Messimvria – Evzoni/ Gjevgjeli – i përmendur në “Planin e Zhvillimit të Sistemit Kombëtar të Transportit të Gazit 2021-2030” të Desfa-s. Ky është seksioni grek i Interkoneksionit Greqi - Maqedoni e Veriut (IGNM), me një gjatësi prej 55 km. Projekti, me kapacitet vjetor 1.5 BCM, synon ndërlidhjen e sistemeve të transmetimit të gazit natyror të Greqisë dhe Maqedonisë së Veriut, gjë që do të rrisë diversifikimin e burimeve të furnizimit për Maqedoninë e Veriut. Pala e Maqedonisë së Veriut mbulohet nga projekti “Gas Interconnector Greece – North Macedonia NMPART”. Tenderi për ndërtimin e këtij gazsjellësi ishte në vazhdim në vitin 2022. Në maj të vitit 2025 ky projekt mori miratimin për konstruksion, me kapacitet të zgjerueshëm deri në 3 bcm dhe i përshtatshëm për hidrogjen. Ky projekt nga njëra anë do të zvogëlojë shfrytëzimin potencial të kapaciteteve të interkoneksionit Shqipëri – Maqedoni e Veriut, por nga ana tjetër, në rast se Kosova do të jetë e gatshme të konsumojë gaz në të ardhmen, kostot më të ulëta (72 milionë euro) për ndërtimin e një interkoneksioni direkt Maqedoni Veriore – Kosovë në krahasim me Interkonektorin Shqipëri – Kosovë mund të justifikojnë sasi shtesë të gazit të dërguar nga Shqipëria përmes Interkonektorit Shqipëri – Maqedoni e Veriut.
- Megjithëse Nomagas, OST e Maqedonisë së Veriut, nuk publikoi një Plan 10-vjeçar të Zhvillimit të Rrjetit, mundësia e një ndërlidhjeje ndërmjet Maqedonisë së Veriut dhe Shqipërisë përmendet në "Strategjinë për Zhvillimin e Energjisë së Republikës së Maqedonisë së Veriut deri në vitin 2040" të miratuar në 2018, si dhe në “Raportin Vjetor 2020” të publikuar nga Komisioni Rregullator i Shërbimeve për Energji dhe Ujë të Republikës së Maqedonisë së Veriut. Megjithatë, ky interkonektor nuk duket të jetë prioritet për Maqedoninë e Veriut, ndërsa projektet kryesore nën shqyrtim janë Interkoneksioni Greqi – Maqedoni e Veriut dhe zhvillimi i rrjetit të shpërndarjes së Shkupit.
- Drafti i “Strategjisë Energjetike të Kosovës 2022-2031” nuk e përmend gazin në mesin e burimeve potenciale të ardhshme të energjisë. Prandaj, ndërtimi i një ndërlidhësi ndërmjet Shqipërisë dhe Kosovës (ALKOGAP) duket se nuk ka gjasa të ndodhë së shpejti, derisa Qeveria e Kosovës të vendosë ndryshimin e strategjisë.

- “Plani Strategjik 2022-2030” i Enagas përmend 600 milionë euro investime deri në vitin 2030 për Korridorin Mesdhetar: dyfishimi i kapacitetit të TAP në 20 BCM dhe zhvillimi i infrastrukturës në Greqi dhe në Shqipëri.
- Në përgatitjen e Planit të Zhvillimit, përvec përfaqësuesve nga Albgaz, kontribuan gjithashtu edhe ekspert të ekipeve shumëkombëshe në projektet për Terminalin GNL në Vlorë, lidhjen Vlorë - Fier dhe pikën hyrëse/dalëse të TAP-it në Fier, duke ndihmuar në ofrimin e një panorame gjithëpërfshirëse, nga perspektiva kolektive e operatorit të rrjetit të transmetimit dhe investorëve, veçanërisht në lidhje me prioritetin dhe planifikimin e projekteve të infrastrukturës:
- Në maj 2022, Albgaz dhe Overgas Inc. e Bullgarisë nënshkruan një Memorandum Mirëkuptimi (MoU) në Tiranë për të bashkëpunuar në projekte që do të diversifikojnë furnizimet me gaz natyror në Ballkan. Shqipëria u zotua të sigurojë akses në terminalin e planifikuar të GNL-së së Vlorës.
- Në maj 2022, operatori amerikan i GNL-së, Excelerate Energy, deklaroi synimin për të vendosur Floating Storage Regasification Unit (FSRU) e saj Excelsior për t'i shërbyer projektit të GNL-së së Vlorës në Shqipëri, fill pasi kjo njësi të përfundonte kontratën e saj në Izrael. Para kësaj, Excelerate nënshkroi një Memorandum Mirëkuptimi për të kryer një studim fizibiliteti për zhvillimin e mundshëm të një zgjidhjeje të integruar bashkë me Gaz Natyror të Lëngëzuar (GNL), duke përfshirë një terminal importi GNL-je në Portin e Vlorës në jug të Shqipërisë.
- Në korrik 2022, Excelerate Energy, Inc. dhe Overgas Inc. nënshkruan një Memorandum Mirëkuptimi, në lidhje me shitjen e GNL-së të rigazifikuar nga terminali i GNL-së i Vlorës. Vëllimi i parashikuar arrin deri në 1.0 miliardë metër kub GNL të rigazifikuar në vit, për një periudhë dhjetëvjeçare, përmes gazsjellësit Vlorë - Fier.
- Në tetor 2022, Enagás nënshkroi një LoI me Albgaz për blerjen e mundshme të aksioneve të shoqërisë dhe për t'u angazhuar në projekte të përbashkëta, më konkretisht projektin e Terminalit të GNL Vlorë dhe gazsjellësin Vlorë - Fier, por potencialisht edhe për shpërndarje të GNL në shkallë të vogël në Shqipëri, për ndërtimin e IAP dhe Depozitës Nëntokësore të Gazit (UGS) në Dumre.

Me qëllim harmonizimin e Planit të Zhvillimit me politikat e Qeverisë Shqiptare, Albgaz dhe Konsulenti organizuan takime të rregullta me përfaqësuesit e Qeverisë së Shqipërisë veçanërisht me Ministrinë e Infrastrukturës dhe Energjisë, me ERE dhe u konsultuan me KESH dhe KEK për kërkesën për energji elektrike në Shqipëri dhe Kosovë.

Gjithashtu, Planit i Zhvillimit do të publikohet më tej në faqen e Albgaz-it për konsultim me të gjithë të interesuarit, transportuesit e mundshëm dhe konsumatorët e gazit.



#### **IV. NDIKIMI I HIDROGJENIT**

Në nivele të ndryshme të institucioneve të Bashkimit Evropian, si dhe në industrinë e gazit dhe energjisë, ka një diskutim rreth rolit të hidrogjenit si një lëndë e parë dhe bartëse e qëndrueshme e energjisë dhe si dhe mbi përdorimin e tubacioneve ekzistues dhe të sapondërtuar të gazit natyror për transmetimin e hidrogjenit në të ardhmen. Shumë shoqëri, duke përfshirë këtu edhe disa operatorë të sistemeve të transmetimit European, kryen sondazhe dhe teste për të vlerësuar përdorimin e mundshëm të tubacioneve ekzistuese të gazit natyror për hidrogjen. Këto hulumtime kanë treguar se tubacionet e ndërtuara së fundmi mund të modifikohen teknikisht në mënyrë që të mundësojnë transmetimin e sigurt të hidrogjenit (ose minimalisht të gazit natyror me përmbajtje të lartë hidrogjeni).

Megjithatë, duke qenë se ritmi i ndërtimit të instalimeve të prodhimit në shkallë të lartë të hidrogjenit si dhe shkalla e konvertimit të konsumatorëve nga gaz natyror në hidrogjen janë aktualisht të panjohura dhe të pasigurta, për të mbajtur opsionin e hidrogjenit ende të zbatueshëm për Shqipërinë, Albgaaz merr në konsideratë që tubacionet e reja të gazit do të ndërtohen të tilla për të pranuar hidrogjen dhe për të ndryshuar minimalisht/ose për të punuar në minimum në rast të një përmbajtje më të lartë hidrogjeni.

#### **V. METODOLOGJIA E PLANIT TË ZHVILLIMIT**

Analiza e zhvillimit të mundshëm të tregut shqiptar të gazit dhe tregjeve në rajonin e Ballkanit Perëndimor janë pikënisja për përbërjen e portofolit të investimeve në këtë Plan Zhvillimi.

Duke qenë se konsumi i parashikuar i gazit në Shqipëri në vitet në vijim nuk është shumë i lartë dhe nuk mund të justifikojë në vetvete investime të larta fillestare (si terminalin GNL me infrastrukturën shoqëruese dhe sistemet e ardhshme të transmetimit) një rëndësi e vecantë iu kushtua përdorimit të terminalit GNL në një kontekst më të gjerë rajonal si dhe koordinimi i projekteve të sapondërtuara të sistemit të transmetimit me sistemet e vendeve të rajonit.

##### **1. Përbërja e portofolit të investimeve dhe përparësitë**

Metodologjia e përdorur për hartimin dhe miratimin e portofolit të investimeve në Planin e Zhvillimit është bazuar në metodologjinë e prioriteteve të projekteve të investimeve. Çdo projekt u përcaktua në përmbushje të një sërë kriteresh për të përcaktuar nëse ishte i pranueshëm për t'u përfshirë në Planin e Investimeve.

Kriteret e përdorura janë paraqitur më poshtë, duke u bazuar në metodologjinë Vlera – Kërkesa.

| Vlera                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | Kërkesat                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Vlerësimi i secilit kriter</b><br>E Lartë (2)<br>E Mesme (1)<br>E ulët (0)                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | Të Larta (2)<br>Të Mesme (1)<br>Të ulëta (0)                                                                                                                                                                                                                              |
| <b>Kriteret</b><br>Vëllimi i gazit (që do të transmetohet).<br>Nxitja e zhvillimit ekonomik kombëtar.<br>Siguria e furnizimit me gaz.<br>Kontributi në diversifikimin e përzierjes energjetike dhe sigurinë e furnizimit me energji elektrike<br>Forcimi i bashkëpunimit/integritimit rajonal<br>Kontributi në projekte të tjera investimi me prioritet të lartë (të qeverisë) | Shpenzimet kapitale të përlllogaritura<br>Disponueshmëria e financimit.<br>Kompleksiteti i ekzekutimit (kohëzgjatja, burimet dhe administrimi).<br>Gatishmëria organizative e ALBGAS për të mbështetur projektet (kompetenca të disponueshme ose të lehta për t'u marrë). |

Tabela 1 - Kriteret e prioritizimit të projekteve të investimeve

## 2. Kriteret e vlerave

### i. Vëllimi i gazit që do të transmetohet.

Siç u përmend më herët, çdo prioritet nga pikëpamja e rregullatorit duhet të marrë parasysh analizën kosto - përfitim dhe treguesit ekonomikë. Edhe pse modeli tarifar i bazuar në RAB u garanton operatorëve një normë të caktuar kthimi nga investimet e reja, roli i rregullatorit është të sigurojë që investimi të mos mbulohet në bazë të pagesave të larta të konsumatorëve të gazit, d.m.th. me rritjen e tarifave. Për rrjedhojë, komponenti kryesor që ndikon si rezultat i investimeve të reja tarifat mos të rriten së tepërmi, është pikërisht rritja e volumeve të gazit të transmetuara/depozituar që rezulton nga investimi.

Vëllimi i gazit të transmetuar rritet kur tubacionet e reja sjellin gaz për klientët e rinj, veçanërisht klientë të mëdhenj industrialë të cilët sigurojnë konsumin “ankorues” si p.sh TEC Vlora, pra të qëndrueshëm në një zonë të caktuar gjeografike ose kur tubacioni akomodon flukset ndërkufitare të gazit (import/eksport).

### ii. Nxitja e zhvillimit ekonomik kombëtar

Aksesi në rrjetin e gazit është një nga kriteret që ndikon në përcaktimin e vendndodhjeve e investimeve të reja nga investitorët vendas dhe të huaj. Për këtë arsye, gjatë krijimit të zonave të

veçanta ekonomike, vendet po përpiqen të sigurojnë infrastrukturën e nevojshme në këto zona (gaz, energji elektrike, ujë, rrjete të kanalizimit).

Mundësia e përdorimit të gazit nga impiantet tashmë ekzistuese (nga industri të ndryshme) shpesh u lejon atyre të ulin kostot (kostot e karburantit të përdorur, kostot mjedisore) ose të përmirësojnë efikasitetin e proceseve.

### **iii. Siguria e furnizimit me gaz**

Siguria e furnizimit është shpesh një nga kriteret kryesore kur vendoset për investimet e ardhshme, veçanërisht në vende të cilat për arsye historike, mbështeteshin shumë në një burim të prodhimit të energjisë. Në këtë rast, investimet që diversifikojnë transmetimin për rrjedhojë prodhimin e energjisë nga burime alternative marrin një prioritet të lartë, edhe pse nuk kanë ndikim në shtimin e sasisë e gazit të transmetuar. Nga ana tjetër, pasojat e ndërprerjes së furnizimeve nga burimet ekzistuese do të kishin një ndikim katastrofik në ekonominë e një vendi të varuar nga vetëm një burim energjitik.

Thënë kjo, ne dalim në konkluzion se duke qenë se tregu i gazit në Shqipëri është në një fazë të hershme zhvillimi, kriteri i “sigurisë së furnizimit me gaz” është duke marrë peshë domethënëse në diversifikimin e prodhimit të energjisë, ndërkohë që konsumi i brendshëm i gazit do të rritet me ritme të shpejta, në të ardhmen e afërt do të jetë një kriter kryesor për prioritizimin e projekteve të investimeve në sektorin e gazit në vend.

### **iv. Kontributi në diversifikimin e përzierjes energjetike dhe sigurinë e furnizimit me energji elektrike**

Shumë vende në të cilat një ose dy lëndë djegëse zënë një pjesë dominuese në përzierjen energjetike, e shohin gazin natyror si një mundësi për të ndryshuar strukturën e kësaj përzierjeje, dhe shumë shpesh gazi natyror është gjithashtu një lëndë djegëse që është më miqësore me mjedisin sesa ato dominuese. p.sh qymyri, vaji për ngrohje, etj.).

Në të njëjtën kohë, përdorimi i gazit për prodhimin e energjisë elektrike, për shkak të kohës relativisht të shpejtë të ndërtimit të termocentraleve me gaz, garanton sigurinë e furnizimit me energji elektrike të konsumatorëve në një kohë të shkurtër.

Edhe në vende të zhvilluara, me një kapacitet të konsiderueshëm të burimeve të rinovueshme të energjisë (PV, ferma me erë), gazi ka një rol të rëndësishëm si lëndë djegëse që siguron energji elektrike dhe balancon sistemin energjetik kur sasia e energjisë së rinovueshme është e pamjaftueshme.

### **v. Forcimi i bashkëpunimit/integrimit rajonal**

Ndërtimi i tubacioneve të reja ndërkufitare ose tubacioneve që sjellin gaz të ri në interkonektorët ekzistues kontribuojnë në integrimin e tregjeve kombëtare të gazit, forcojnë bashkëpunimin rajonal dhe rrisin sigurinë e rrjeteve të ndërlidhura të furnizimit dhe të konsumatorëve të lidhur me to. E njëjta gjë mund të thuhet për ndërlidhësit e energjisë elektrike. Në rastin e fundit, disa investime

në gazsjellës mund të kontribuojnë gjithashtu në këtë qëllim kur gazi përdoret për të prodhuar energji elektrike në një vend dhe më pas kjo energji elektrike transportohet në një vend tjetër.

#### **vi. Investimi në projekte të tjera me prioritet të lartë qeveritar**

Zbatimi i disa investimeve nga OST-ja mund të jetë shumë i rëndësishëm nga këndvështrimi i pjesëmarrësve të tjerë të tregut të gazit ose i palëve të interesuara, edhe nëse në fazën e analizës këto investime janë subjekt i paqëndrueshmërisë në lidhje me normën aktuale të kthimit. Ndërtimi i një gazsjellësi në një impiant të ri prodhimi gazi ose një impiant nëntokësor depozitimi të gazit në ndërtim është kritik për funksionimin e kësaj infrastrukture, por në të njëjtën kohë, kur merren vendime për infrastrukturë të re, ato janë subjekt i pasigurive në lidhje me rezervimin e kapaciteteve të reja në tubacione apo ato të UGS-ve në të ardhshmen.

### **3. Kriteret e kërkesave**

#### **i. Përlllogaritja e Shpenzimeve Kapitale (CAPEX)**

Zbatimi i çdo investimi në të tilla projekte kërkon domosdoshmërinë e përlllogaritjen e disa shpenzimeve kapitale. Në sektorin e gazit natyror, konkretisht në tubacione e gazsjellës, këto shpenzime llogariten në miliona dhe ndonjëherë në miliarda euro. Kur i jepet prioritet investimit të këtyre projekteve, shoqëritë duhet gjithashtu të vlerësojë nëse ky projekt i veçantë është brenda mundësive të tyre financiare ose, për shkak të madhësisë së CAPEX, ai nuk përbën një barrë dhe rrezik shumë të madh për shoqërinë. Gjatë planifikimit financiar, vlen të kujtojmë se shumë projekte vuajnë nga vonesa dhe tejkalimet buxhetore.

Në të njëjtën kohë, nëse shoqëria përlllogarit një CAPEX përtej mundësive financiare, kjo nuk do të thotë se projekti do të braktiset automatikisht, por do të kërkohej metoda alternative të zbatimit të tij, p.sh. nëpërmjet pjesëmarrjes së partnerëve të tjerë, nëpërmjet përdorimit të fondeve (të pakthyeshme) etj.

#### **ii. Disponueshmëria e financimit**

Ky kriter lidhet drejtpërdrejt me atë të mësipërm. Çdo shoqëri ka mundësi të kufizuara financiare (d.m.th. investim), prandaj është e rëndësishme të dihet paraprakisht deri në çfarë mase shoqëria mund të përdorë financimin e jashtëm për të zbatuar një projekt të caktuar.

Disponueshmëria e financimit është një parametër pjesërisht i pavarur nga shoqëria, pasi ajo ndikohet nga treguesit aktualë të tregjeve financiare, perceptimet e investorëve për një vend të caktuar (dhe më shpesh një grup vendesh), perceptimi i një industrie të caktuar, etj. Prandaj, disponueshmëria e financimit dhe kostoja e tij mund të ndryshojnë me kalimin e kohës.

#### **iii. Kompleksiteti i ekzekutimit (kohëzgjatja, burimet dhe administrimi)**

Projektet karakterizohen nga një shkallë e ndryshme kompleksiteti si për sa i përket kohëzgjatjes, burimeve dhe njohurive të nevojshme për zbatimin e tyre dhe kompleksitetit të proceseve administrative dhe menaxhuese. Në industrinë e gazit, sigurisht më komplekset janë projektet shumë-miliardësh të gazsjellësve, të cilat shpesh përfshijnë shumë partnerë, kërkojnë shumë

marrëveshje të ndërsjella, njohuri unike në fushën e gjeologjisë, mekanikës së depozitave, etj. Marrëdhëniet ndërmjet pjesëmarrësve të projektit, furnitorëve, mbivendosjet e aktiviteteve, metodat dhe teknikat janë faktorë që ndikojnë në kompleksitetin e projektit.

Në rastin e projekteve të zbatuara nga OST, ato më komplekset përfshijnë marrëdhëniet e ndërlidhjes, të cilat kërkojnë bashkëpunim të ngushtë me operatorët e tjerë. Projektet për ndërtimin e tubacioneve të gazit në kushte specifike të një terreni të vështirë mund të jenë gjithashtu komplekse.

#### **iv. Aftësia organizative e ALBGAZ për të zhvilluar projektet**

Kriteri i fundit në kategorinë e Kërkesave është vlerësimi i aftësisë së AlbgaZ për të zbatuar një projekt specifik, d.m.th., të ketë kompetenca të përshtatshme teknike, inxhinierike, projektuese, mbikëqyrëse, të menaxhimit të projektit, etj.

Të gjitha projektet e paraqitura në këtë Plan Zhvillimi janë vlerësuar në përmbushjen e kriterëve të lartpërmendura.

## **VI. VIZIONI I ALBGAZ DHE PARASHIKIMI I TREGUT TË GAZIT**

Albgaz synon të bëhet një aktor kyç i infrastrukturës së gazit në kuadrin e sigurisë energjetike, diversifikimit dhe tranzicionit në të gjithë rajonin, duke mundësuar integrimin e tregjeve të energjisë në Ballkanin Perëndimor dhe duke mbështetur zhvillimin e ekonomisë kombëtare.

Albgaz është angazhuar në sigurimin e energjisë së qëndrueshme, me kosto efektive dhe të qëndrueshme përmes infrastrukturës së gazit natyror për të përmbushur kërkesat e brendshme dhe më gjerë (të gazit). Kompania po kërkon dhe nxit partneritet i cili do të lehtësojë integrimin e tregjeve të gazit, bashkimin e sektorëve dhe zhvillimin ekonomik kombëtar.

Albgaz jep të gjitha garancitë e nevojshme për të gjitha palët e interesuara duke zhvilluar investime të harmonizuara me planet kombëtare, duke ndërmarrë projekte të qëndrueshme në të ardhmen në përputhje me përpjekjet për dekarbonizimin dhe një model të qëndrueshëm biznesi.

Shoqëria ka tre qëllime kryesore strategjike:

1. Siguria rajonale e energjisë nëpërmjet diversifikimit të burimeve të gazit dhe integritetit të tregjeve.
2. Siguria energjetike e Shqipërisë.
3. Zhvillimi ekonomik i Shqipërisë.

#### **1. Kërkesa për gaz në Shqipëri.**

Shqipëria ka një potencial realist për të konsumuar pothuajse 0,95 BCM gaz natyror në vitin 2030 dhe mbi 1,2 BCM në vitin 2040.



## Konsumi i projektuar i gazit natyror në shkallë të vogël në Shqipëri (SS LNG)

BCM

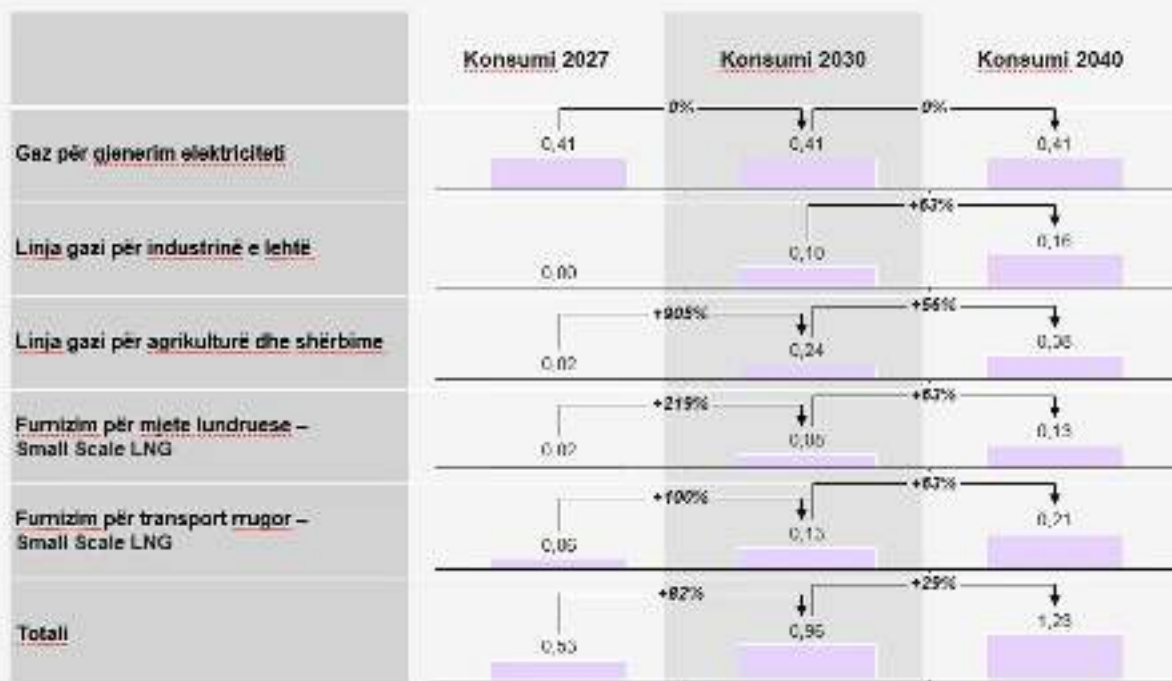


Tabela 2 - Konsumi i mundshëm i gazit natyror në Shqipëri dhe GNL në shkallë të vogël sipas sektorëve kryesorë

Konsumatorët kryesorë industrialë ndodhen në rajonin Durrës-Tiranë, në Vlorë (TEDA Vlorë, dhe duke filluar nga viti 2030 me gjasa një fabrikë e re plehërimi), dhe Elbasan (kryesisht përpunimi i metaleve). Në Durrës, një nga konsumatorët kryesorë mund të jenë mjetet lundruese në portin e Durrësit, për rifuxho detar (0.06 BCM në 2030 dhe 0.1 BCM në 2040). Disa nga konsumatorët industrialë, të cilët fillimisht do të shërbehen nga furnizime me GNL në shkallë të vogël, pritet të konsumojnë gaz nëpërmjet tubacionit kur zonat e izoluar të konsumit do të lidhen me rrjetin kombëtar. Kërkesa rajonale është paraqitur në figurën e mëposhtme.

## Kërkesa për gaz natyror në Shqipëri sipas rajoneve milion metër kub

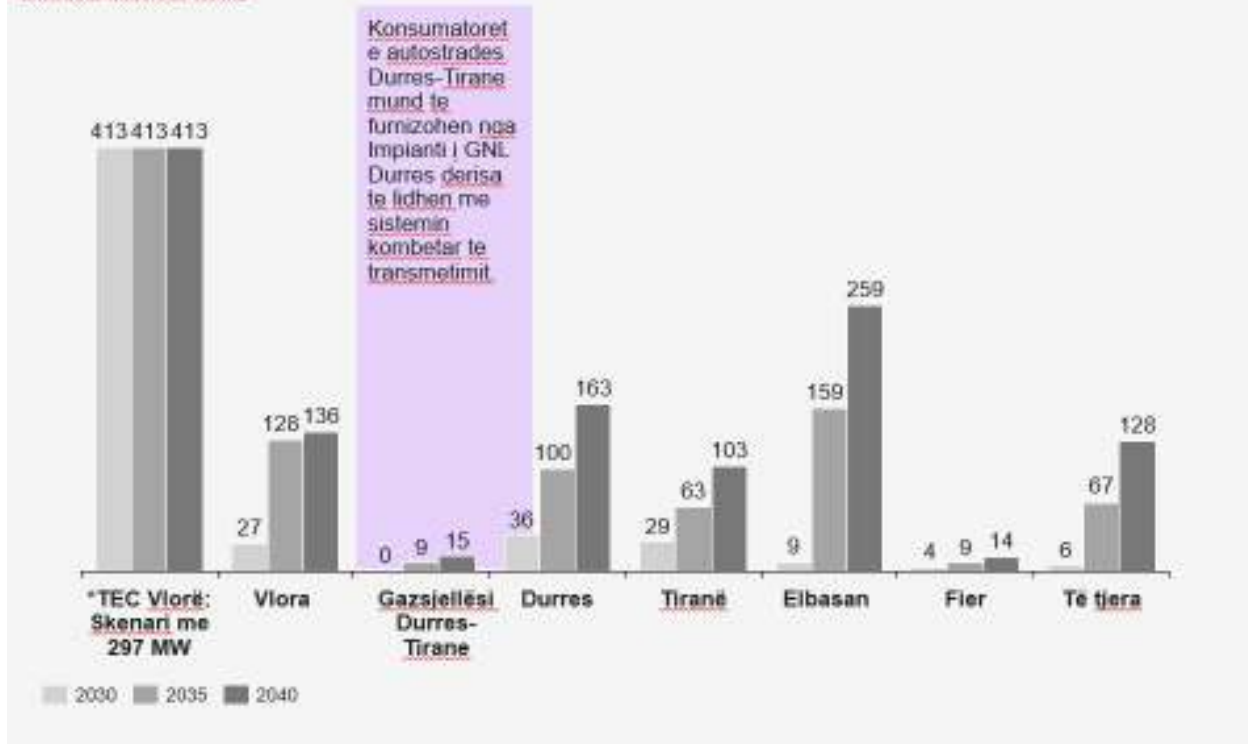


Tabela 3 - Kërkesa e Shqipërisë për gaz natyror sipas rajoneve

## 2. Kërkesa për gaz në rajon

Vlerësimi rajonal i paraqitur më poshtë tregon se rajoni i Ballkanit Perëndimor ka nevojë për investime të konsiderueshme në prodhimin e energjisë deri në vitin 2030 dhe madje edhe në vitin 2040. Në terma afatgjatë ekziston një potencial i rëndësishëm rajonal i konsumit të gazit për prodhimin e energjisë.

Rajoni (përfshirë Greqia) mbështetet shumë në prodhimin e energjisë me qymyr dhe naftë. Në vitin 2020 gjenerimi total nga këto burime është 61 TWh, nga të cilat: 26 TWh në Serbi, 10 TWh në Greqi, 11 TWh në Bosnje dhe Hercegovinë dhe 8 TWh në Kosovë. Ballkani Perëndimor dhe Greqia duhet të investojnë në burime të reja gjeneruese për të mbuluar rritjen e kërkesës. Kërkesa totale rajonale e vlerësuar për vitin 2030 është 147 TWh krahasuar me prodhimin aktual prej 123 TWh (duke përfshirë prodhimin e qymyrit dhe naftës), duke çuar në një deficit të mundshëm prej 24 TWh në 2030 dhe 37 TWh në 2040. Me qymyrin dhe naftën që mund të hiqen gradualisht deri në vitin 2030, furnizimi shtesë i nevojshëm mund të jetë 85 TWh në 2030 dhe 98 TWh në 2040.

Ndërsa Greqia është e angazhuar të heqë gradualisht kapacitetet e prodhimit të qymyrit deri në vitin 2028, vetëm deficit i energjisë i Greqisë mund të arrijë në 25 TWh deri në vitin 2030. Situata në Shqipëri është gjithashtu e vështirë. Përveç regjistrimit tashmë të ndërprerjeve të energjisë dhe importeve të kushtueshme në vitet e thata për shkak të mbështetjes së tepërt në hidrocentralet, sipas ENTSO-E, Shqipëria mund të ketë një deficit energjie prej 3 TWh në 2030 dhe 5 TWh në 2040.

### 3. Kërkesa rajonale për energji.

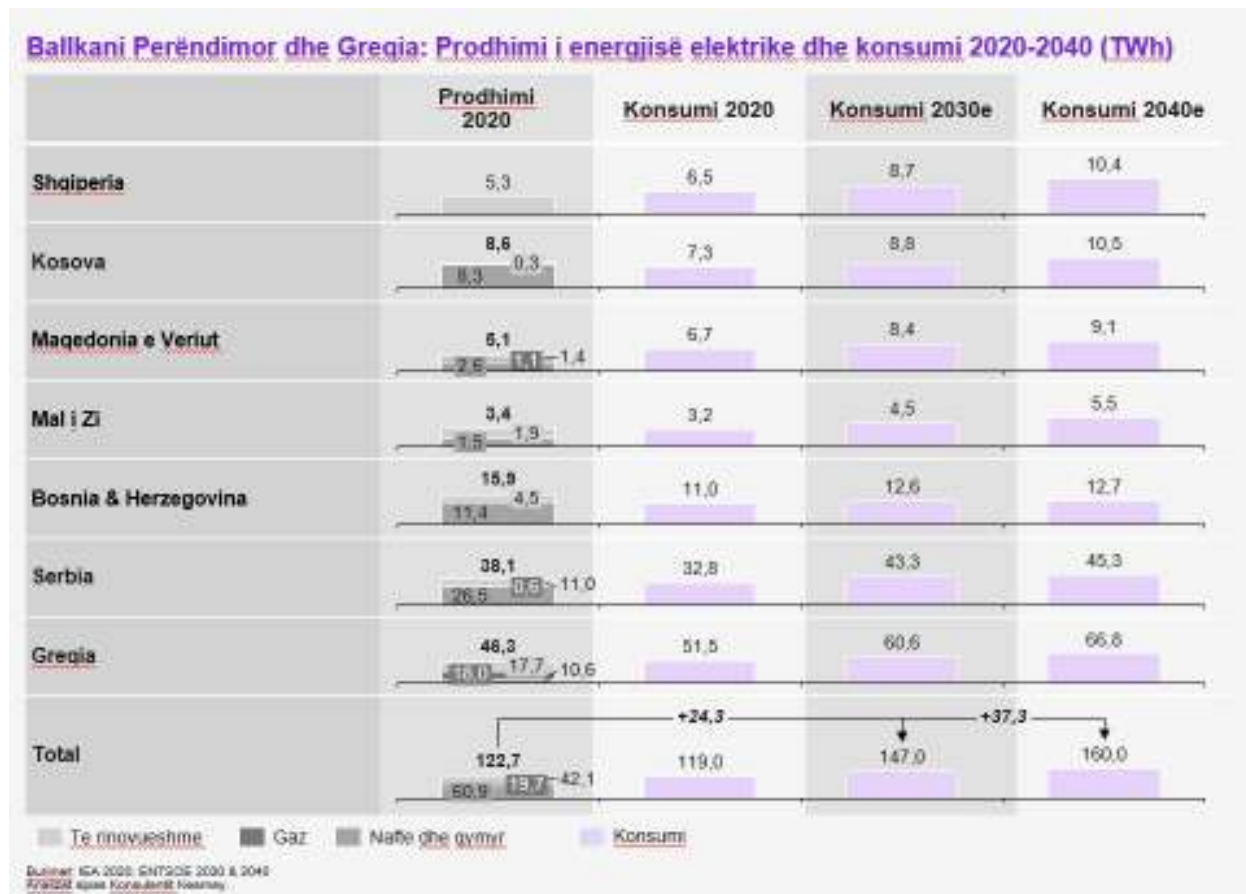


Tabela 4 - Tregu rajonal i energjisë elektrike

### 4. Tregu rajonal i energjisë elektrike

Një parakusht që Shqipëria të jetë në gjendje të kontribuojë në reduktimin e deficitit rajonal të energjisë është disponueshmëria e ndërlidhjeve të energjisë. Aktualisht, Shqipëria është e ndërlidhur mirë me të gjitha vendet fqinje, ndërsa ndërlidhje të tjera do të ndërtohen si Projekte me Interes të Komunitetit të Energjisë (PECI) dhe Projekte me Interes Reciprok (PMI) nën ombrellën e Komunitetit të Energjisë.

### 5. Tregu rajonal i gazit

Sipas parashikimeve afatgjata të ENTSO-G, 12 vendet e basenit të TAP do të duhet të mbulojnë 19 BCM kërkesë shtesë për gaz deri në vitin 2030. Duke qenë se importet ruse janë hequr aktualisht në shumë vende, deficitin e furnizimit me gaz mund të arrijë në 57 BCM në vitin 2030.

### Vendet e basenit të TAP<sup>1</sup>: Furnizimi me gaz dhe importet nga Rusia; Konsumi ne 2020 dhe 2030 (BCM)



1. Vendet e basenit të TAP përfshijnë Ballkanin Perëndimor + Greqi, Kroaci, Bullgari dhe Itali (shiko The Southern Gas Corridor - Tieses Asiatic Pipeline (TAP) itaq-az.com).  
Burimet: SEE GAS REPORT - Energy Community, Enerdata, EIA, S&P. Ecosia-Axioma Raporti për anëtarësimet e konsumit në Ballkan 2030. SHAN 2030- Projektioni për Italinë, NECP 2030. Projektimi i konsumit në Kroaci. \*Konsumi korrigjuar i projektuar për 2030 sipas vlerësimeve të Konsulentit.

Tabela 5 - Tregu rajonal i gazit

Për më tepër, unaza e ndërlidhësve të gazit natyror të Ballkanit Perëndimor po zhvillohet dhe racionalisht pritet të avancohet ndjeshëm deri në vitin 2030. Unaza do të finalizohet deri në vitin 2040 si evidentohet në pasqyrën skematike të infrastrukturës rajonale më poshtë, duke mundësuar kështu gazin natyror transportohet në të gjithë vendet e Ballkanit Perëndimor, Greqi dhe Bullgari.

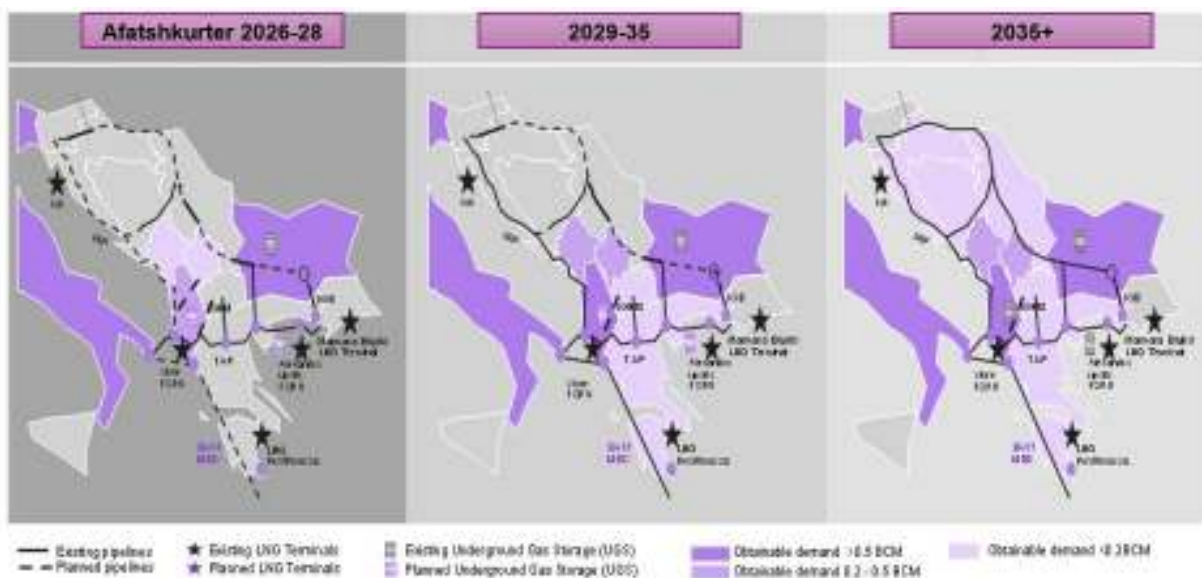


Figura 3 - Zhvillimi i pritshëm i infrastrukturës rajonale të gazit natyror

Shënim: Kërkesa e pritshme i referohet vëllimeve të gazit natyror që vlerësohet të shpërndahet nga Terminali GNL i Vlorës drejt vendeve fqinje.

## 6. Tregu rajonal i GNL-së në shkallë të vogël

Nga ana tjetër, kontributi i GNL-së në shkallë të vogël në zhvillimin e kompanive jashtë rrejtit në vendet e Ballkanit Perëndimor mund të jetë i kufizuar për shkak të pengesave logjistike, kryesisht fizibilitetit të transportit të GNL-së në më shumë se 300-500 km distanca dhe për shkak të fenomenit të ventilimit.

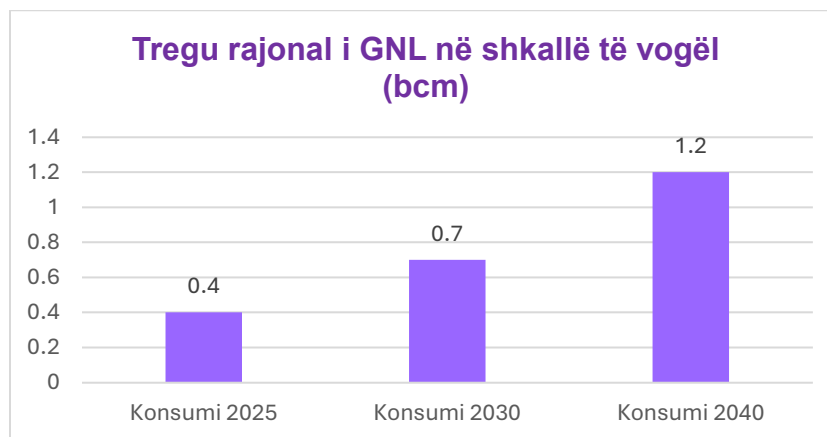


Tabela 6 - Konsumi rajonal i GNL-së në shkallë të vogël

## 7. Nevojat rajonale të depozitimit të gazit

Në qershor 2022, Parlamenti Evropian dhe Këshilli Evropian miratuan ndryshimet në Rregulloret (BE) 2017/1938 dhe (KE) Nr. 715/2009/EC, në lidhje me depozitimin e gazit. Rregullorja kërkon



që Shtetet Anëtare të sigurojnë që infrastrukturën nëntokësore të depozitimit të gazit në territorin e BE-së të mbushen deri në të paktën 80% të kapacitetit të tyre në nivel shteti anëtar deri më 1 nëntor 2022, duke u rritur në 90% për vitet në vijim.

Objektivi 90% pasqyron nivelet mesatare historike të mbushjes së depozitave të BE-së (me një mesatare prej 87% në vitet e fundit). Të kesh gaz të mjaftueshëm në objektet e depozitimit në të gjithë BE-në është një përgjegjësi e përbashkët. Prandaj, shteteve anëtare pa vend depozitime u kërkohet të sigurojnë që gazit të ruhet në vendet e tjera të BE-së deri më 1 nëntor 2022, që korrespondon me të paktën 15% të konsumit vjetor të gazit të shtetit anëtar pa vend depozitime.

Sa herë që Shtetet Anëtare nuk janë të ndërlidhura ose transmetimi ndërkufitar është i kufizuar, detyrimi i depozitimit duhet të reduktohet në përputhje me rrethanat. Rregullorja e re propozon një zbritje 100% nga tarifat e transmetimit të bazuara në kapacitet në pikat hyrëse dhe dalëse të depozitimit. Në vendet e pellgut të TAP (përfshirë Turqinë), depozitat që furnizohen nga TAP ose do vijojnë të furnizohen në të ardhmen nga TAP ose EastMed të cilat mund të mbulojnë 23% të konsumit total rajonal të 2020 dhe vetëm 17% të konsumit të gazit në vitin 2030.

Turqia pritej të ishte ofruesi më i madh i magazinimit të gazit në vitin 2023, kur kapacitetet shtesë do të ishin në funksionim komercial (figura më poshtë për Turqinë përfshin gjithashtu kapacitetet e reja që pritej të bëheshin funksionale në 2023). Greqia është angazhuar për jetësimin e projektit për depozitën e Kavalës së Jugut me kapacitet 0.36 BCM dhe që mund të zgjerohet në pothuajse 0.7 BCM.

|                                 | Konsumi i gazit MMK 2020 | Konsumi i gazit MMK 2030 | Kapaciteti i Depozitimit të Gazit MMK 2020 <sup>1</sup> | % depozitave krahasuar me konsumin e 2020 | % depozitave krahasuar me konsumin 2030 |
|---------------------------------|--------------------------|--------------------------|---------------------------------------------------------|-------------------------------------------|-----------------------------------------|
| <b>Shqipëria</b>                | -                        | 0.9                      | -                                                       | 0%                                        | 0%                                      |
| <b>Kosova</b>                   | -                        | 0.2                      | -                                                       | 0%                                        | 0%                                      |
| <b>Maqedonia V.</b>             | 0.3                      | 1.4                      | -                                                       | 0%                                        | 0%                                      |
| <b>Mali I Zi</b>                | -                        | 0.4                      | -                                                       | 0%                                        | 0%                                      |
| <b>Bosnia &amp; Hercegovina</b> | 0.2                      | 0.6                      | -                                                       | 0%                                        | 0%                                      |
| <b>Serbia</b>                   | 2.1                      | 3.5                      | 0.5                                                     | 21%                                       | 13%                                     |
| <b>Greqia</b>                   | 5.8                      | 6.2                      | 1.0                                                     | 17%                                       | 16%                                     |
| <b>Koatia</b>                   | 3.0                      | 4.0                      | 0.5                                                     | 16%                                       | 12%                                     |
| <b>Bullgaria</b>                | 3.3                      | 2.9                      | 0.5                                                     | 16%                                       | 18%                                     |
| <b>Italia</b>                   | 71.3                     | 83.8                     | 18.0                                                    | 25%                                       | 21%                                     |
| <b>Turqia</b>                   | 47.7                     | 80.0                     | 11.0                                                    | 23%                                       | 14%                                     |
| <b>Totali</b>                   | <b>133.7</b>             | <b>183.9</b>             | <b>31.4</b>                                             | <b>23%</b>                                | <b>17%</b>                              |

*Tabela 7 - Hapësirat e depozitimit në krahasim me konsumin në rajon.*

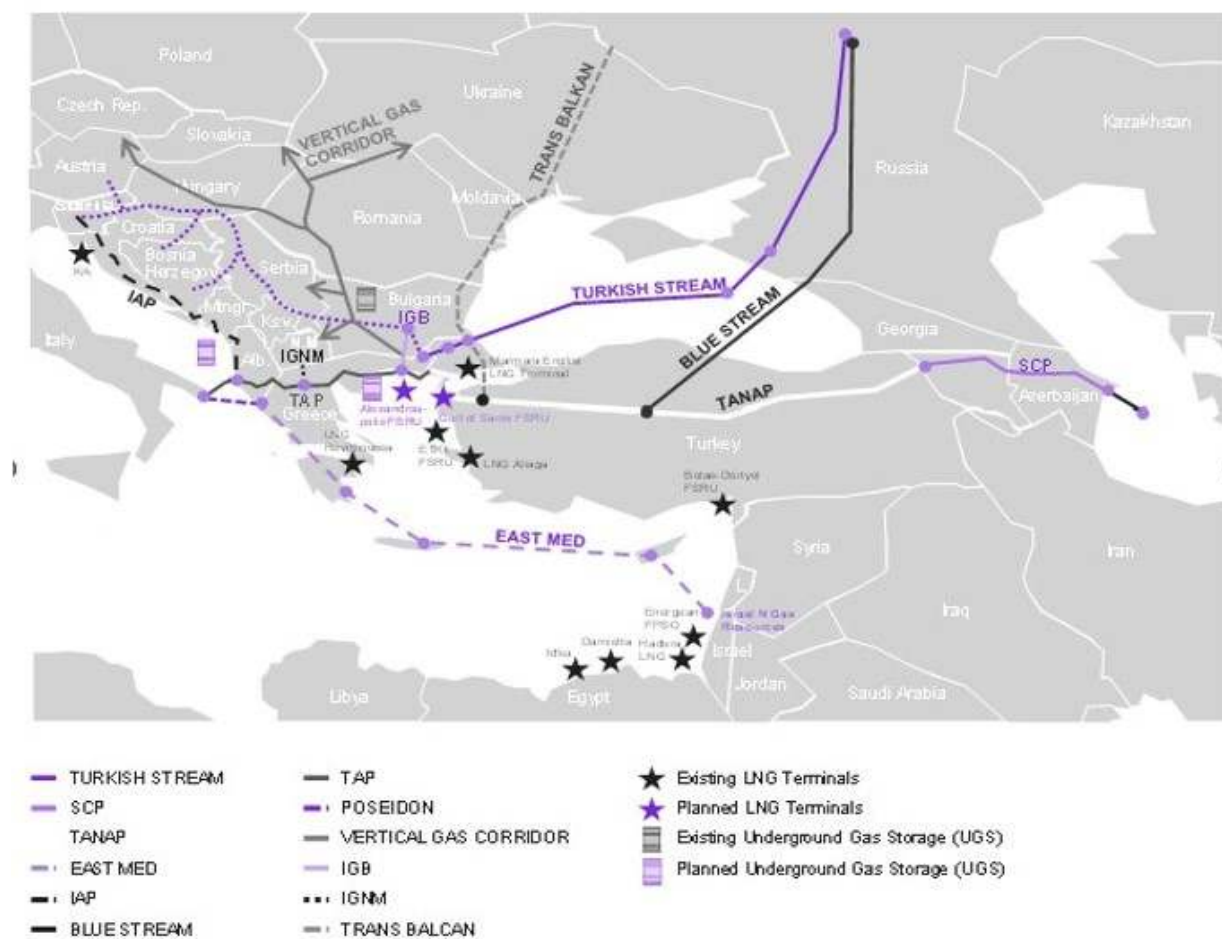
Në mars 2021, Albgaz nënshkroi një Memorandum Mirëkuptimi me Snam-in italian për zhvillimin e projektit të depozitimit nëntokësor të gazit natyror në rajonin e Dumresë, pranë TAP-it dhe itinerarit të pritshëm të IAP. Ky projekt synon të ruajë midis 270 dhe 800 milionë metra kub gaz natyror bazuar në një investim të pritshëm prej 170 milionë dollarësh. Studimi i fizibilitetit dhe vlerësimi i ndikimit mjedisor dhe social i financuar nga WBIF u finalizua në fund të vitit 2021.

## 8. Infrastruktura aktuale e gazit në EJT

### i. Korridori Juglindor i Gazit

TANAP dhe TAP për momentin kanë një ndikim të vogël në adresimin e konsumit të gazit në BE, duke siguruar vetëm rreth 10 BCM në vit (me perspektivë për të arritur 20BCM). Megjithatë, vlera strategjike e projekteve të tilla qëndron në aspektin e diversifikimit të furnizimit me gaz të Europës. Kombinuar me çmimet konkurruese, GNL u bë një burim i rëndësishëm gaz për rajonin e EJT-së, duke sjellë zhvillimin e shpejtë të terminaleve në Turqi dhe Greqi.

### Korridori Jugor i Gazit



Burimet: Institute for energy for south-east Europe, Kearney

Figura 4 - Korridori i zgjeruar i gazit në Europën Juglindore

Si TANAP ashtu edhe TAP, të cilët përbëjnë pjesën perëndimore të Korridorit Jugor të Gazit, tashmë janë vënë në funksionim dhe kanë filluar operimet përpara fundit të vitit 2020. TAP ka transmetuar 10 BCM në vitin 2023 dhe ka një kapacitet fillestar prej 10 BCM/vit të zgjerueshëm në 20 BCM/vit në faza duke shtuar kapacitet shtesë kompresimi. Së fundmi, TAP ka njoftuar se do të rriti kapacitetin transmetues me 1.2 bcm/vit duke filluar nga viti 2026. TAP-i pritët të vërë në dispozicion flukse të anasjellta virtuale (virtual reverse flow) për kapacitete jo më të mëdha se fluksi i zakonshëm. Tarifat e transmetimit për këto kapacitete do të jenë 5% e tarifave të transmetimit të flukseve të transmetimit për një periudhë 25-vjeçare. Në tetor 2022 u inaugurua dhe filloi funksionimin tregtar Interkonektori Greqi-Bullgari (IGB). IGB me një kapacitet fillestar prej 3 BCM/vit i zgjerueshëm deri në 5 BCM/vit, është një rrugë kyçe për të transportuar gaz nga TAP dhe Greqia në Bullgari dhe vendet fqinje. Ky gazsjellës do të ndihmojë në uljen e varësisë së Evropës Juglindore nga gazi rus dhe në rritjen e sigurisë energjitike. Tubacioni do të sigurojë veçanërisht një lehtësim për Bullgarinë, e cila është përpjekur të sigurojë furnizime me gaz me çmime të përballueshme që nga fundi i prillit, kur Gazprom i Ruisë ndërpreu furnizimet e tyre me gaz. Rrjedha Turke (kapaciteti 15.8 BCM për Evropën) është vënë në punë në vitin 2020 dhe është në funksion.

IAP (kapaciteti i vlerësuar 5 BCM nga i cili 1 BCM për Shqipërinë, 0.5 BCM për Malin e Zi, 1 BCM për Bosnje dhe Hercegovinën dhe 2.5 BCM për Kroacin) është vonuar pasi studimi paraprak i fizibilitetit e konsideroi ndërtimin e tij jo të realizueshëm. Tubacioni duhet të ketë një gjatësi totale prej 511 km nga të cilat 167.7 km në territorin e Shqipërisë, me karakteristika teknike: madhësi DN 32" dhe presion operimi 75 - 85 bar. Edhe pse sipas diskutimeve me Ministrinë e Infrastrukturës dhe Energjisë së Shqipëria, SNAM (OST Italian) dhe Plinacro (OST kroate), ka një interes të konsiderueshëm për zhvillimin e interkonjeksionit, gjasat për ta parë IAP-in në funksion më shpejt se 5 vjet konsiderohet nga Plinacro si të ulëta. Kalendari i realizimit të IAP do të ndikonte edhe në realizimin e ALKOGAP (Gazsjellësi Shqipëri – Kosovë) i cili konsideron 1 BCM/vit kapacitet që lidh IAP në Milot (Shqipëri) për furnizimin me gaz të Kosovës. Përlllogaritjet ekonomike paraprake të tij nuk janë gjithashtu inkurajuese sipas, kjo sipas Raportit të Studimit Paraprak të Fizibilitetit të ALKOGAP, COWI, Objekti i Projektit të Infrastrukturës – Asistenca Teknike 4 (IFP4) – WB15-REG-ENE-03 përveç rastit kur IAP realizohet së bashku me një termocentral 500 MW me gaz. Më tej, për shkak të distancës së afërt, Kosova mund të marrë gaz përmes Maqedonisë së Veriut. Jo vetëm, po strategjia e re energjetike e Kosovës nuk e llogarit gazin natyror si burim potencial të energjisë.

Në lidhje me IGNM, Greqia dhe Maqedonia e Veriut nënshkruan marrëveshjen e ndërtimit në korrik 2021 dhe filluan tenderin në dhjetor 2021. Kostoja e ndërtimit, e vlerësuar në 100 milionë euro, do të financohet pjesërisht nga një kredi nga Banka Evropiane e Investimeve, në shumën prej 29 milionë euro. Ky tubacion do të ketë një kapacitet fillestar prej 1.5 BCM me mundësi zgjerimi deri në 3 BCM dhe një gjatësi prej 123 km, prej të cilave 55 km në territorin e Maqedonisë së Veriut. Për terminalin e GNL-së së Vlorës, interkonektori hap një mundësi të dytë - sigurimin e

GNL-së të ri-gazifikuar në TAP për të furnizuar Maqedoninë e Veriut - përveç dërgimit të GNL në shkallë të vogël në tregun e Maqedonisë së Veriut.

Një studim para-fizibiliteti është duke u zhvilluar për lidhjen e gazsjellësit East-Med me TAP përmes Gazsjellësit Adriatik të Jonit Jugor (S-IAP) në territorin e Shqipërisë dhe më pas përdorimin e TAP-it në det për furnizimin me Italinë. Analizat paraprake tregojnë se ky projekt mund të jetë më efikas se lidhja direkte e EastMed nëpërmjet Poseidon me rrjetin italian të gazit SNAM Rete Gas. Lidhja detare e TAP që shkon nga Semani (Fier) në Melendugno (Itali) ka kapacitet të disponueshëm 12 BCM dhe, nëse EastMed është i lidhur edhe në gazsjellësin detar, nuk ka nevojë për një lidhje shtesë gazsjellësi përtej detit Adriatik. Nëse kapaciteti i EastMed do të rritet në 20 BCM, atëherë nevojitet një tubacion i dytë. Në rast se kjo miratohet përfundimisht, do t'i mundësonte Shqipërisë të rriste më tej rëndësinë e saj si qendër rajonale gazi duke përfituar potencialisht nga furnizimi me gaz nga dy burime të ndryshme me çmime më konkurruese.

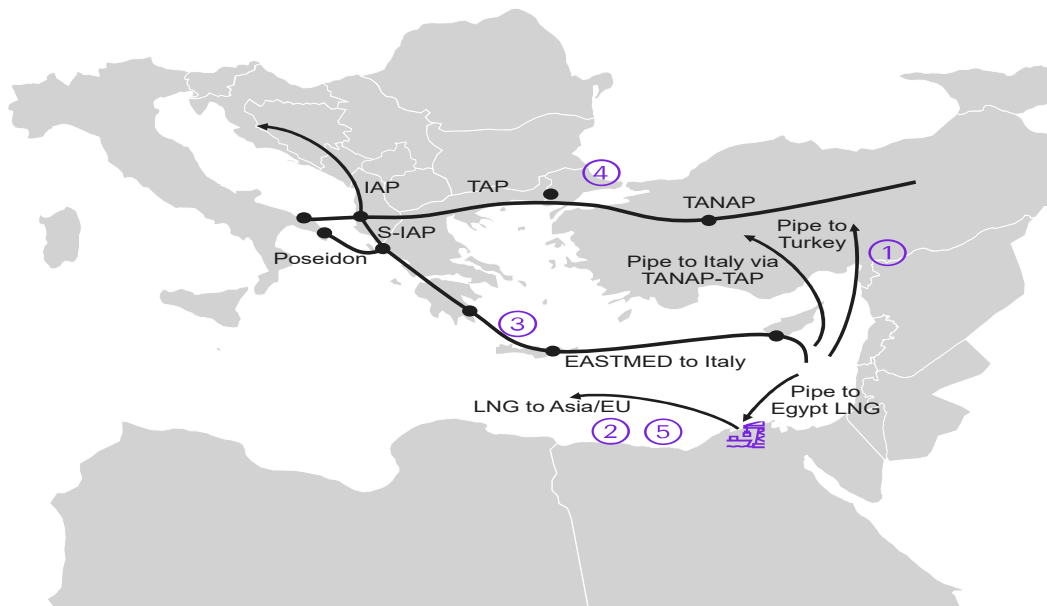


Figura 5 - Lidhja e Gazsjellësit Adriatik të Jonit të Jugut midis EastMed dhe TAP

## ii. Terminalet GNL të Evropës Juglindore

Për t'u përgatitur për importet në rritje të GNL-së në kontekstin e ndërprerjes së importeve të gazsjellësit rus, vendet evropiane planifikojnë të zgjerojnë rrjetin e terminalëve të GNL-së me Gjermaninë duke bërë hapin e parë përmes bankës shtetërore KfW, e cila nënshkroi një memorandum mirëkuptimi me ndërmarrjen holandeze Gasunie për ndërtimin e terminalit të parë GNL në Brunsbüttel, Gjermani, me një kapacitet prej 8 BCM. Zgjerim i mëtejshëm është planifikuar edhe në EJL, i një rëndësie të vecantë është terminali FSRU i Alexandroupolis, i cili mori përjashtim të rezervimit të kapaciteteve nga BE dhe i cili furnizon Greqinë, Bullgarinë dhe vendet e tjera të Ballkanit. Ky impiant rigazifikimi u komisionua më 1 tetor 2024.



*Figura 6 - Terminalët kryesore GNL në Ejl*

### iii. Balanca rajonale e kërkesës dhe ofertës për gaz

Kërkesa totale rajonale për gaz vlerësohet në 104 BCM në 2030, krahasuar me 84,4 BCM në 2020. Meqenëse Evropa do të heqë gradualisht gazin rus deri në vitin 2030, 38,2 BCM do të duhet të zëvendësohen nga burime të tjera dhe 19,5 BCM do të duhet të shtohen për të mbuluar kërkesën për gaz natyror në vitin 2030:

| Gaz Natyral MMK      | Furnizimi total 2020 | Importe nga Rusia 2020 | Furnizimi total pa përfshirë Rusine 2020 | Konsumi 2030e | Burime shtese te nevojitura te gazit natyror 2030 |
|----------------------|----------------------|------------------------|------------------------------------------|---------------|---------------------------------------------------|
| Shqipëria            |                      |                        |                                          | 0.9           | 0.9                                               |
| Kosova <sup>1</sup>  |                      |                        |                                          | 0.2           | 0.2                                               |
| Maqedonia V.         | 0.3                  | 0.3                    | -                                        | 1.4           | 1.4                                               |
| Mali I Zi            |                      |                        |                                          | 0.4           | 0.4                                               |
| Bosnja & Hercegovina | 0.2                  | 0.2                    | -                                        | 0.6           | 0.6                                               |
| Serbia               | 2.1                  | 2.1                    | -                                        | 3.5           | 3.5                                               |
| Greqia               | 4.5                  | 2.7                    | 1.8                                      | 6.2           | 4.4                                               |
| Kroacia              | 3.0                  | 1.4                    | 1.6                                      | 2.9           | 1.3                                               |
| Bullgaria            | 3.3                  | 3.0                    | 0.3                                      | 4.0           | 3.7                                               |
| Italia               | 71.0                 | 28.5                   | 42.5                                     | 83.8          | 41.3                                              |
| Totali               | 84.4                 | 38.2                   | 46.2                                     | 103.9         | 57.7                                              |

*Tabela 8 - Kërkesa rajonale për gaz 2020 – 2030*



Konsumi i Kosovës llogaritet të jetë 0.45 BCM në vitin 2030, kjo sipas raportit të Exxon-Abkons. Konsumi i vlerësuar i mësipërm nuk përfshin gazin e përdorur për prodhimin e energjisë elektrike pasi, sipas strategjisë energjetike të Kosovës të lëshuar në qershor 2022, vendi nuk planifikon të ndërtojë termocentrale me gaz.

Nga deficitin total rajonal prej 58 BCM midis 2020 dhe 2030, 54 BCM mund të mbulohen nga kapaciteti i pashfrytëzuar i terminaleve ekzistuese të GNL-së ose burimeve shtesë të mëposhtme, të cilat ose janë ndërtuar në vitet 2021 - 2022 ose janë tashmë në faza maturimi, pra kanë probabilitet të lartë realizimi:

- Kapaciteti total i Revithoussa (kapaciteti 7 BCM rigazifikimi). Në vitin 2020, Greqia importoi 2,2 MT GNL (ekuivalente me 3 BCM gaz natyror) përmes Revithoussa, që do të thotë se një kapacitet i përdorur prej 4 BCM ishte ende i disponueshëm. Terminali aktualisht furnizon Greqinë dhe pritet të furnizojë Maqedoninë e Veriut (pas ndërtimit të IGB) dhe Bullgarinë (nëpërmjet IGB).

- Kapaciteti total i terminaleve italiane. Italia importoi 9,07 MT GNL (ekuivalente me 13 BCM) në vitin 2020. Italia ka tre terminale importi GNL me një kapacitet prej 18,6 BCM: (i) FSRU OLT Toscana që ka kapacitet rigazifikimi prej 2,5 MTPA (3,5 BCM); (ii) GNL i Adriatikut në Porto Levante i cili ka kapacitet rigazifikimi prej 7.6 MTPA (10.2 BCM); dhe (iii) Terminali Panigaglia në La Spezia i cili ka kapacitet rigazifikimi prej 3,75 MTPA (5,1 BCM). Rrjedhimisht, kapaciteti i përdorur i terminaleve italiane prej 5,6 BCM mund të përdoret në të ardhmen Italia gjithashtu po planifikon ndërtimin e tre rigazifikatorëve të tjerë, dy nga Snam dhe një nga Nuove Energie, me një kapacitet total prej 18 BCM, si dhe zgjerimin e atij të Porto Levante me 0.5 BCM. Duke marrë në konsideratë që gjysma e këtyre kapaciteteve do të ndërtohen deri në 2030, një kapacitet shtesë prej 9 BCM mund të jetë i disponueshëm.

- 1.9 MTPA FSRU GNL Croatia në ishullin Krk në detin Adriatik verior filloi operacionet tregtare në janar 2021. Kapaciteti i këtij terminal nuk përfshihet në konsumin e vitit 2020 të paraqitur në tabelën e mësipërme, prandaj kapaciteti i plotë prej 2.6 BCM mund të jetë i disponueshëm për të mbuluar deficitin rajonal të gazit. Ky terminal po furnizon Kroacinë dhe furnizon gjithashtu Bosnjën dhe Hercegovinën që prej vitit 2024 kur Interkoneksioni Jugor ndërmjet Bosnje-Hercegovinës dhe Kroacisë hyri në funksion.

- Alexandroupolis FSRU, me një kapacitet prej 5,5 BCM dhe të zgjerueshëm deri në 8 BCM. Ky terminal furnizon Greqinë, Maqedoninë e Veriut, Bullgarinë (përmes IGB) dhe ndoshta Rumaninë dhe Serbinë përmes interkonektorëve, pas nisjes së operimit të tij në 2024.

- TAP-i i cili u lidh me TANAP dhe filloi operimin tregtar në dhjetor 2020. TAP vlerëson se do të transmetojë në intervalin 10.0-11.2 bcm duke filluar nga 2026. Shumica e dërgesave të TAP-it pritët të furnizojnë Italinë dhe vendet e tjera të Evropës Perëndimore, por edhe Bullgarinë (nëpërmjet IGB, e cila u komisionua me një kapacitet prej 5 BCM), Serbinë dhe Rumaninë.

- Gazsjellësi EastMed, së bashku me gazsjellësin Poseidon, janë projektet më të rëndësishme të gazsjellësit në zonën e Mesdheut, duke qenë tashmë në fazën përfundimtare inxhinierike dhe mund të fillojnë funksionimin komercial në vitin 2027. Seksioni i fundit i tij mund të zhvillohet edhe si degë shqiptare (S-IAP). Gazsjellësi do të transmetojë 10-12 BCM nga fushat e gazit Leviathan (Izrael) dhe Aphrodite (Qipro) në Greqi, dhe më pas në Itali dhe vende të tjera të Evropës Juglindore. Në rast se EastMed nuk ndërtohet, fusha e Mesdheut mund të furnizojë Evropën përmes terminaleve të eksportit të GNL të ndërtuara në Egjipt dhe përmes tubacioneve të tjera që kalojnë nëpërmjet Turqisë.

- Rritja e kapacitetit të terminaleve turke është gjithashtu e mundur, por transporti i gazit drejt Greqisë, Shqipërisë dhe Italisë do të ishte konkurrese me gazin azerbajxhanas për kapacitetin e TANAP/TAP.

Përmbledhja e evolucionit të kërkesës dhe ofertës për gaz natyror të vlerësuar për vitin 2030 krahasuar me situatën e vitit 2020 është paraqitur në Figurën Nr.2, fq.26. Edhe me projektet e mëdha që priten të funksionojnë komercialisht gjatë viteve 2026-2035, mbetet ende një deficit prej 4 BCM, i cili mund të mbulohet nga Terminali i Vlorës dhe, potencialisht nga prodhimi i vendburimeve të gazit Shell në Shqipëri.

Nga totali i kërkesës potenciale rajonale, bazuar në vlerësimin e detajuar në Raportin e “Studimit të Fizibilitetit të LNG”, eksportet, duke përdorur infrastrukturën e ALBGAS mund të pritet të mbulojnë midis 2% dhe 3% të konsumit rajonal të gazit natyror në vitin 2020- 2030, duke tejkaluar 3% në 2040:

| Gaz natyror<br>MMK                                  | Eksporte gazi nga<br>Shqipëria<br>2035 | Eksporte gazi nga<br>Shqipëria<br>2040 |
|-----------------------------------------------------|----------------------------------------|----------------------------------------|
| <b>Totali I eksportit te GNL (nga Vlora FSRU)</b>   | <b>0.36</b>                            | <b>1.16</b>                            |
| <b>Eksporti nëpërmjet TAP (nga Vlora FSRU)</b>      | <b>1.50</b>                            | <b>4.07</b>                            |
| <b>Totali I Eksporteve</b>                          | <b>1.86</b>                            | <b>5.23</b>                            |
| <b>Pjesa % e kërkesës se gazit natyror ne rajon</b> | <b>2.0%</b>                            | <b>&gt;3%</b>                          |

*Tabela 9 - Eksporti i mundshëm i gazit natyror nga Shqipëria 2035 dhe 2040.*

#### **iv. Vlerësimi i flukseve të gazit në Shqipëri**

Flukset e mëposhtme të gazit që mund të priten në Shqipëri janë paraqitur për vitet 2030 dhe 2035, vite këto që shënojnë zhvillime të rëndësishme për projektet e gazit ku Albgaz bën pjesë si dhe duke konsideruar integrimin në këtë rrjet të terminalit GNL dhe impiantit depozitues të Dumresë.

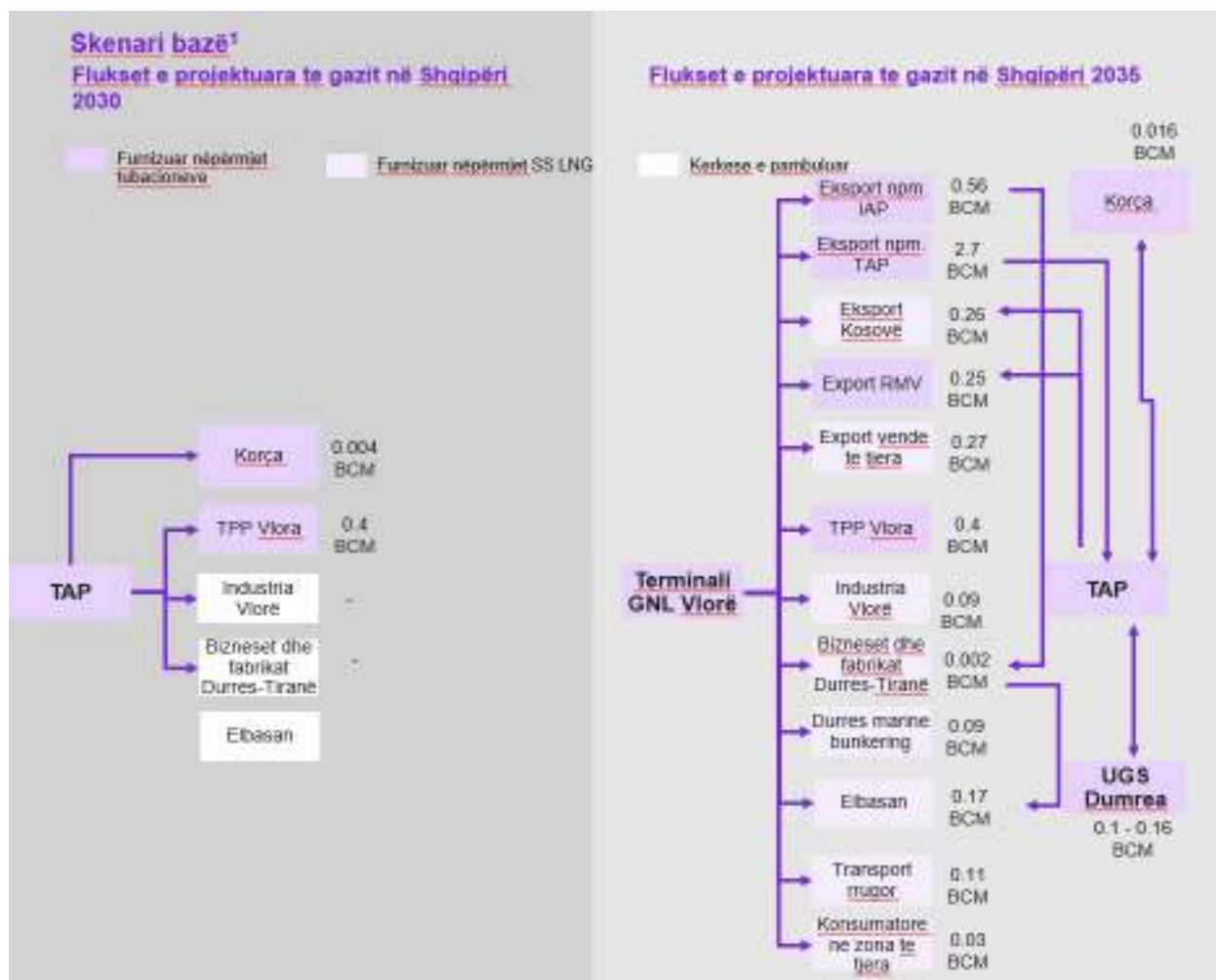


Figura 7 - Flukset e ri-vlerësuara të gazit natyror në territorin e Shqipërisë para dhe pas ndërtimit të Terminalit GNL– skenari bazë

## VII. VËSHTRIM I PËRGJITHSHËM I PROJEKTEVE

TEC-i i Vlorës përfaqëson destinacionin më tërheqës dhe të besueshëm të kërkesës për TAP ose Terminalin GNL. Një Memorandum Mirëkuptimi u nënshkrua në vitin 2021 midis Qeverisë së Shqipërisë (MIE), Exceleate dhe ExxonMobil për të krijuar një qendër rajonale gazi në Vlorë, në të cilën një nga konsumatorët kryesorë parashikohet të jetë TEC-i i Vlorës. Zbatimi i këtyre planeve do të përbënte një hap të madh në zhvillimin e sektorit të gazit në Shqipëri.

Ionian Adriatic Pipeline (IAP), përveç ndërlidhjes së Shqipërisë me Malin e Zi, Bosnje-Hercegovinën dhe Kroacinë, do të përbënte gjithashtu shtyllën kurrizore të sistemit të ardhshëm të transmetimit të gazit të pjesës qendrore dhe veriore të Shqipërisë. Për më tepër, mund ky investim mund të rrisë shanset për ndërtimin e ALKOGAP-it, duke bërë të mundur furnizimin me gaz të Kosovës. Ndërtimi i IAP do të përfaqësojë një momentum të rëndësishëm të zhvillimit të sektorit

të gazit në Shqipëri, megjithatë studimi dhe rishikimi paraprak i fizibilitetit i kryer në vitin 2018 nga ECA doli në përfundim se ndërtimi i tij nuk ishte i realizueshëm pa subvencione të konsiderueshme, ndërkohë që kompania IAP nuk është krijuar ende. Plinacro njoftoi në shkurt 2022 synimin për të ngritur kompaninë e projektit IAP së bashku me Bonus të Malit të Zi, ALBGAS të Shqipërisë dhe BH-Gas të Bosnje-Hercegovinës.

Për të zhvilluar sektorin e gazit dhe për të krijuar një qendër rajonale gazi në rajonin e Evropës Juglindore, disa projekte potenciale do të gjejnë zbatim në Shqipëri (TAP-i tashmë është realizuar):

- Terminali i GNL-së së Vlorës i cili synon të sigurojë GNL në shkallë të vogël për Shqipërinë, Kosovën, Malin e Zi, Maqedoninë e Veriut, Greqinë, Bosnje dhe Hercegovinën, si dhe rigazinifikimin e GNL-së dhe eksportimin përmes TAP-it në Itali dhe Greqi, dhe në një moment tjetër përmes IAP-së në Kroacia dhe vendet e tjera të EQL.

- Gazsjellësi Vlorë – Fier, që lidh terminalin me pikën hyrëse/dalëse të TAP që do të ndërtohet në Fier. TAP, i cili u bë funksional në nëntor 2020, ofron mundësinë për dërgesat e gazit në tregun më të gjerë evropian të gazit (p.sh. Italia, Greqia, Bullgaria, Maqedonia e Veriut, Mali i Zi, BiH, Kroacia), duke e pozicionuar Shqipërinë si një qendër për rrjetet rajonale të gazit. TAP ka një gjatësi prej 215 km në territorin tokësor dhe 60 km në territorin detar të Shqipërisë. Në mars 2022, tubacioni kapërceu pikën historike prej 10 BCM gaz të transportuar drejt Italisë dhe tregjeve të tjera të gazit të Evropës Perëndimore. Menaxhmenti i TAP-it ka shprehur gatishmërinë për ta bërë gazsjellësin të funksionojë me kapacitet të plotë, duke arritur sa më shpejt në 10 BCM/vit. Kapaciteti i tij fillestar prej 10 BCM/vit është i zgjerueshëm në 20 BCM/vit duke shtuar kapacitet shtesë kompresimi në stacionet ekzistuese të kompresorit në Kipoi (Greqi) dhe Seman, Fier (Shqipëri) dhe duke konvertuar dy stacione të tjera matëse në stacione kompresori përkatësisht në Serres (Greqi) dhe Bilisht (Shqipëri) pas testeve të rregullta të tregut (market test). Albgaz dhe SNAM, OST italiane e gazit, krijuan një sipërmarrje të përbashkët të quajtur Albanian Gas Services Company (AGSCo), në të cilën Albgaz zotëron 75% dhe SNAM 25%, për të mirëmbajtur TAP-in në territorin e Shqipërisë.

- Gazsjellësi “Ionian Adriatic Pipeline” (IAP), është një projekt ndërkufitar që fillon nga pika e ndërlidhjes me TAP-in në Seman, Fier, Shqipëri dhe deri në ndërlidhjen me sistemin kroat të transmetimit të gazit në Split, Kroaci. IAP do të ketë një kapacitet të vlerësuar prej 5 BCM nga të cilat 1 BCM për Shqipërinë dhe pjesa tjetër për Kroacinë, BiH dhe Malin e Zi. Projekti është vonuar pasi studimi paraprak i fizibilitetit ka treguar se ekonomia e tij kërkon subvencione ndërsa kompania IAP nuk është krijuar ende.

- Miratimi i realizimit të IAP pritet të inkurajojë realizimin e ALKOGAP (Gazsjellësi Shqipëri – Kosovë) i cili konsideron 1 BCM/vit kapacitet që lidh IAP në Milot (Shqipëri) për furnizimin me gaz të Kosovës.

- Duke identifikuar nevojën e ardhshme të brendshme dhe rajonale për kapacitete depozitimi, Shqipëria po hulumton mundësinë e ndërtimit të një impianti depozitues nëntokësor që varion

midis 0.23 dhe 0.8 BCM në Dumre, rrethi Kuçovë në qarkun e Beratit, në afërsi të korridoreve të gazsjellësit TAP dhe IAP. Një Studim Fizibiliteti së bashku me Studimin e Vlerësimit të Ndikimit Mjedisor dhe Social janë përfunduar në vitin 2021 me financim nga Korniza e Investimeve të Ballkanit Perëndimor – Infrastruktura e Projektit 9 (WBIF-IPF9).

- Një tubacion përgjatë autostradës Durrës – Tiranë, që lidh portin e Durrësit me Tiranën dhe furnizon konsumatorët industrial përgjatë itinerarit parashikohet në këtë plan. Tubacioni mund të zgjerohet më tej në Elbasan, ku akseson gjithashtu konsumatorët kryesorë të industrisë së rëndë.

- Në rast se do të ndërtohet UGS Dumrea, Albgaz mund të ndërtojë lidhjen midis vend depozitimit të gazit dhe TAP.

- Interkonektori Shqipëri - Maqedoni e Veriut. Fizibiliteti i projektit u analizua, por ndërkohë ndërtimi i IGNM tashmë ka filluar, prandaj Maqedonia e Veriut mund të mos ketë një interes të fortë strategjik për një interkonektor tjetër.

- Një tubacion 40 km, i planifikuar për të lidhur tubacionin TAP me TEC-in e Vlorës (kapaciteti i termocentralit 297 MW nga i cili 97 MW ekzistues duhet të shndërrohet nga naftë në gaz). Me një grant prej 1.1 milionë euro nga WBIF (Kuadri i Investimeve për Ballkanin Perëndimor) projekti i detajuar dhe dosja e tenderit për projektin e gazsjellësit Trans-Adriatik-Pipeline (TAP) në pikën e daljes në Termocentralin e Vlorës (TPP) janë zhvilluar së fundmi ndërsa BERZH ka premtuar se do të japë një kredi prej 10 milionë euro për ndërtimin e gazsjellësit. Vlerësimi fillestar i koston së projektit është 17.5 milionë euro, por Covid dhe lufta në Ukrainë kanë ndikuar ndjeshëm në koston e tubave të çelikut dhe kostot e tjera të ndërtimit të tubacioneve.

### **1. Zhvillimi i mundshëm i infrastrukturës së gazit**

Ky seksion përshkruan zhvillimin e mundshëm të infrastrukturës shqiptare të gazit, pa prioritizimin e projekteve. Në këtë skenar bazë, deri në vitin 2028, konsumi mund të trajtohet me LNG në shkallë të vogël dhe deri në vitin 2032 pritët të ndërtohen tubacione të tjera për të eksportuar gaz përmes TAP, në Maqedoninë e Veriut dhe në Kosovë. IAP supozohet se do të ndërtohet për të eksportuar në Kroaci dhe vende të tjera të EQL dhe për të lidhur nëpërmjet tubacioneve të transmetimit konsumatorët në rajonet Durrës – Tiranë dhe Elbasan. Për më tepër, UGS Dumrea është ndërtuar për të garantuar sigurinë dhe fleksibilitetin rajonal.

Shenim: TEC-i Vlorës mund të furnizohet edhe nga TAP-i pas ndërtimit të gazsjellësit Vlorë-Fier, kështu që një fluks i tillë mund të ekzistojë në një afat shumë të gjatë, megjithatë, pronari i shumicës së Terminalit GNL mund të arrijë një marrëveshje të përkohshme të transmetimit të gazit me termocentralin.

Harta skematike e projekteve të planit të investimit është paraqitur më poshtë. Gazsjellësi Vlorë – Fier, duke qenë kritik për eksportin e GNL-së së terminalit përmes TAP-it, parashikohet se do të ndërtohet në partneritet me investitorët kryesorë të Terminalit LNG – sipas modelit ITO ose ISO.



Pjesa e IAP nga Kashar deri në kufi gjithashtu supozohet të ndërtohet në partneritet (modeli ISO/ITO) me Plinacro, OST kroate dhe OST të tjera të interesuara nga vendet e EQL.



Figura 8 - Zhvillimi i mundshëm i infrastrukturës së gazit – harta e Shqipërisë

## 2. Investimet në 10-vjeçarin 2026-2035

### i. Prioritizimi i investimeve

Tabelat e mëposhtme vlerësojnë sesi projektet madhore parashikohen të jenë të prioritizuara për realizim gjatë periudhës 2026-2035, duke synuar mbështetjen e objektivave strategjikë të Albgaaz.

Zhvillimi i Terminalit GNL është kritik për ndërtimin e mëtejshëm të sistemit të gazit në territorin e Shqipërisë. Gazsjellësi Vlorë - Fier është gjithashtu i rëndësishëm për ndërlidhjen midis Terminalit GNL dhe TAP, pa të cilin mund të kufizohet fizibiliteti i terminalit. Gjithashtu, lidhja e terminalit të GNL-së me TEC Vlorë është e rëndësishme për sigurinë e furnizimit me energji elektrike të vendit dhe rajonit. Gazsjellësi Fier - Kashar përmbush pjesën më të madhe të prioritetit të ALBGAZ-it që shpjegohet me faktin se ai do të jetë pjesë e IAP-it kur të ndërtohet (kontributi në prioritetet energjetike të Qeverisë së Shqipërisë, forcimi i bashkëpunimit rajonal, vëllime të konsiderueshme mund të transmetohen). Në të njëjtën kohë, gazsjellësi Fier - Kashar do të jetë një burim gazi për gazsjellësin Durrës-Tiranë (furnizuar më parë nga stacioni i rigazifikimit të GNL në Durrës) duke rritur sigurinë e furnizimit dhe duke nxitur zhvillimin ekonomik kombëtar. Dumrea UGS parashikohet për t'u ndërtuar nga një operator depozitimi i licencuar nga palët e treta, përveç ALBGAZ-it, prandaj nuk përfshihet në prioritet. Për këtë objektiv investimi, ALBGAZ do të ndërtojë lidhjen nga depozitën nëntokësore me TAP-in, me parakusht që Dumrea UGS të jetë ndërtuar deri në vitin 2030.

Ndër të tjera, parashikohet se të gjithë tubacionet e infrastrukturës së re të gazit do të ndërtohen të gatshme për hidrogjen me qëllim për të akomoduar pritshmëritë që hidrogjeni do të zëvendësojë gradualisht gazin natyror pas vitit 2030.

|                                                                                            | Vëlimi i gazit që do të transportohet | Nxitja e zhvillimit ekonomik kombëtar | Siguria e furnizimit me gaz | Kontributi për përzierjen e energjisë dhe diversifikimin dhe sigurinë e furnizimit me energji alternative | Forcimi i bashkëpunimit/integrimit rajonal | Kontributi në projekte të tjera investuese të prioritetit i lartë qeveritar |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|
| <b>Infrastruktura e terminalit LNG</b>                                                     | ●                                     | ●                                     | ●                           |                                                                                                           |                                            | ●                                                                           |
| <b>Tubacioni Vlora – Fier</b>                                                              | ●                                     |                                       | ●                           |                                                                                                           | ●                                          | ●                                                                           |
| <b>Lidhja Terminali - TEC Vlorë (përfshirë zgjerimin në zonën industriale të Vlorës)</b>   | ●                                     | ●                                     |                             | ●                                                                                                         | ●                                          | ●                                                                           |
| <b>Pika matëse dhe rregullimit hyrëse/dalëse në Fier (TAP)</b>                             | ●                                     |                                       | ●                           |                                                                                                           | ●                                          | ●                                                                           |
| <b>Interkonektori i Maqedonisë së Veriut</b>                                               | ●                                     |                                       |                             |                                                                                                           | ●                                          |                                                                             |
| <b>Tubacioni Durrës-Tirana</b>                                                             | ●                                     | ●                                     |                             |                                                                                                           | ●                                          |                                                                             |
| <b>Tubacioni Fier – Kashar (seksioni i IAP)</b>                                            | ●                                     | ●                                     | ●                           |                                                                                                           | ●                                          | ●                                                                           |
| <b>Tubacioni Tirana-Elbasan</b>                                                            | ●                                     | ●                                     |                             |                                                                                                           |                                            |                                                                             |
| <b>Tubacioni UGS Dumrea – TAP</b>                                                          | ●                                     | ●                                     | ●                           |                                                                                                           | ●                                          | ●                                                                           |
| <b>IAP (Kashar – tubi kufitar)</b>                                                         | ●                                     |                                       | ●                           |                                                                                                           | ●                                          |                                                                             |
| <b>Terminali i Gazsjellësit GNL – Zonë Industriale Vlorë / Uzina e ardhshme e plehrave</b> | ●                                     | ●                                     |                             |                                                                                                           |                                            | ●                                                                           |
| <b>ALKOGAP</b>                                                                             | ●                                     |                                       |                             |                                                                                                           | ●                                          |                                                                             |

Legjenda: madhësia e topave Harvey përfaqëson vlerën e aplikuar për secilin kriter: pa vlerë (pa top Harvey), e ulët (një e katërta e topit Harvey), e mesme (dy të katërtat), e lartë (tre të katërtat), kritike (top i plotë Harvey)

Figura 9 - Vlera e projekteve të investimit të ALBGAS

Vlerësimi i kërkesave të projekteve të investimit është paraqitur në tabelën e mëposhtme:

|                                                                                            | CAPEX I parashikuar                                                                 | Kërkesat për financim                                                                | Kompleksiteti i ekzekutimit                                                           | Përmirësimi i 'aftësive' të Albgaz ka nevojë për vëmendjen dhe funksionimin e projektit |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Infrastruktura e terminalit LNG</b>                                                     |    |    |    |      |
| <b>Tubacioni Vlorë – Fier</b>                                                              |    |    |    |      |
| <b>Lidhja Terminali - TEC Vlorë (përfshirë zgjerimin në zonën industriale të Vlorës)</b>   |    |    |    |      |
| <b>Pika matëse dhe rregullimit hyrëse/dalëse në Fier (TAP)</b>                             |    |    |    |      |
| <b>Interkonektori i Maqedonisë së Veriut</b>                                               |    |    |    |      |
| <b>Tubacioni Durrës-Tirana</b>                                                             |    |    |    |      |
| <b>Tubacioni Fier – Kashar (seksion i IAP)</b>                                             |   |   |   |     |
| <b>Tubacioni Tirana-Elbasan</b>                                                            |  |  |  |    |
| <b>Tubacioni UGS Dumrea – TAP</b>                                                          |  |  |  |    |
| <b>IAP (Kashar – tubi kufitar)</b>                                                         |  |  |  |    |
| <b>Terminali i Gazsjellësit GNL – Zonë Industriale Vlorë / Uzina e ardhshme e plehrave</b> |  |  |  |    |
| <b>ALKOGAP</b>                                                                             |  |  |  |    |

Legjenda: madhësia e topave Harvey përfaqëson kërkesat sipas secilit kriter: e pazbatueshme (pa top Harvey), e ulët (një çerek), e mesme (dy të katërtat), e lartë (tre të katërtat), kritike (top Harvey e plotë)

Figura 10 - Vlerësimi i kërkesave nga projektet e investimeve të Albgaz

Renditja e përgjithshme e projekteve të investimeve të ALBGAS duke respektuar metodologjinë vlerë – kërkesë është paraqitur në matricën e mëposhtme. Projektet me vlerë të lartë (edhe ato me kërkesa të larta) dhe projektet me vlerë të mesme dhe kërkesa të ulëta ose mesatare janë theksuar si prioritete. Ato duhet të përfaqësojnë shtyllën kurrizore të rrjetit të gazit të Shqipërisë dhe duhet të realizohen në një periudhë afatshkurtër dhe afatmesme, me një horizont të vlerësuar deri në vitin 2032.

Duhet theksuar se ALKOGAP, me vlerë të ulët dhe kërkesa të larta, nuk ishte përfshirë në Planin e Investimeve. Zhvillimi i tij duhet të konsiderohet në Planin e Investimeve të përditësuar të mëvonshme të Albgaz-it, bazuar në strategjinë dhe politikën e ardhshme të energjisë të qeverisë së Kosovës. Nga ana tjetër, gazsjellësi UGS Dumrea – TAP varet nga gatishmëria e një operatori tjetër (depozitimi) për të ndërtuar depozitën, ndërsa shtrirja e IAP nga Kashar në kufirin ndërmjet Shqipërisë dhe Malit të Zi varet ndjeshëm nga shpejtësia me të cilën Kroacia dhe qeveritë malazeze (gjithashtu edhe boshnjake) do të merrnin një vendim për të investuar në një kompani projekti për përfundimin e IAP.

Gjithashtu, gazsjellësi nga terminali i LNG-së në zonën industriale të Vlorës, duhet të ndërtohet në bazë të interesit të një konsumatori të madh potencial për të investuar në këtë zonë (zona mund të jetë me interes për një fabrikë të mundshme plehërimi për shkak të deficitit të plehrave kimik në Ballkanin Perëndimor, rritjes së fortë të inputeve bujqësore në rajon dhe afërsia e furnizimit me gaz/terminali LNG).

### **3. Investimet afatshkurtra (2026-2028)**

Plani i Investimeve për periudhën 2026-2028 parashikon investimet kryesore të Albgaz si vijojnë:

1. PRMS Korçë (TAP Exit),
2. Gazsjellësi Korçë-PRMS Shpërndarje Korçë,
3. PRMS Fier (TAP Exit), këtu duke iu referuar vetëm godinës së operimit/mirëmbajtjes,
4. Gazsjellësi PRMS Fier-TEC Vlorë.

Duke qenë se Albgaz është një Operator i ri i Sistemit të Transmetimit dhe për rrjedhojë sistemi i tij i transmetimit është për t'u ndërtuar, vlen të theksohet se shoqëria aktualisht nuk ka të ardhura të konsiderueshme nga aktiviteti operacional si dhe aftësi financuese, mundësi të cilat veçanërisht përgjatë viteve të para të krijimit janë të kufizuara, ndaj projektet që do të ekzekutohen duhet të zgjidhen me shumë kujdes. Prandaj, në periudhën 2026-2028 Albgaz planifikon të bashkëpunojë ngushtësisht me partnerë të tjerë për realizimin e projekteve nëpërmjet SPV-ve (Kompani Projekti) në të cilat Albgaz do të kontrollojë përqindje të caktuara të aksioneve.

## **VIII. PLANI I INVESTIMIT PËR VITIN 2026.**

### **1. Siguria e furnizimit të TEC Vlora**

Korporata Elektroenergjetike Shqiptare - KESH nëpërmjet shkresës nr. 3933/4 prot, datë 11.09.2023, ka kërkuar nga ALBGAS që për kapacitet e instaluar të TEC Vlora, për një regjim maksimal në 80%, sasia vjetore e nevojshme e gazit do të jetë në rreth 130 mcm në vit.

Nëpërmjet vënies në funksion të TEC Vlora, rritet në mënyrë të ndjeshme siguria e furnizimit me energji si dhe sigurohet diversifikimi i burimeve të energjisë elektrike bazuar në legjislacionit në fuqi, Strategjinë Kombëtare të Energjisë dhe rekomandimet e Sekretariatit të Energjisë në Vjenë.



Për më tepër, Ministria e Infrastrukturës dhe Energjisë, në cilësinë e Asamblesë së Përgjithshme të shoqërisë, njëkohësisht të Ministrisë përgjegjëse për politikën e sektorit, me shkresën e saj nr. 6429/1, datë 21/08/2023 ka dërguar dokumentacionin zyrtar final të Projektit të Tubacionit Fier – Vlorë, si dhe shpreh gatishmërinë dhe mbështetjen e saj në realizimin e këtij projekti.

Shoqëria Albgaz do të ri-angazhohet në ngritjen e një grupi pune me përfaqësues të shoqërisë TEC Vlorë, për të bashkërenduar hapat e nevojshëm në kuadër të projektit të përbashkët, i cili rikthen termocentralin në një aset gjenerues dhe njëkohësisht i hap rrugë zhvillimit të linjës së transmetimit me gaz natyror nga pika e daljes në TAP (Fier) në drejtim të TEC-it.

## 2. Studimi i Fizibilitetit për Tubacionin Fier-Vlora TEC

Studimi i Fizibilitetit të Tubacionit është përgatitur nga bashkimi i operatorëve Roland Berger dhe Impac Engineering GmbH me ref. IMPaC Project No. P2121 IMPaC Doc. No. 2121-00-IHH-RPT-GE-00004-000 në kuadër të zhvillimit të projektit prioritar të Tubacionit Fier CP-Vlora TEC në përputhje me projeksionet e Gaz Masterplan-it. Ky studim fizibiliteti mbulon aspektet teknike, ekonomike dhe mjedisore të projektit nga pika e daljes në Fier CP1 (TAP) deri në pikën e lidhjes me TEC Vlorën. Studimi analizon dy opsione të gazsjellësit, ndërmjet të cilave evidentohen ndryshime në gjurmën e tubacionit, distancën ndërmjet pikave, kompleksitetin e zbatimit të punimeve (EPC), vlerat paraprake të investimit kapital (CAPEX), etj.

- Opsioni i itinerarit 1 shkon nga pika dalëse e TAP CP1 nëpërmjet TP Fushë dhe TP Vlorë në TEC Vlorë.
- Opsioni i itinerarit 2 shkon nga pika dalëse e TAP CP1 nëpërmjet TP Fier dhe TP Vlora në TEC Vlorë.

|                                                         | Opsioni 1  | Opsioni 2  |
|---------------------------------------------------------|------------|------------|
| Kompleksiteti nga topografia                            | 39         | 56         |
| Kompleksiteti nga kryqëzimet                            | 163        | 209        |
| Risku ligjor (% kundrejt vlerës më të madhe)            | 92%        | 100%       |
| Impakti mjedisor (% kundrejt vlerës më të madhe)        | 65%        | 100%       |
| Impakti socio-ekonomik (% kundrejt vlerës më të madhe)  | 100%       | 100%       |
| Impakti infrastrukturor (% kundrejt vlerës më të madhe) | 73%        | 100%       |
| Vlera CAPEX (Euro)                                      | 32,200,000 | 39,600,000 |
| Vlera OPEX/vit (Euro)                                   | 1,120,000  | 1,200,000  |

Tabela 10 - Krahasimi i opsioneve në bazë të metodologjisë së konsulentit WBIF



Figura 11 - Opsionet e itinerarit të tubacionit Fier-Vlorë TEC

## Përlllogaritja e kostove

### i. Vlerësimi i bazës dhe kuotës së kontingjencës

Shpenzimet kapitale dhe operative (CAPEX dhe OPEX) janë vlerësuar për të dyja opsionet. Për të llogaritur probabilitetin është përdorur qasja statistikore e quajtur “Monte-Carlo”. Kjo metodë llogarit probabilitetin që kostot e projektuara nuk do të tejkalohen.

Një “Vlerësim Baze dhe Kontingjence” për vlerësimin e hershëm ekonomik është kryer për rrugën e zgjedhur. Një vlerësim bazë është kostoja e pritshme e daljes ose vlerësimi bazë në çdo nivel, përpara se të shtohet kuota e kontingjencës, për të arritur qëllimin e dhënë. Të gjitha vlerësimet kanë dy komponentë, bazën dhe kontingjencën. Baza është kostoja minimale e pritshme e kërkuar, pra kur gjithçka shkon mirë. Kontingjenca është shuma e besimit të vendosur në bazë kur konsiderohen risqet dhe përgjithësisht shprehet si përqindje e bazës. Kontingjenca vlerësohet në intervalin 20%-30% mbi bazën.

### ii. Normat e vlerësimit

Normat e vlerësimit të kostos janë nxjerrë nga një numër burimesh – si brenda bazës së të dhënave për vlerësimin e kostos të IMPaC ashtu edhe referenca të projekteve të ngjashme. Tarifat janë zhvilluar për t’iu përshtatur artikujve të matur dhe janë specifike për vendndodhjen në Shqipëri.

### iii. Risqet

Risqet specifike të projektit konsiderohen gjithashtu për të përcaktuar sasinë e saktë të kontingjencës. Kontingjenca bazohet në kostot maksimale për projektin në rast të rritjes së rrezikut, duke bërë një vlerësim të përafërt mbi gjasat që ka të ndodhë e shprehur kjo si përqindje. Kontingjenca e projektit mund të vlerësohet në terma të parave, burimeve ose një përzierjeje të të

dyjave. Megjithatë, analiza e riskut është një proces sistematik i identifikimit dhe vlerësimit të rreziqeve lidhur me supozimet dhe përmbajtjen e vlerësimit. Analiza e rrezikut duhet të ndërmerret çdo vit për të dhënë kontribut në buxhetin e operacioneve.

#### **iv. Rreziqet**

Vlerësimet e koston janë sipas përkufizimit të pasigurisë. Kjo duhet të njihet dhe të trajtohet në një mënyrë të pranueshme dhe konsistente. Besimi në një vlerësim do të varet nga shkalla e përkufizimit të arritur në përgatitjen e elementeve individuale.

Për çdo element në një vlerësim të koston të parregulluar, zakonisht është e mundur të vlerësohet pasiguria në cilësinë e informacionit të përdorur dhe për të caktuar shpërndarjet e probabilitetit për të reflektuar këtë pasiguri. Më pas mund të përdoren teknika probabilistike për të kombinuar shpërndarjet individuale në një kurbë të shpërndarjes së përgjithshme të koston për projektin në tërësi.

#### **v. Zërat e shpenzimeve kapitale**

Janë përfshirë koston për projektin, stafin e ndërtimit dhe të nivelit menaxherial. Janë përfshirë koston për sigurimin e “Right-of-way”. Projektimi dhe aspektet inxhinierike llogariten si përqindje e kostove të prokurimit dhe ndërtimit.

Tarifat e prokuruar të tubave të linjës janë parashikuar “free-on-board”. Tarifa doganore është përllogaritur 15% e koston së prokuruar.

#### **Të dhënat e nevojshme për përllogaritjen e CAPEX**

- Kosto e tubacionit, materialeve dhe pajisjeve;
- Kosto e instakimit të tubacionit në tokë;
- Kushtet mjedisore;
- Kushtet e terrenit;
- Infrastruktura dhe facilitetet ekzistuese;
- Facilitetet mbështetëse;
- Siguria.

#### **Metodat e vlerësimit të kostove**

- Kosto historike dhe të dhëna kohore për projekte të ngjashme;
- Kuotime të buxheteve;
- Korrelacioni me përmasat dhe gjatësinë e tubacionit;
- Çmimi për njësi (EUR/ditë, EUR/km)

| CAPEX                                                    | Vlera në EUR      |
|----------------------------------------------------------|-------------------|
| 1. Inxhinierimi, Projektimi, FEED, Menaxhimi i Projektit | 2,837,749         |
| 2. Materialet e tubacionit                               | 6,013,617         |
| 3. Materiale të tjera                                    | 300,000           |
| 4. Pajisjet                                              | 1,903,932         |
| 5. Konstruksioni                                         | 10,470,707        |
| 6. Facilitetet                                           | 450,000           |
| <b>NËNTOTALI</b>                                         | <b>21,976,005</b> |
| Kontigjenca për pasigurinë                               | 4,591,373         |
| <b>NËNTOTALI</b>                                         | <b>26,567,378</b> |
| Kontigjenca për P70 <sup>1</sup>                         | 5,595,113         |
| <b>TOTALI I PROJEKTIT<sup>2</sup></b>                    | <b>32,200,000</b> |

Tabela 11 - Përmbledhje e CAPEX për Opsionin 1

#### Aktualizim i CAPEX

| CAPEX                                                                                                                   | Vlera në % | Vlera në EUR      |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|-------------------|
| <b>TOTALI I PROJEKTIT<sup>3</sup></b>                                                                                   |            | <b>32,200,000</b> |
| Norma e inflacionit (2024 kundrejt 2018)                                                                                | +25%       | 8,050,000         |
| <b>Nëntotal</b>                                                                                                         |            | <b>40,250,000</b> |
|                                                                                                                         |            |                   |
| Kostot shtesë për rritjen e presionit, bi-direksionalitetin dhe përshtatjen e tubacionit për transmetimin e hidrogjenit | +20%       | 8,050,000         |
| <b>TOTALI me CAPEX të aktualizuar (2024)</b>                                                                            |            | <b>48,300,000</b> |

Tabela 12 – Aktualizimi i CAPEX

Vlera CAPEX e aktualizuar e tubacionit Fier-Vlorë: 48,300,000 EUR<sup>4</sup>

<sup>1</sup> P70 nënkupton probabilitetin prej 70% që kostot nuk do të tejkalohen.

<sup>2</sup> Vlera e rrumbullakosur.

<sup>3</sup> Vlera e rrumbullakosur.

<sup>4</sup> Vlera CAPEX do të nënshtrohet një rishikimi të mëvonshëm dhe është për qëllime indikative. Referuar projeksioneve mbi investimin në këtë Projekt, VKM Nr.91, datë 12.02.2025, “Për miratimin e dokumentit për politikën prioritarë 2026-28”, identifikon gazsjellësin Fier-TEC Vlorë si një projekt prioritar, vlera përkatëse e të cilës është parashikuar në EUR 50,500,000

| Volumet vjetore të<br>lëvruara sipas<br>skenarëve | Kapaciteti<br>gjenerues<br>MWh | Volumet e<br>nevojshme të<br>gazit (MWh)<br>sipas<br>koeficientit<br>1.92 | Konvertimi<br>i volumeve<br>të gazit në<br>bcm | Tarifë transmetimi<br>EUR/MWh |
|---------------------------------------------------|--------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|-------------------------------|
| <b>E Ulët- 297 MW</b>                             | 1,782,000                      | 3,421,440                                                                 | 0.35                                           | € 1.38                        |
| <b>Bazë- 297 MW</b>                               | 2,081,376                      | 3,996,242                                                                 | 0.41                                           | € 1.18                        |
| <b>E Lartë- 297 MW</b>                            | 2,373,624                      | 4,557,358                                                                 | 0.47                                           | € 1.04                        |
| <b>E Lartë- 97 MW</b>                             | 775,224                        | 1,488,430                                                                 | 0.15                                           | € 3.18                        |
| <b>Bazë- 97 MW</b>                                | <b>679,000</b>                 | <b>1,303,680</b>                                                          | <b>0.13</b>                                    | <b>€ 3.72</b>                 |

Gazsjellësi Vlorë - Fier do të projektohet për të transmetuar në dy drejtime: nga TAP Exit në drejtim të rrjetit shqiptar dhe në drejtimin e kundërt, nga terminali GNL në drejtim të TAP Entry. Shfrytëzimi maksimal vjetor i gazsjellësit që furnizon TEC Vlorë do të jetë deri në 3.65 BCM / vit – duke supozuar të njëjtat kushte mesatare operimi si më sipër. Vëllimi është mjaft i lartë për t'i shërbyer nevojave të TEC Vlorë (297 MW), TEDA Vlorë dhe të tjera kapacitete industriale në zonën e Vlorës. Një stacion matës dhe reduktues presioni parashikohet të ndërtohet tashmë në vendin e TEC Vlorë, duke ulur presionin 100 bar në 18 bar (mesatar) ose 26 bar (maksimum) të nevojshëm për termocentralin e ardhshëm me gaz.

Këto vlera do të konfirmohen nga llogaritjet hidraulike gjatë projektimit teknik të gazsjellësit dhe pas konfirmimit të presioneve të pritshme në skajet e tubacionit nga Operatori i Terminalit GNL (për terminalin e Vlorës) dhe TAP në pikën hyrëse të tij në Seman (Fier).

Lidhja e gazsjellësit Vlorë - Fier me TAP-in do të konkretizohet nëpërmjet stacionit të matjes në dalje të TAP në Fier. Një pikë e tillë në Fier me kapacitet deri në kapacitetin 0.7 BCM/vit do të financohet nga TAP, në bazë të të dhënave me Qeverinë e Shqipërisë.

Zgjerimi i mëtejshëm i kësaj pike në kapacitetin 1.8 BCM/vit do të financohet nga palët e tre të interesuara. Pas vënies në punë, ky aset do t'i transferohet shoqërisë së projektit ose vetëm Albgaz Sha, në varësi të angazhimeve financiare që do të dakordësohen ndërmjet palëve të mundshme. Vlerat investimeve përkatëse do të shlyhen (ngarkohet) nga tarifat e transmetimit që detyrohen të parashikojë shoqëria e projektit/Albgaz Sh.a.

#### vi. Te drejtat pronësore

Në projektin e marrë në dorëzim (objekt i rishikimit) është përcaktuar gjurma e tubacionit mbi bazën e të cilës është bërë identifikimi i parcelave dhe pronësia mbi to. Albgaz, në respektim të kuadrit ligjor në fuqi, që rregullon marrëdhëniet e pronësisë do të bashkëpunojë me institucionet përkatëse si ASHSH, ASHK për miratimin e VKM përkatëse.

## vii. Marrëdhëniet për pikën e lidhjes me TAP

Pas vitit 2030, pika hyrë/dalëse mund të zgjerohet më tej deri në 3.65 BCM/vit (nëse shihet e arsyeshme), me financim edhe nga pala e treta të interesuar, gjithnjë duke e transferuar atë në kompaninë e projektit të Gazsjellësit Vlorë – Fier.

| Projekti                                | Kapaciteti           | CAPEX i parashikuar |
|-----------------------------------------|----------------------|---------------------|
| Pika matëse hyrëse/dalëse në Fier (TAP) | Deri në 0.7 BCM / y  | € 0 mil.            |
| Pika matëse hyrëse/dalëse në Fier (TAP) | Deri në 1.8 BCM / y  | € 13.0 mil.         |
| Pika matëse hyrëse/dalëse në Fier (TAP) | Deri në 3.65 BCM / y | Nuk ka info         |

*Tabela 13 - Projekti afatshkurtër i pikës hyrëse/dalëse*

Pika e hyrjes/daljes së Fierit në TAP (0.7-3.65 BCM / vit) do të përbëhet nga:

- Një stacion matës dhe Custody Transfer Measurement System (CTMS) me një minimum prej dy njësi matëse dydrejtimshe secila e pajisur me dy matësa tejzanor të rrjedhës së gazit (parësor dhe i kontrollit) që duhet të plotësojnë kërkesat AGA-9 për saktësinë e transferimit dhe ruajtjes.
- Një grup rregullatorësh të rrjedhës së gazit për të kontrolluar rrjedhën e gazit në (dhe nga) TAP.
- Impiantet e reduktimit të presionit dhe/ose kompresimit në varësi të presioneve përkatëse në TAP dhe tubacionin Vlorë-TAP në Fier.

### 3. Projekti i gazifikimit të Korçës

Projekti i Pikes Dalese Korçë është evidentuar si projekt prioritar, miratuar me VKM Nr.563, datë 03.10.2023, në kuadër të ndryshimit të GMP. Gazifikimi i Korçës përmban disa elemente politikash, rregullatore, ligjore dhe tregtare te vecanta si vijon: 1. Pika Dalëse Korçë (projekt prioritar), 2. Segmenti i Transmetimit 3. Segmenti i Shpërndarjes 4. Segmenti i Furnizimit/Tregtimit. Projekti i gazifikimit të Korçës merr shkas nga interesi i Qeverisë së Azerbajxhan-it nëpërmjet Socar për të zhvilluar sistemin e shpërndarjes në Korçë. Për këtë nismë ndërshtetërore do të finalizohet edhe Marrëveshja ndërmjet Qeverisë së Shqipërisë dhe Azerbajxhan-it, i cili më pas do të ratifikohet në Parlament. Aktualisht është nënshkruar vetëm Memorandumi i Mirëkuptimit ndërmjet palëve për këtë Projekt. Albgaz është angazhuar si palë potenciale në projektimin dhe ndërtimin e sistemit të transmetimit dhe do të ndërmarri një studim fizibiliteti për këtë qëllim. Për momentin do të konsiderojmë vetëm studimin pilot të Konsulentit Kearney në vitin 2023 duke aktualizuar sipas rastit grafikun kohor të ekzekutimit dhe vlerat përkatëse të shpenzimeve kapitale.

- Studimi pilot mbi gazifikimin e Korçës nga Konsulenti Kearney



Pika Dalëse evidentohet veçmas projekteve të tjera prioritare pasi mbetet për t'u përcaktuar modeli i biznesit mbi këtë projekt i cili është objekt ndryshimesh në prizmin e konfigurimit të strukturës aksionere dhe vlerave respektive të investimit në këtë infrastrukturë dhe në pritje të Marrëveshjes ndërmjet dy qeverive. Studimi pilot konsideron Projektin në tërësi duke përfshirë sistemet e shpërndarjes dhe të transmetimit, por duke lënë të papërcaktuar se cili subjekt do të marrë rolin e investitorit dhe operatorit për secilin sistem Transmetim, Shpërndarje, Furnizim/Tregtim.

Gazifikimi i qytetit të Korçës është potencialisht i realizueshëm për një sërë faktorësh si afërsia me TAP-in, reduktimi i emetimit të dioksidit të karbonit nëpërmjet zëvendësimit të përdorimit të lëndëve drusore për ngrohje në përdorimin e gazit, etj (parë në këndvështrim afatgjatë).

Çmimi mesatar i gazit natyror është projektuar përafërsisht €40/MWh sipas studimit të Kearney

- Investitori në rrjetin e gazit mund të përdorë Stacionin e Valvulave të Bllokut të TAP, i cili është rreth 5 km larg hyrjes në qytet nga jugperëndimi.
- Investimet e kërkuara kanë një vlerë të vlerësuar prej gati 19 milionë Euro dhe mbulojnë:

- Stacioni i uljes së presionit dhe matjes në BVS TAP, PN 100 / 63, 10,000 NCM/h

- Tubacioni me presion të lartë nga stacioni TAP BVS në stacionin e portës së qytetit, 5 km i gjatë, DN100, presioni mesatar i punës 55 bar

- City Gate Station, PN 63 / 4, kapaciteti: 6,000 NCM/h

- Gjashtë tubacione kryesore (PE), me gjatësi totale 27.5 km, me një presion mesatar prej 3 bar. Të gjitha tubacionet kryesore duhet të jenë më të mëdha se DN50, për të akomoduar konsumin e ardhshëm.

- Tubacionet dytësore (PE). gjatësia totale 42.5 km duke përfshirë lidhjet, me një mesatare presion prej 3 bar.

Me një normë lidhjeje midis 30% dhe 50%, në varësi të zonës së qytetit, gazi total i konsumuar gjatë 20 viteve të funksionimit mund të kalojë 0.3 BCM, investimi arrin një IRR investimi prej 7.1%. Është kritike për suksesin e projektit që Bashkia të sigurojë buxhet për ndërtimin e instalimeve të brendshme të gazit për institucionet nën drejtimin e tij (shkolla, kopshte, muze, zyra publike), si këto, së bashku me industriale kompanitë, do të përbëjnë konsumatorët ankorues rreth të cilëve do të ndërtohen tubacionet kryesore.

### **Konsumatorët**

- 30 institucione
- 6,074 njësi banimi

Projeksionet e bashkisë për vlerën e investimeve që do të zëvendësojnë burimet primare të ngrohjes (lënda drusore/LPG në gaz natyror) përfshirë instalacionet e boilerave: EUR 7.0 Milion

Investimet e rezidentëve: EUR 13.3 Milion.

**i. Projekti pilot i Korçës: Skenari bazë**

| Projekti                                | CAPEX<br>i<br>parashikuar | Volumet e<br>projektuara | Të<br>Ardhurat | EBITDA          | IRR  |
|-----------------------------------------|---------------------------|--------------------------|----------------|-----------------|------|
| <b>Sistemi i shpërndarjes<br/>Korçë</b> | 18.8 Mil<br>EUR           | 305 Mil m <sup>3</sup>   | 183 Mil EUR    | 34.9 Mil<br>EUR | 7.1% |

*Tabela 14 - Metrikat financiare mbi Gazifikimin e Korçës 2026 - 2045*

**ii. Investimet në IT të lidhura me rrjetin (SCADA)**

Zhvillimi i rrjetit të transmetimit siç parashikohet në këtë Plan Zhvillimi do të përkthehet në një numër në rritje të përdoruesve të rrjetit, rritje të flukseve të gazit dhe kompleksitet të operacioneve. Me qëllim menaxhimit sa më të mirë flukset e gazit dhe për të siguruar parametrat kontraktualë të gazit në të gjitha pikat hyrëse dhe dalëse, Albgaz do të investojë në sisteme të sofistikuara IT. Ato do të përfshijnë veçanërisht SCADA dhe sistem(et) e shkëmbimit të të dhënave (me operatorë dhe transportues të tjerë).CAPEX-i i vlerësuar i këtyre sistemeve për periudhën 2026-2028 vlerësohet në 1.5 milion.

#### 4. PËRMBLEDHJE E INVESTIMEVE PËR PERIUDHËN 2026-2028

Grafiku i mëposhtëm tregon vlerën totale të investimeve që do të kryhen nga Albgaz më vete ose si pjesë e shoqërive të projektit, gjatë viteve 2026-2028, të ndarë sipas aseteve kapitale.

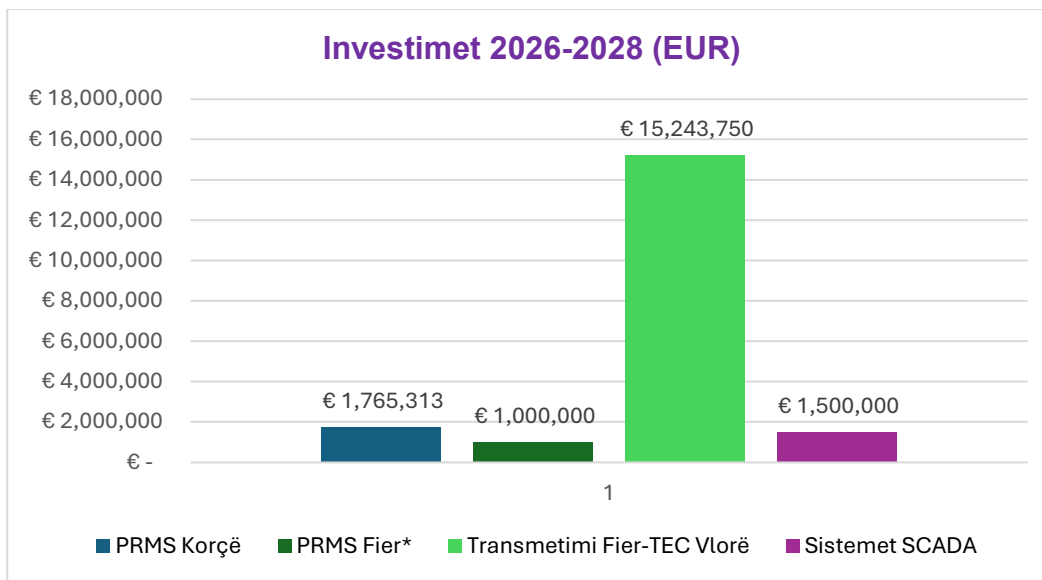


Figura 12 – Përmbledhje e investimeve të nevojshme gjatë 2026-2028 (EUR)

#### IX. INVESTIMET AFATMESME DHE AFATGJATA (2029-2035)

Në vitet 2029-2035 Albgaz do të fokusohet në zhvillimin e tubacioneve të reja për të sjellë gazin për konsumatorët në Shqipëri dhe në vendet fqinj (Maqedonia e Veriut, Mal I Zi etj). Gjithashtu në planin afatgjatë Albgaz do të ndërmarri investime strategjikë i vetëm ose me investitorë të tjerë, në projektimin dhe ndërtimin e Terminalit GNL Vlorë, gazsjellësin Ionian-Adriatic (seksioni kombëtar deri në Mal të Zi) dhe gazsjellësin që lidh pikën dalëse të TAP Kuçovë me UGS Dumre.

| Projekti                        | Diameter | Presioni Nominal | Drejtimi       | Gjatësia e parashikuar | Fillimi i operimit |
|---------------------------------|----------|------------------|----------------|------------------------|--------------------|
| Gazsjellësi Korçë-IP RMV        | 8"       | 100 bar*         | Me dy drejtime | 60 km                  | 2033               |
| Gazsjellësi Fier – Kashar (IAP) | 32"      | 100 bar          | Me dy drejtime | 80 km                  | 2033               |
| Gazsjellësi TEC-Terminal        | 16"      | 100 bar          | Me dy drejtime | 40 km                  | 2034               |
| Terminali GNL Vlorë             |          | -                | Me dy drejtime | -                      | 2034               |

|                                                                                   |     |           |                |       |      |
|-----------------------------------------------------------------------------------|-----|-----------|----------------|-------|------|
| <b>Gazsjellësi Durrës-Tirana</b>                                                  | 12" | 100 bar*  | Me një drejtim | 51 km | 2034 |
| <b>Gazsjellësi TAP Exit Kuçovë-Dumrea UGS</b>                                     | 20" | 100 bar   | Me dy drejtime | 13 km | 2035 |
| <b>Seksioni Kashar Mal I Zi (IAP)</b>                                             | 32" | 100 bar   | Me dy drejtime | 93 km | 2035 |
| <b>Gazsjellësi Tirana-Elbasan</b>                                                 | 12" | 100 bars* | Me një drejtim | 40 km | 2035 |
| <b>Terminali – Zgjerimi i gazsjellësit TEC deri në zonën industriale Vlorë **</b> | 8"  | 100 bar*  | Me një drejtim | 3 km  | 2035 |

*Tabela 15 - Përshkrimi i investimeve afatmesme dhe afatgjata*

*\*\* Opsionale, në rast se një fabrikë plehërimi ose një konsumator i madh i ngjashëm do të jetë i interesuar*

## 1. Terminali i GNL

Albgaz do të zotërojë vetëm aksione në pakicë (10% - maksimum 15%) në Kompaninë e Projektit përgjegjëse për ndërtimin e infrastrukturës së terminalit të GNL (struktura e bankinës për ankorimin e FSRU-së, sistemi i tubacioneve, gërmimit, etj.). Ky investim nuk është pjesë e detyrimit të Albgaz-it si Operator i Sistemit të Transmetimit, por pjesëmarrja e tij është jetike për të nxitur projektin e Terminalit GNL në Shqipëri.

| <b>Projekti</b>                                                            | <b>CAPEX I parashikuar</b> | <b>Pjesa e Albgaz</b> |
|----------------------------------------------------------------------------|----------------------------|-----------------------|
| <b>Infrastruktura terminale GNL duke përfshirë CTMS (Kompania Projekt)</b> | € 138.24 mil.              | 10%                   |

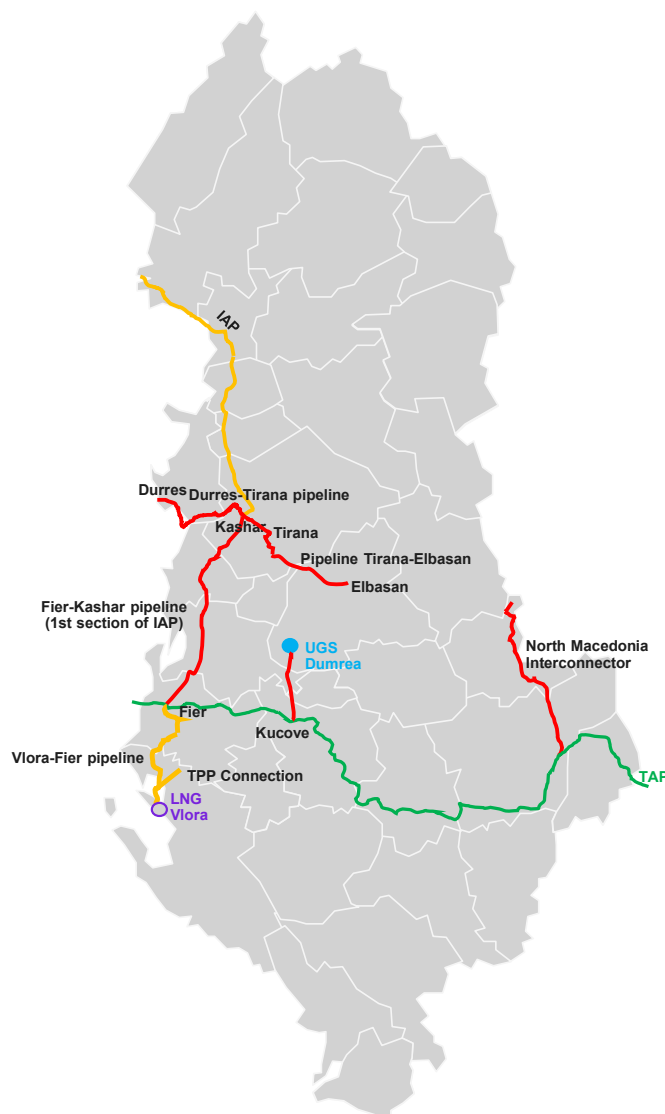
*Tabela 16 – Financimi i terminalit GNL*

Duke supozuar se Kompania e Projektit do të financohet pjesërisht përmes huave (40%), 10% e aksioneve të Albgaz do të thotë që Albgaz do të duhet të sigurojë 8.3 milion € si kapital.

Për shkak të kufizimit financiar në vitet pararendëse, Albgaz do të fokusohet në projektet e gazsjellësit që rrisin vlerën e Terminalit GNL në Vlorë, duke siguruar konsumin thelbësor për gazin e rigazifikuar nga njësia lundruese e rigazifikimit (FSRU). Investimet e propozuara do të furnizojnë me gaz natyror Termocentralin në Vlorë, kapaciteti i të cilit rekomandohet të zgjerohet në 297 MW dhe do të krijojë mundësinë e eksportit të GNL-së të rigazifikuar nëpërmjet Gazsjellësit Trans Adriatik (qoftë duke përdorur rrjedhën normale ose të kundërt të TAP-it).

Portofoli i projekteve madhore që do të realizohen në periudhën 2029-2035 të Planit të Zhvillimit arrin në 249.3 milionë €, nga të cilat investimet financiare të Albgaz (në formën e kontributit të kapitalit për shoqëritë e projektit) janë rreth 19 milionë euro. Investimet financiare do të nënkuptojnë një kuotë prej 60% të kapitalit vetjak dhe 40% hua.

Rrjeti Shqiptar i gazifikimit pas implementimit me sukses të këtyre investimeve (në fund të vitit 2035) paraqitet në hartën e mëposhtme.



*Figura 13 - Harta e projekteve të investimeve afatmesme deri në afatgjatë*

Duke qenë se gazsjellësi Fier - Kashar do të lidhet me TAP-in, i cili përfaqëson pjesën e parë të IAP-it të ardhshëm, ai duhet të projektohet dhe ndërtohet me presionin nominal 100 bar. Diametri i këtij gazsjellësi (32") është parashikuar në bazë të studimeve të projektit të IAP. Në këtë diametër, qarkullimi maksimal i tubacionit duhet të jetë deri në 14 BCM/vit - është llogaritur duke parashikuar presionin mesatar të funksionimit prej 75 bar dhe një shpejtësi të gazit në tubacion prej 12 m/s. Kjo vlerë do të konfirmohet nga llogaritjet hidraulike gjatë projektimit teknik të gazsjellësit dhe pas konfirmimit të presioneve të pritshme në skajet e gazsjellësit nga TAP (Fier)

dhe Kashar (IAP). Kapaciteti i gazsjellësit është dukshëm më i lartë se sa kërkohet për t'i shërbyer vetëm nevojave të tregjeve shqiptare, pasi qëllimi i tij parësor është të jetë pjesë e rrugës transitorie të IAP-it, prandaj kërkohet një koordinim i përpjekjeve dhe vendimeve me të gjitha OST-të e prekura nga IAP për të parandaluar Albgaz-in nga mbiinvestimi. Kapaciteti i vlerësuar operativ i IAP pritët të jetë 5 BCM/vit, të paktën deri në vitin 2035.

Fakti që seksioni Fier - Kashar do të projektohet për t'i shërbyer nevojave të ardhshme të IAP-së, përbën një argument të rëndësishëm për t'u përdorur nga Albgaz në gjenerimin e fondeve nga burimet e BE-së, të disponueshme për Ballkanin Perëndimor dhe proceset e zgjerimit të BE-së, si dhe duke marrë një angazhim të fortë nga OST-të të tjera të Ballkanit Perëndimor që janë përfituesit e ardhshëm të projektit IAP.

Sa i përket gazsjellësve të tjerë, ato do të analizohet rast pas rasti nëse mund të ndërtohen me presion nominal më të ulët (p.sh. 63 bar), veçanërisht nëse nuk ka arsyetim që Interkoneksioni i Maqedonisë së Veriut të ndërtohet me dy drejtime. Në këtë rast, do të kërkohet ndërtimi i të paktën 2 stacioneve shtesë të reduktimit të presionit – një në Korçë (TAP) për Interkoneksionin e Maqedonisë së Veriut dhe një në Kashar (të dy tubacionet Durrës - Tiranë dhe Tiranë - Elbasan do të furnizohen nga e njëjta pikë në Kashar). Ulja e kostos së tubacionit (për shkak të presionit më të ulët nominal) mund të tejkalojë koston e stacioneve të reduktimit të presionit.

Shfrytëzimi maksimal i Interkoneksionit të Maqedonisë së Veriut do të realizohet deri në 0.9 BCM/vit, i llogaritur duke parashikuar presionin mesatar të funksionimit prej 75 bar dhe një shpejtësi të gazit në tubacion prej 12 m/s (ose 0.6 BCM/vit duke parashikuar presionin mesatar prej 50 bar). Lidhja e Interkoneksionit të Maqedonisë së Veriut me TAP-in do të kërkojë ndërtimin e pikës së rregullimit të presionit dhe matjes hyrëse/dalëse. Një pikë e tillë hyrje/dalje në Korçë duhet të përbëhet nga dy stacione matëse. Nëse Interkonektori është me dy drejtime, preferohet që stacionet të pajisen me matës gazi tejzanor (parësor dhe kontrollues), nëse ndërlidhësi ndërtohet si tubacion me një drejtim nga Shqipëria në Maqedoninë e Veriut, atëherë stacionet mund të pajisen edhe me kompresor dhe matës. Stacioni do të ketë gjithashtu një grup rregulluesish të rrjedhës së gazit për të kontrolluar rrjedhën e gazit nga (dhe drejt) TAP. Kostoja e kësaj pike matëse është përfshirë në CAPEX-in e tubacionit.

Shfrytëzimi maksimal i gazsjellësit Durrës - Tiranë do të jetë deri në 2 BCM/vit, duke parashikuar të njëjtat kushte mesatare operimi si më sipër (ose 1.3 BCM/vit duke parashikuar presionin mesatar të funksionimit prej 50 bar). Të gjitha këto vlera do të konfirmohen nga llogaritjet hidraulike gjatë projektimit teknik të tubacioneve.

Vlerësimi i CAPEX-it të plotë për projektet e mësipërme dhe CAPEX i investuar në periudhën 2029-2035 me shtrirjen e punimeve paraqitet në tabelën e mëposhtme:

| Projekti | CAPEX i vlerësuar - total | CAPEX Albgaz | Fushëveprimi i punimeve 2029-2035 |
|----------|---------------------------|--------------|-----------------------------------|
|----------|---------------------------|--------------|-----------------------------------|



|                                          |              |             |                                                                                     |
|------------------------------------------|--------------|-------------|-------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Gazsjellësi Korçë-IP RMV</b>          | € 33.8 mil.  | € 20.3 mil. | Fizibiliteti, FEED, projektimi i detajuar, pjesërisht përvetësimi i tokës, ndërtimi |
| <b>Gazsjellësi IAP (Fier-Kashar)</b>     | € 162 mil.   | € 97.2 mil. | Fizibiliteti, FEED, projektimi i detajuar, pjesërisht përvetësimi i tokës, ndërtimi |
| <b>Gazsjellësi TEC-Terminal GNL</b>      | € 2.45 mil.  | € 1.47 mil. | Fizibiliteti, FEED, projektimi i detajuar, blerja tokës, ndërtimi                   |
| <b>Gazsjellësi Durrës-Tiranë</b>         | € 43.7 mil.  | € 26.2 mil. | Fizibiliteti, FEED, projektimi i detajuar, pjesërisht përvetësimi i tokës, ndërtimi |
| <b>Gazsjellësi TAP Kuçovë-UGS Dumrea</b> | € 22.5 mil.  | € 22.5 mil. | Fizibiliteti, FEED, projektimi i detajeve, blerja e tokës, ndërtimi                 |
| <b>Gazsjellësi IAP (Kashar-Mal i Zi)</b> | € 178.2 mil. | € 10.7 mil. | Fizibiliteti, FEED, projektimi i detajuar, pjesërisht përvetësimi i tokës, ndërtimi |
| <b>Gazsjellësi Tirana-Elbasan</b>        | € 36.3 mil.  | € 21.8 mil. | Fizibiliteti, FEED, projektimi i detajuar, pjesërisht përvetësimi i tokës, ndërtimi |
| <b>Terminali- Zona industriale Vlorë</b> | € 1.7 mil.   | € 1.7 mil.  | Fizibiliteti, FEED, projektimi i detajuar, përvetësimi i tokës, ndërtimi            |

*Tabela 17 – Investimet e nevojshme afatmesme dhe afatgjata në tubacione*

Krahas punimeve në tubacionet kryesore të gazit, Plani i Zhvillimit parashikon një rezervë kontingjence prej afërsisht 2.0 milionë eurosh për periudhën 2028-2030, për lidhjen e klientëve potencialë të cilët shprehin interes për t'u lidhur me gazsjellësin Vlorë – Fier. Kjo rezervë varet nga materializimi i kërkesës shtesë për gaz përgjatë gazsjellësit Vlorë - Fier, pasi shumica e klientëve të mundshëm në Vlorë dhe Fier janë konsumatorë të vegjël që mund të marrin dërgesa të GNL-së në shkallë të vogël, në mënyrë më efikase sesa përmes gazsjellësit.

Për më tepër, Plani i Zhvillimit parashikon se kërkesa për kapacitet në pikën hyrëse/dalëse Fier (lidhja e gazsjellësit Vlorë - Fier me TAP) pas vitit 2030 do të jetë më e madhe se 0.7 BCM/vit dhe do të jetë e nevojshme të zgjerohet në një kapacitet prej 3.65 BCM/vit.

| <b>Projekti</b>                                                               | <b>Kapaciteti</b>    | <b>CAPEX i vlerësuar</b> |
|-------------------------------------------------------------------------------|----------------------|--------------------------|
| <b>Pika e matjes dhe rregullimit të presionit hyrëse/dalëse në Fier (TAP)</b> | Deri në 3.65 BCM / y | € 10.0 mil.              |

*Tabela 18 - Investimet afatmesme në pika hyrëse/dalëse*

Pas vënies në punë, ky aset do t'i transferohet Kompanisë së Projektit të Gazsjellësit Vlorë – Fier (Albgaz/partnerët), vlera e tij do të shlyhet (rikuperohet) nga tarifat e transmetimit që i detyrohen palët e treta shoqërisë së projektit. Zgjatja e pikës hyrëse/dalëse në Fier (3.65 BCM/v) do të kërkojë shtimin e dy stacioneve matës dydrejtimësh, secili i pajisur me dy matës gazi ultrasoni (parësor dhe kontrollues).

## 2. Investimet afatgjata: Gazsjellësi Tiranë-Elbasan

Pas vitit 2030, Albgaz do të vazhdojë me implementimin e projekteve afatgjata për shembull tubacionet Durrës - Tiranë dhe Fier - Kashar, si dhe do të zhvillojë gazsjellësin Tiranë - Elbasan (shih tabelën më poshtë).

| Projekti                          | Diametri | Presioni Nominal | Drejtimi       | Gjatësia e parashikuar | Fillimi i funksionimit | Pjesa e Albgaz |
|-----------------------------------|----------|------------------|----------------|------------------------|------------------------|----------------|
| <b>Gazsjellësi Tiranë-Elbasan</b> | 12"      | 100 bars*        | Me një drejtim | 40 km                  | 2035                   | 100%           |

*Tabela 19 – Karakteristikat e Gazsjellësit Tiranë – Elbasan*

Maksimumi i presionit të gazsjellësit Tiranë - Elbasan do të jetë deri në 2 BCM/vit, i llogaritur duke supozuar presionin mesatar të funksionimit prej 75 bar dhe një shpejtësi të gazit në tubacion prej 12 m/s (ose 1.3 BCM/vit duke supozuar presionin mesatar të funksionimit prej 50 bar). Këto vlera do të konfirmohen nga llogaritjet hidraulike gjatë projektimit teknik të tubacionit.

Në momentin e përgatitjes së këtij plani zhvillimi, të gjithë tubacionet e përmendura më sipër parashikohen të jenë vënë në funksion jo më vonë se fundi i vitit 2035 (viti i fundit i mbuluar nga Plani i Zhvillimit).

## 3. Projektet e kushtëzuara: Gazsjellësi TAP Kuçovë-UGS Dumrea

Gjatë viteve 2032-2035 mund të kërkojnë tubacione të tjera transmetimi për të adresuar nevojat e pjesëmarrësve të tjerë të tregut të gazit. Veçanërisht, projekti i mundshëm i Depozitimit Nëntokësor të Gazit në Dumrea, nëse do të vendoset për ndërtimin e këtij objekti, ai do të kërkojë lidhjen me rrjetin e transmetimit. Pritet që UGS Dumrea të lidhet me TAP pranë Kuçovës. Parametrat fillestarë të këtij investimi janë dhënë në tabelën e mëposhtme.

| Projekti                                | Diametri | Presioni Nominal | Drejtimi       | Gjatësia e parashikuar | Fillimi i funksionimit | Pjesa e Albgaz |
|-----------------------------------------|----------|------------------|----------------|------------------------|------------------------|----------------|
| <b>Tubacioni UGS Dumrea -TAP Kuçovë</b> | 20"      | 100 bar          | Me dy drejtime | 13 km                  | 2035                   | 100%           |

*Tabela 20 – Konektori UGS Dumrea - TAP – karakteristikat teknike*

Nëse UGS Dumrea do të fillojë operacionet tregtare në 2035, do të kërkojë CAPEX shtesë në vijim; ky CAPEX është i kushtëzuar dhe varet nga Vendimi Final i Investimit për UGS Dumrea.

| Projekti                                | CAPEX i vlerësuar - total | Fusha e punimeve                                                    |
|-----------------------------------------|---------------------------|---------------------------------------------------------------------|
| <b>Tubacioni UGS Dumrea -TAP Kuçovë</b> | € 22.5 mil.               | Fizibiliteti, FEED, projektimi i detajeve, blerja e tokës, ndërtimi |

*Tabela 21 - Konektori UGS Dumrea – prezantim*

Albgaz do të bashkëpunojë edhe me operatorë të tjerë të Ballkanit Perëndimor për të zhvilluar projekte me interesa rajonale, veçanërisht IAP. Albgaz planifikon të marrë pjesë në këtë projekt në mënyrë indirekte duke marrë 10% të aksioneve në Kompaninë e Projektit përgjegjëse për ndërtimin e seksionit shqiptar të IAP (nga Kashar në kufirin ndërmjet Shqipërisë dhe Malit të Zi).

| Projekti                        | Diametri | Presioni Nominal | Drejtimi       | Gjatësia e parashikuar | CAPEX i vlerësuar |
|---------------------------------|----------|------------------|----------------|------------------------|-------------------|
| <b>IAP (territori shqiptar)</b> | 32"      | 100 bar          | Me dy drejtime | 88 km                  | € 178.2 mil.      |

*Tabela 22 - Karakteristikat teknike të IAP*

Tabela e mëposhtme paraqet investimet financiare të ALBGAZ-it duke parashikuar se Kompania e Projektit do të financohet pjesërisht me kredi (40%). Ashtu si në rastin e terminalit GNL në Vlorë, pjesëmarrja e Albgaz në kompaninë e projektit IAP është gjithashtu e kushtëzuar dhe varet nga vendimi se në cilën strukturë do të ekzekutohet përfundimisht ky projekt.

| Projekti                        | CAPEX i vlerësuar | Norma e kredisë | CAPEX i nevojshëm | CAPEX i Albgaz (10%) |
|---------------------------------|-------------------|-----------------|-------------------|----------------------|
| <b>IAP (territori shqiptar)</b> | € 178.2 mil.      | 40%             | € 106.92 mil.     | € 10.69 mil.         |
| <b>Terminali GNL</b>            | € 138.2 mil.      | 40%             | € 82.92 mil.      | € 8.29 mil.          |

*Tabela 23 – Investimet financiare te Albgaz ne projekte te tjera*

Krahas punimeve në tubacionet kryesore të gazit, Plani i Zhvillimit parashikon një rezervë prej rreth 3 milionë euro gjatë viteve 2032-2035 për klientët kyçë që shprehin vullnetin e tyre për t'u lidhur me rrjetin e transmetimit në zonat e Durrësit, Tiranës apo Vlorës, veçanërisht konsumatorët përgjatë autostradës Durrës – Tiranë. Kjo rezervë varet nga materializimi i kërkesës për gaz në këto rajone. Sistemi shqiptar i gazit pas vënies në punë të këtyre investimeve (në fund të vitit 2035) është paraqitur në hartën e mëposhtme.

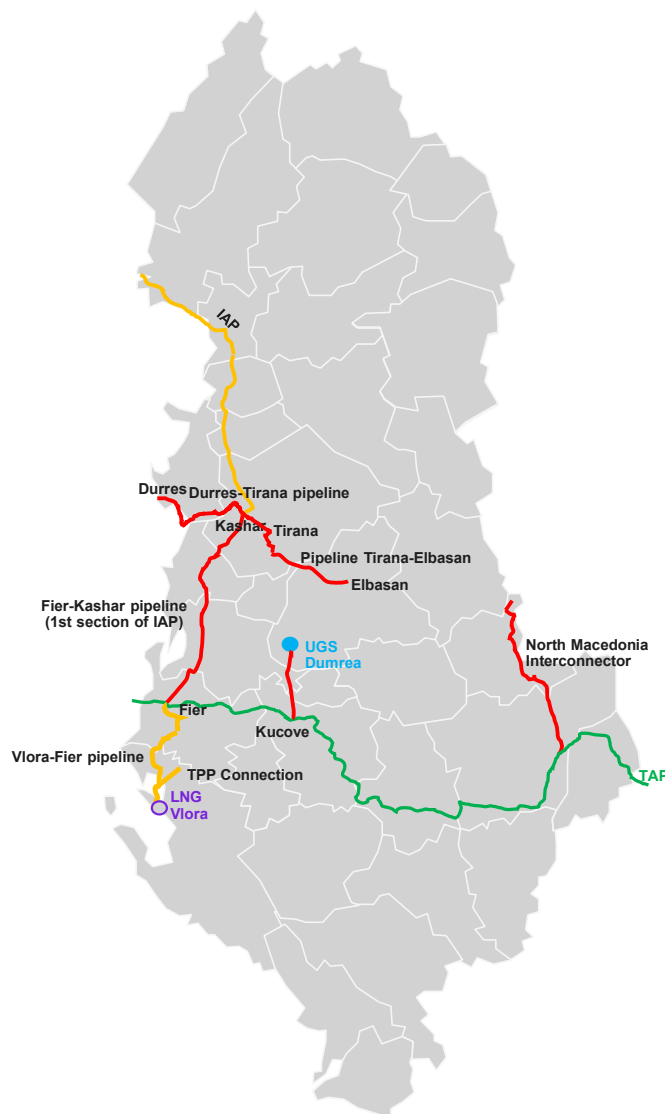
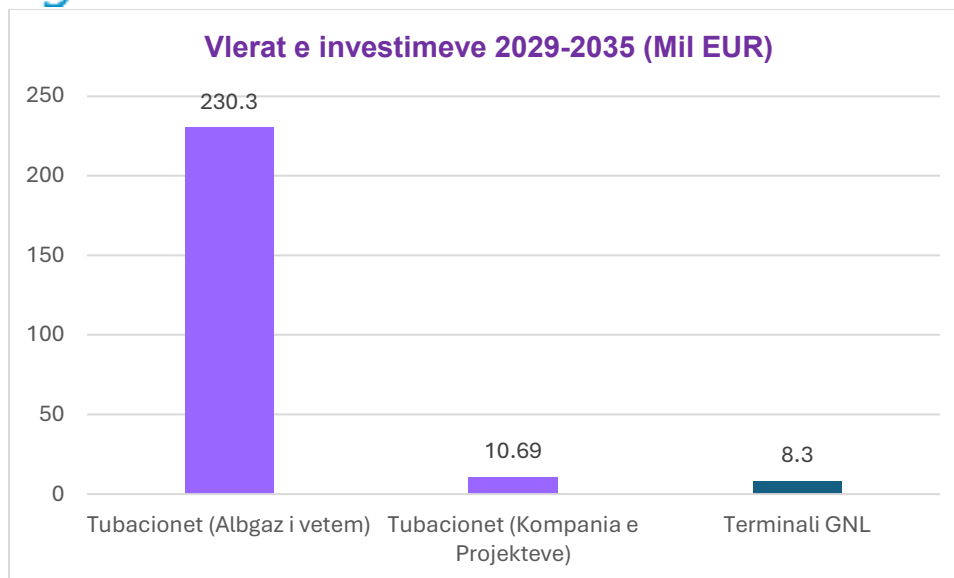


Figura 14 - Harta e projekteve të investimeve afatgjata

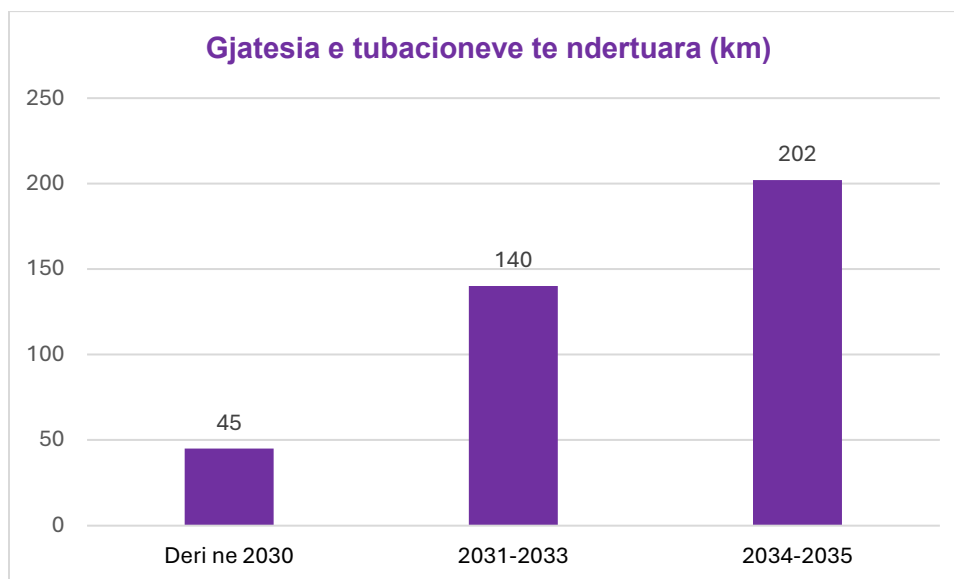
#### 4. Përmbledhje e investimeve për periudhën 2029-2035

Grafiku i mëposhtëm tregon vlerën totale të investimeve që do të kryhen nga ALBGAS dhe shoqëritë e projektit, gjatë viteve 2029-2035, të ndarë sipas kategorive të ndryshme (në mil. €).



*Figura 15 - Përmbledhje e investimeve të nevojshme gjatë viteve 2029-2035 (mil EUR)*

Gjatësia e tubacioneve të përfunduara (të ndërtuara dhe të vëna në punë) në çdo periudhë të Planit të Zhvillimit tregohet në grafikun e mëposhtëm (projektet e kushtëzuara tregohen veçmas, kjo kategori përfshin tubacionet UGS Dumrea - TAP dhe IAP në territorin shqiptar).



*Figura 16 - Gjatësia e tubacioneve të ndërtuara dhe të vëna në punë sipas periudhës afatshkurtër, afatmesme deri në afatgjatë (km)*

Plani i Zhvillimit parashikon gjatë periudhës 2026-2035, në territorin e Shqipërisë se do të ndërtohen 279 km tubacione kryesore (duke përfshirë projektet që janë të kushtëzuara (IAP Kashar - kufiri dhe gazsjellësi UGS Dumrea - TAP) Nëse do të realizohen edhe këto dy projekte,

gjatësia totale e tubacioneve kryesore do të jetë rreth 380 km. Këto shifra nuk përfshijnë gjatësinë e degëve për një sërë konsumatorësh.

## 5. Efektet e investimeve

Shpenzimet CAPEX nga Albgaz në kuadër të këtij Plani Zhvillimi duhet të mundësojnë integrimin e tregjeve të energjisë në Ballkanin Perëndimor dhe të mbështesin zhvillimin e ekonomisë kombëtare (siç citohet në vizionin dhe strategjinë e Albgaz). Prandaj, efekti më i rëndësishëm duhet të jetë rritja e vazhdueshme në vitet e ardhshme e sasisë së gazit të transmetuar si në vendet fqinje, ashtu edhe tek konsumatorët vendas të gazit.

Megjithatë, duke qenë se nuk janë lidhur kontrata detyruese për përdorimin e rrjetit të ardhshëm të transmetimit në datën e përgatitjes së këtij plani, ALBGZ mund të vlerësojë vetëm sasinë e gazit që do të transmetohet dhe kapacitetin që do të rezervohet, bazuar në deklaratat fillestare të interesit të pjesëmarrësve të tregut dhe analizat e kryera.

Tabela e mëposhtme paraqet vëllimet e gazit që do të transmetohen në vitet 2030 dhe 2035 në skenarin bazë dhe duke përfshirë projektet e kushtëzuara (tubacionet IAP Kashar – kufi dhe UGS Dumrea-TAP).

|                        |          | 2030       | 2035       |
|------------------------|----------|------------|------------|
| <b>Eksport</b>         | MWh      | 16 910 000 | 27 056 000 |
|                        | Mil. NCM | 1 650      | 2 641      |
| <b>Klientët vendas</b> | MWh      | 4 658 281  | 4 658 281  |
|                        | Mil. NCM | 455        | 455        |

*Tabela 24 – Vëllimet e vlerësuara të gazit në fund të periudhës afatshkurtër, afatmesme deri në afatgjatë*

Vëllimi i eksportit në vitin 2032 ku IAP parashikohet të jetë ndërtuar. Vëllimi i brendshëm deri në vitin 2030 është konstant pasi reflekton kryesisht konsumin e TEC Vlorë, kalimi i klientëve potencial nga lëndët djegëse të tjera në gaz natyror nëpërmjet gazsjellësit parashikohet të realizohet nga viti 2033 e më tej (me funksionimin gazsjellësi Durrës - Tiranë).

## 6. Metrika e efektivitetit për investimet 2026-2035

Duke qenë se viti 2035 është viti i fundit i këtij Plani Zhvillimi, dhe disa projekte do të përfundojnë pak para fundit të vitit 2030, vëllimet e vitit 2030 nuk janë përfaqësuese për të llogaritur ndonjë metrikë. Zakonisht, vëllimi i gazit rritet për disa vite rresht pas përfundimit të investimit. Prandaj, më poshtë është paraqitur një vlerësim i vëllimeve të mundshme të transmetuara në vitin 2035 dhe është llogaritur një kapacitet metrikë/km.



Metrika pak më e ulët për skenarin me projekte të kushtëzuara rezulton nga fakti që IAP fillon funksionimin e tij në 2031 dhe gazsjellësi UGS Dumrea - TAP në 2033, prandaj do të duhet pak kohë para se këto projekte të arrijnë shkallën e synuar të përdorimit.

Për krahasim, më poshtë e njëjta metrikë është llogaritur për disa OST të tjera (ne zgjedhim operatorë nga vende relativisht të vogla që ofrojnë shërbime transporti në tregun vendas dhe import/eksport).

| Vendi                                      |        | Greqi        | Kroaci          | Lituani          | Estoni         |
|--------------------------------------------|--------|--------------|-----------------|------------------|----------------|
| <b>TSO</b>                                 |        | <b>Desfa</b> | <b>Plinacro</b> | <b>Ambergrid</b> | <b>Elering</b> |
| <b>Volumi</b>                              | TWh    | 77.73        | 32.48           | 26.33            | 24.00          |
| <b>Gjatësia e sistemit të transmetimit</b> | Km     | 1 465        | 2 544           | 2 280            | 977            |
| <b>Metrika</b>                             | GWh/km | 53.1         | 12.8            | 11.5             | 24.6           |

*Burimi: Të dhënat e OST, Analiza e Konsulentit*

*Tabela 25 – Krahasimi i matjeve të efektivitetit të OST-ve*

Krahasimi i metrikës së ALBGAS-it me OST-të e tjera garanton efektivitet të lartë të rrjetit të ardhshëm të transmetimit të gazit dhe planit të zhvillimit të propozuar (nën skenarin se flukset e parashikuara të gazit do të materializohen në vitet e ardhshme). Metrika e lartë rezulton edhe nga vizioni i AlbgaZ-it ku fokusi është bashkëpunimi rajonal dhe flukset rajonale (shumë më i lartë se sa mund të pritët nga konsumi vendas i gazit natyror).

## Shtojca 1 – Plani i Zhvillimit\* sipas procedurës së ERE

Më poshtë është paraqitur Aneksi 1 sipas procedurës së ERE-s për paraqitjen dhe miratimin e planeve të zhvillimit nga operatorët e transmetimit dhe shpërndarjes së gazit natyror (Vendimi i Bordit të ERE-s nr.18, datë 10.01.2018). Llogaritë janë në përputhje me Rregulloren për Sistemin e Unifikuar të Llogarive të Shoqërive të Rregulluara në Sektorin e Gazit Natyror (Vendimi i Bordit të ERE-s nr. 166, datë 04.11.2019).

| Grupi i Aseteve                          | Përshkrimi i grupit të asetëve                                                     | Numri i Llogarisë                                       | Koha e pritshme e vënies në punë | Vlera e pritshme e kapitalizuar (RAB) | Jetëgjatësia e pritshme | Amortizimi vjetor i pritshëm |
|------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------|----------------------------------|---------------------------------------|-------------------------|------------------------------|
|                                          |                                                                                    |                                                         | Viti                             | EUR 000                               | Vite                    | EUR 000                      |
| <b>Infrastruktura GNL</b>                | Infrastruktura e Terminalit GNL <sup>5</sup>                                       | 261 Albgaz / 213 Kompania e projektit të Terminalit GNL | 2034                             | 13,823                                | 20                      | 691                          |
|                                          | Tubacioni TPP – Terminal GNL                                                       | 261 Albgaz / 213                                        | 2034                             | 1,471                                 | 55                      | 4.3                          |
| <b>Infrastruktura e import/eksportit</b> | Tubacioni Vlora – Fier                                                             | 261 Albgaz /                                            | 2030                             | 50,812                                | 55                      | 88.7                         |
|                                          | Entry / exit points TAP në Fier 0.7 BCM/vit <sup>6</sup>                           | 261 Albgaz /                                            | 2030                             | -                                     | 25                      | -                            |
|                                          | Entry / exit points TAP në Fier me kapacitet të shtuar në 1.8 BCM/vit <sup>7</sup> | 261 Albgaz /                                            | 2033                             | 14,300                                | 25                      | 54.9                         |
|                                          | IAP - seksioni Kashar – Kufiri Shqipëri / Mal i Zi <sup>8</sup>                    | 261 Albgaz / 213 Kompania e projektit të IAP            | 2035                             | 17,167                                | 55                      | 312.1                        |
|                                          | Interkonektori me RMV                                                              | 261 Albgaz                                              | 2033                             | 33,804                                | 55                      | 614.7                        |
| <b>Tubacionet kombëtarë</b>              | Tubacioni Tirana-Durres                                                            | 261 Albgaz                                              | 2034                             | 43,670                                | 55                      | 794                          |
|                                          | Tubacioni Fier-Kashar, seksioni i IAP                                              | 261 Albgaz                                              | 2033                             | 162,000                               | 55                      | 2,945                        |
|                                          | Tubacioni Tirana - Elbasan                                                         | 261 Albgaz                                              | 2035                             | 36,347                                | 55                      | 660.8                        |
|                                          | Zgjatimi nga Terminali/TPP në                                                      | 261 Albgaz                                              | 2035                             | 1,728                                 | 55                      | 31.4                         |

<sup>5</sup> Investimi nga Kompania e Terminalit GNL

<sup>6</sup> Investimi nga TAP dhe i dorëzohet Kompanisë së gazsjellësit Fier-Vlorë

<sup>7</sup> Investimi nga partnerët investues dhe i dorëzohet Kompanisë kundrejt kapaciteteve

<sup>8</sup> Investim i kompanisë IAP

|                   |                                                                                                  |            |      |                |    |                |
|-------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|------|----------------|----|----------------|
|                   | drejtim të zonës industriale<br>Vlorë/fertilizuesit                                              |            |      |                |    |                |
| <b>Depozitimi</b> | Konektori Dumrea<br>UGS - Kucova TAP<br>entry / exit point dhe<br>stacioni matës i UGS<br>Dumrea | 261 Albgaz | 2035 | 22,532         | 55 | 409.7          |
| <b>IT</b>         | SCADA                                                                                            | 261 Albgaz | 2030 | 1,500          | 5  | 300            |
|                   | <b>TOTALI</b>                                                                                    |            |      | <b>399,154</b> |    | <b>6,906.6</b> |

*Tabela 26 – Plani i Zhvillimit\* sipas procedurave të ERE për operatorët e transmetimit dhe shpërndarjes së gazit natyror*

## Shtojca 2 – Treguesit ekonomikë të Albgaz

### 1. Parashikime

Plani i Zhvillimit është punuar në monedhën EUR, për të shmangur diferencat e këmbimit valutor, bazuar në parashikimet si vijojnë:

### 2. Të Ardhetur

Në përputhje me Metodologjinë e Tarifës (Vendim ERE Nr.78/2017):

- 90% të kostove do t'i alokohen tarifës fikse
- 10% të kostove do t'i alokohen tarifës variabël
- 100% e tarifës do t'i alokohet vetëm pikës së daljes (exit tariff)
- tarifat e vitit T të korrektuara me kostot aktuale e vitit T-2
- amortizimi linear
- kthimi në bazën e rregulluar të aseteve – 7.8% (e krahasueshme me energjinë elektrike)

Një rritje e volumeve të gazit prej 5% janë parashikuar në 2031 disa përjashtime në skenarët bazë, të ulëta dhe të larta.

### 3. Financimi

- 40% e vlerës së investimeve të financuara nëpërmjet huave
- Huatë me kohëzgjatje maturimi 10-vjeçare
- 2% normë interesi nominale
- 1% fitime nga normat e interesit mbi paranë
- 15% normë e tatimit mbi të ardhurat e korporatës
- Është parashikuar që kompanitë e projektit do ti paguajnë dividendë ALBGAS-it, menjëherë pasi këto kompani do të kenë fitime dhe cash-flow pozitiv.

### 4. Kosto investimi

- Kosto investimi për njësi- tubacion (përfshirë materiale, punime, stacione valvulash dhe “pig traps”) me standarde:
  - PN84 DN300 (12”) - €690,000 / km;
  - PN84 DN400 (16”) - €940,000 / km;
  - PN84 DN500 (20”) - €1,089,000 / km;
  - PN84 DN600 (24”) - €1,179,000 / km.
- Vlera mesatare e tokës - €6 /m<sup>2</sup>
- Stacion matje në Kuçovë<sup>9</sup> - €3,120,000
- Inflacion kostoje vjetore 2%

<sup>9</sup> Kuçova është pika e lidhjes së TAP-it për gazsjellësin që shkon në Depozitën Nëntokësore të Gazit, duke qenë pika e lidhjes së dy sistemeve të gazit që operohen nga dy operatorë të ndryshëm, për këtë arsye gazi që del nga një sistem dhe hyn në sistemin tjetër duhet të matet

Komponentët e gazsjellësit<sup>10</sup> (përfshirë në koston për njësi të tubacionit/km):

**- Kostoja e investimit të njësisë së komponentit të stacioneve të valvulave të bllokimit<sup>11</sup> :**

- PN84 DN200 (8") – 163,000 € / njësi
- PN84 DN300 (12") - 193,000 € / njësi
- PN84 DN400 (16") - 277,000 € / njësi
- PN84 DN500 (20") - 350,000 € / njësi
- PN84 DN600 (24") - 400,000 € / njësi

**- Kostoja e investimit për njësi përbërëse të stacioneve të “pig traps”<sup>12</sup> :**

- PN84 DN200 (8") – 572,000 € / njësi
- PN84 DN300 (12") - 676,000 € / njësi
- PN84 DN400 (16") - 970,000 € / njësi
- PN84 DN500 (20") - 1,224,000 € / njësi
- PN84 DN600 (24") - 1,401,000 € / njësi

**- Kostoja e investimit të njësisë së komponentit të stacionit të mbrojtjes katodike<sup>13</sup> :**

- PN84 DN200 (8") – 65,000 € / njësi
- PN84 DN300 (12") - 77,000 € / njësi
- PN84 DN400 (16") - 111,000 € / njësi
- PN84 DN500 (20") - 140,000 € / njësi
- PN84 DN600 (24") - 160,000 € / njësi

**- Kostoja e investimit për njësi për kapacitetin e motorit MW të stacionit të kompresimit: 2,000,000 € - 4,000,000 € / MWe (mesatarisht 2,900 € / MWe kapaciteti i motorit).**

- Kostoja e investimit për njësi të pajisjeve PRMS / rrjedha e gazit në orë: €2,000 - €16,000 për NCM / orë (mesatarisht €7,000 për NCM / orë).
- Kostoja e investimit për njësi të impiantit aromatizues: 70,000 € - 182,000 € / njësi.
- Kostoja e investimit për njësi të kromatografit të gazit të procesit: 220,000 € - 280,000 € / njësi.
- Kostoja e investimit për njësi të njehsorit të gazit me presion të lartë: 10,000 € - 90,000 € / njësi.

## **5. Investimet e Albgaz**

Investimet e Albgaz klasifikohen në tre grupe:

- Investimet e veta të Albgaz në tubacione (CAPEX).

<sup>10</sup> Kostot e komponentëve janë vetëm për qëllime informative dhe duhet të merren parasysh me shumë kujdes. Në mënyrë tipike kuotimi bëhet pas dizajnit konceptual dhe varet nga lloji i shitësit

<sup>11</sup> Stacionet e valvulave të bllokimit supozohet të instalohen çdo 20 km

<sup>12</sup> Stacionet “pig traps” supozohet të instalohen çdo 40-100 km

<sup>13</sup> Stacionet e mbrojtjes katodike supozohet të instalohen çdo 40 km

- Investimet financiare të Albgaz-it në kompanitë e projektit që po ndërtojnë Terminalin LNG, Gazsjellësin Vlorë-Fier <sup>14</sup> dhe pjesën e IAP-së nga Kashari deri në kufi.
- Pikat hyrëse/dalëse në TAP pranë Fierit, të cilat do të ndërtohen si më poshtë:
  - Me TAP - deri në 0.7 BCM/vit - dhe i transferohet Kompanisë së Projektit Vlorë – Fier pa pagesë.
  - Nga partnerët (dërguesit) - deri në një kapacitet deri në 3.65 BCM/vit - dhe i transferuar tek Shoqëria e Projektit Vlorë - Fier, kostoja e ndërtimit paguhet kundrejt tarifave të Kompanisë së Projektit në dy vitet e para pas ndërtimit të tyre.

| Investimet e Albgaz                                           | Komisioni<br>mi | Periudha<br>e<br>zhvillimit<br>(vite) | DN           | Gjatës<br>ia<br>(Km) |
|---------------------------------------------------------------|-----------------|---------------------------------------|--------------|----------------------|
| <b>Gazsjellesi PRMS Fier-TPP Vlorë<br/>*(pa PRMS 0.7 bcm)</b> | 2030            | 4                                     | 400<br>(16") | 40                   |
| <b>Gazsjellesi PRMS Korçe-Shperndarje<br/>Korçe</b>           | 2030            | 4                                     | 200<br>(8")  | 5                    |
| <b>Interkonektori me RMV</b>                                  | 2033            | 4                                     | 200<br>(8")  | 60                   |
| <b>Gazsjellesi Fier-Kashar (seksion i IAP)</b>                | 2033            | 4                                     | 800<br>(32") | 80                   |
| <b>Linja TEC Vlore-Terminali LNG</b>                          | 2034            | 2                                     | 400<br>(16") | 2                    |
| <b>Gazsjellesi Tirane-Durres</b>                              | 2034            | 4                                     | 300<br>(12") | 51                   |
| <b>Gazsjellesi UGS Dumrea - TAP (Kucova)</b>                  | 2035            | 3                                     | 500<br>(20") | 13                   |
| <b>Gazsjellesi Tirana-Elbasan</b>                             | 2035            | 4                                     | 300<br>(12") | 40                   |
| <b>Linja Terminali LNG-Zona industriale<br/>Vlore</b>         | 2035            | 3                                     | 200<br>(8")  | 3                    |

*Tabela 23: Investimet 100% të Albgaz*



| Investimet financiare të Albgaz<br>(Kompanite e projektit) | % kuota<br>e AG | Komisionimi | Kapitali<br>vetjak i AG<br>(€ 000) | Themelimi i<br>Project Co |
|------------------------------------------------------------|-----------------|-------------|------------------------------------|---------------------------|
| <b>Project Co – Terminali LNG</b>                          | 10%             | 2034        | 8,294                              | 2029                      |
| <b>Project Co - IAP (nga Kashar në Split)</b>              | 10%             | >2035       | 10,690                             | n/a                       |

Tabela 24 - Investimet financiare të Albgaz

| Projekti i tubacionit PRMS Fier-TPP Vlore<br>TAP Hyrje / Dalje | CAPEX<br>(€ 000) | Komisionimi |
|----------------------------------------------------------------|------------------|-------------|
| <b>Pika hyrëse/dalëse në Fier, 0.7 BCM / vit</b>               | 0.0              | 2027        |
| <b>Pika e potencuar hyrëse/dalëse në Fier, 1.8 BCM / vit</b>   | 14,300*          | n/a         |
| <b>Pika e potencuar hyrëse/dalëse në Fier, 3.65 BCM / vit</b>  | 14,300*          | n/a         |

Tabela 25: Pikat e hyrjes/daljes me TAP

#### OPEX dhe amortizimi:

- Kostot operative vjetore të infrastrukturës FSRU & FSRU – 3.5% e CAPEX
- Kostoja vjetore operative e tubacioneve – 3% e CAPEX
- Inflacioni vjetor i kostos – 2%, përveç pagave, përfitimeve dhe kontributeve sociale që janë 5% deri në vitin 2030
- Humbjet e gazit – 0.001% e gazit natyror të transportuar
- Periudha e amortizimit për infrastrukturën FSRU – 20 vjet
- Periudha e amortizimit për tubacionet – 55 vjet
- Periudha e amortizimit për avulluesit LNG/Rregullimi i presionit. & stacioni matës – 25 vjet.

#### Skenarët

Plani i Zhvillimit\* u modelua në 3 skenarë të rezervimit të vëllimeve dhe kapaciteteve, për çdo projekt investimi gazsjellësi, siç paraqitet më poshtë. Skenari bazë supozohet të jetë më i mundshmi.

| Projektet                        | Skenari bazë                                                                         | Skenari i ulët                                                                   | Skenari i lartë                                                                   |
|----------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Gazsjellësi Vlora-Fier</b>    | 1,5 BCM në 2025, duke u rritur në 2,5 BCM nga 2030<br>Shfrytëzimi i kapacitetit 90%. | 1 BCM në 2020, duke u rritur në 2 BCM nga 2030<br>Shfrytëzimi i kapacitetit 90%. | 1,5 BCM në 2025, duke u rritur në 4 BCM në 2032<br>Shfrytëzimi i kapacitetit 90%. |
| <b>Gazsjellësi TAP-TPP Vlorë</b> | 297 MW TEC nga viti 2025 (70% shfrytëzim)                                            | 297 Më nga 2025 (60% shfrytëzim)                                                 | 297 Më nga 2025 (80% shfrytëzim)                                                  |

|                                                                                                     |                                                                                                                                                                  |                                                                                                                                |                                                                                                                                                                   |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Gazsjellësi Terminali – TPP Vlorë në zgjatim të zonës industriale Vlorë/impianit fertilizimi</b> | 709 GWh në 2030<br>90% shfrytëzim<br>kapaciteti                                                                                                                  | 15% më pak volum<br>90% shfrytëzim<br>kapaciteti                                                                               | +20% më shumë volum<br>Shfrytëzimi i<br>kapacitetit 90%.                                                                                                          |
| <b>Gazsjellësi Durrës-Tiranë</b>                                                                    | 102 GWh në 2030<br>35% shfrytëzim<br>kapaciteti                                                                                                                  | 15% më pak volum<br>35% shfrytëzim<br>kapaciteti                                                                               | +20% më shumë volum<br>Shfrytëzimi i<br>kapacitetit 35%.                                                                                                          |
| <b>Gazsjellësi Fier - Kashar (seksion i IAP)</b>                                                    | 100 000 MWh në vitin e parë, viti i dytë +0,5 BCM për eksportin IAP, me rritje 10% në vit<br>Shfrytëzimi i kapaciteteve 30% në vitin e parë, 90% nga viti i dytë | 100 000 MWh në vitin e parë, më vonë rritje me 5% në vit, nuk ka vazhdim të ndërtimit të IAP<br>Shfrytëzimi i kapacitetit 30%. | 100 000 MWh në vitin e parë, vitin e dytë +0,8 BCM për eksportin IAP, me rritje 10% në vit<br>Shfrytëzimi i kapaciteteve 30% në vitin e parë, 90% nga viti i dytë |
| <b>Interkonektori me RMV</b>                                                                        | 0,1 BCM në 2029, duke u rritur në 0,3 BCM nga 2034<br>Shfrytëzimi i kapacitetit 90%.                                                                             | 0,05 BCM në 2029, duke u rritur në 0,3 BCM nga 2037<br>Shfrytëzimi i kapacitetit 90%.                                          | 0,1 BCM në 2029, duke u rritur në 0,5 BCM nga 2035<br>Shfrytëzimi i kapacitetit 90%.                                                                              |
| <b>Gazsjellësi UGS Dumrea - TAP (Kuçova)</b>                                                        | Vëllimi që korrespondon me shfrytëzimin e kapacitetit (857 MWh/h në 2033)<br>Kapaciteti 40% në 1 vit, më vonë +7% çdo vit                                        | Vëllimi që korrespondon me shfrytëzimin e kapacitetit (750 MWh/h në 2033)<br>Kapaciteti 35% në 1 vit, më vonë + 5% çdo vit     | Vëllimi që korrespondon me shfrytëzimin e kapacitetit (857 MWh/h në 2033)<br>Kapaciteti 40% në 1 vit, duke arritur në 100% në vitin e 5-të                        |
| <b>Gazsjellësi Tiranë-Elbasan</b>                                                                   | 70 milion NCM në 1 vit, më vonë norma e rritjes 5%<br>Shfrytëzimi i kapacitetit 35%.                                                                             | 20% më pak se në skenarin BAZË<br>Shfrytëzimi i kapacitetit 35%.                                                               | 20% më shumë se në skenarin BAZË<br>Shfrytëzimi i kapacitetit 90%.                                                                                                |

*Tabela 26 - Skenarët sipas projekteve investive, sipas vëllimeve dhe kapaciteteve të shfrytëzimit të tubacioneve*

## 6. Financat e ALBGAZ – Skenari bazë

### i. Të ardhurat

Të ardhurat e AlbgaZ për periudhën 2026 – 2044 pritet të arrijnë në 530 milionë euro. Rënia graduale e të ardhurave duke filluar nga viti 2035 është për faktin se në Planin e Zhvillimit nuk llogariten investimet shtesë që pritet të kryejë AlbgaZ pas vitit 2032. Pavarësisht se rritja e pritshme e vazhdueshme e vëllimeve të gazit të transmetuar, ato nuk kompensojnë reduktimin e kthimit të aplikuar në një bazë aktivesh më të vogël të rregulluar (për shkak të amortizimit), si për investimet e veta të AlbgaZ ashtu edhe për shoqëritë e projektit (dividendët që do të merren nga AlbgaZ).

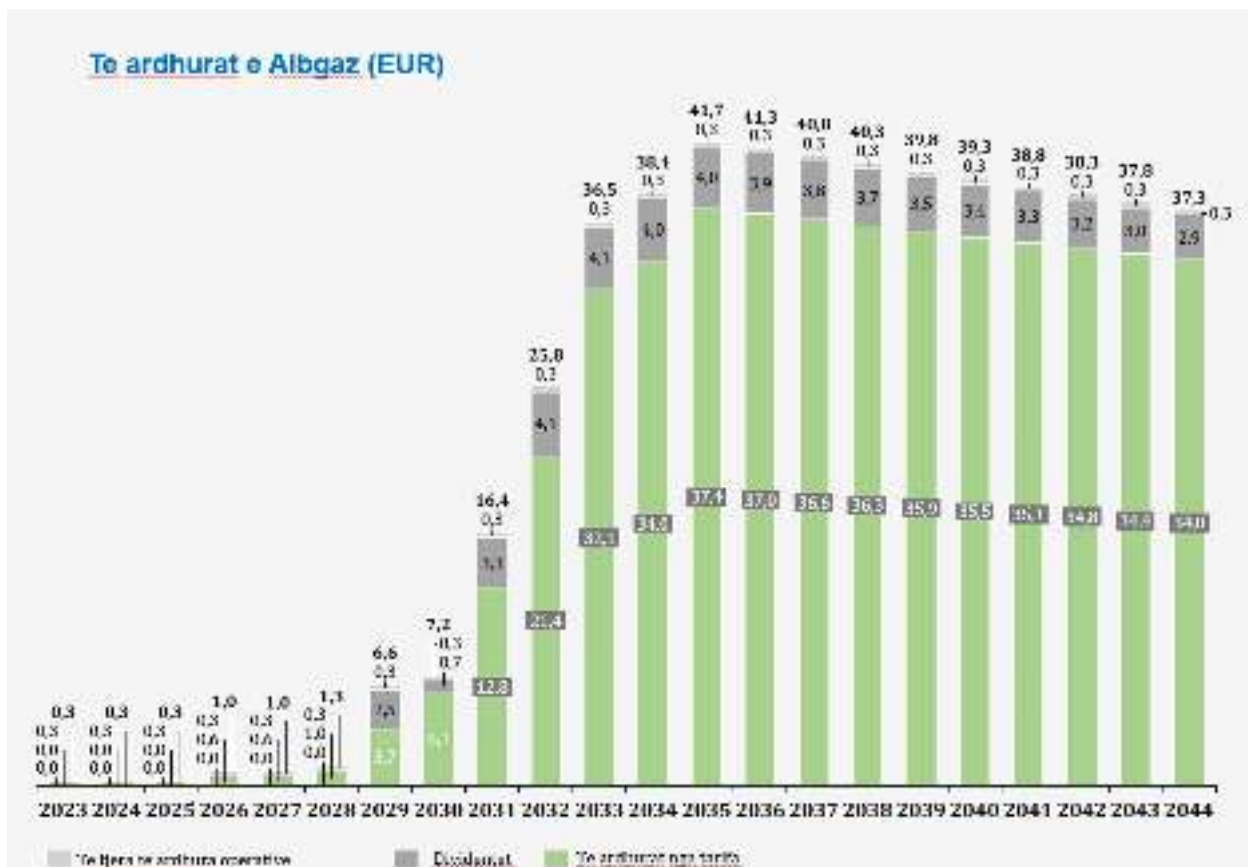


Figura 17 - Të ardhurat e AlbgaZ sipas skenarit bazë

Tarifat mesatare sipas intervaleve kohore, të llogaritura në bazë të Metodologjisë së Tarifave (pa marrë parasysh përjashtimet) janë paraqitur në tabelën e mëposhtme:

| Projektet                                                   | 2025-2028 | 2028-2032 | 2033-2044 |
|-------------------------------------------------------------|-----------|-----------|-----------|
| Terminali GNL (Project Co)                                  | €3.39     | €2.27     | €1.53     |
| Tubacioni Vlora - Fier (incl. pipeline to TPP) (Project Co) | €0.28     | €0.30     | €0.25     |
| AlbgaZ transmission pipelines                               | -         | €3.145    | €2.065    |

Tabela 27: Tarifat mesatare për periudhë sipas skenarit bazë

Për periudhën 2023 – 2044, AlbgaZ pritet të marrë dividendë në vlerën 56 milionë euro. Sipas ligjit fiskal shqiptar, nuk zbatohet tatimi në burim për dividendët e paguar nga shoqëritë e projektit për AlbgaZ pasi të ardhurat nga dividendët do të taten në AlbgaZ si të ardhura nga biznesi, subjekt i tatimit 15% mbi fitimin.

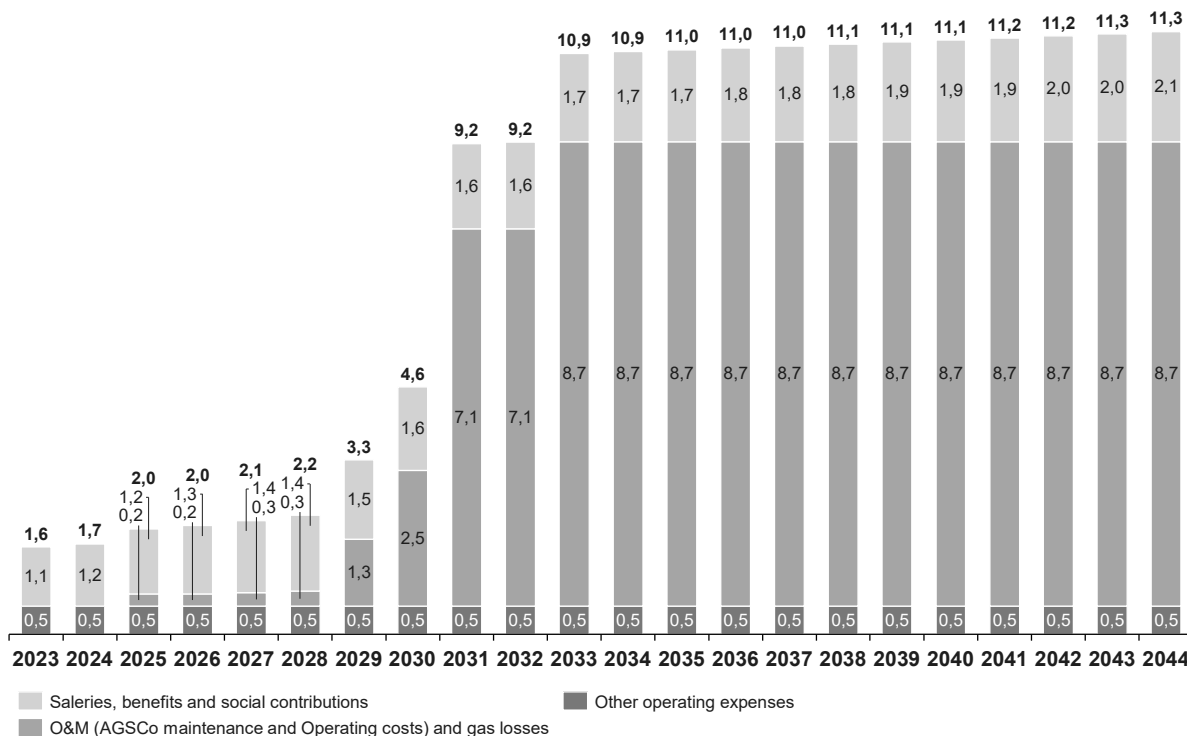


Figura 18 - Dividentët AlbgaZ 2023 – 2044

## ii. Shpenzimet operative

Shpenzimet operative të AlbgaZ (pa përfshirë amortizimin, interesat dhe taksat) gjatë periudhës 2023 - 2044 vlerësohen të arrijnë në 171 milionë euro.

## Albgaz operating expenditure (million EUR)



Note: Other operating expenses represent Albgaz' operating costs of 2021  
Source: Albgaz and investment partners' data, Consultant analysis

Figura 19 - OPEX Albgaz 2023 – 2044 (Skenari bazë)

### iii. EBITDA dhe fitimi neto

Gjatë periudhës 2023 – 2044, EBITDA vlerësohet të jetë 303 milionë euro, ndërsa fitimi neto, përfshirë dividendët e marrë nga kompanitë e projektit, në 225 milionë euro.

Rënia graduale e lehtë e EBITDA duke filluar nga viti 2036 është për faktin se Plani i Investimeve është përgatitur për periudhën 2023 – 2032, kështu që nuk përfshihen investime shtesë në planin financiar pas vitit 2032. Pavarësisht rritjes së pritshme të vazhdueshme të vëllimeve të gazit të transportuar, ato nuk kompensojnë reduktimin e kthimit të aplikuar në një bazë më të vogël aktivesh të rregulluar (për shkak të amortizimit), si për investimet e veta të Albgaz ashtu edhe për kompanitë e projektit (dividentët që do të jenë marrë nga Albgaz).

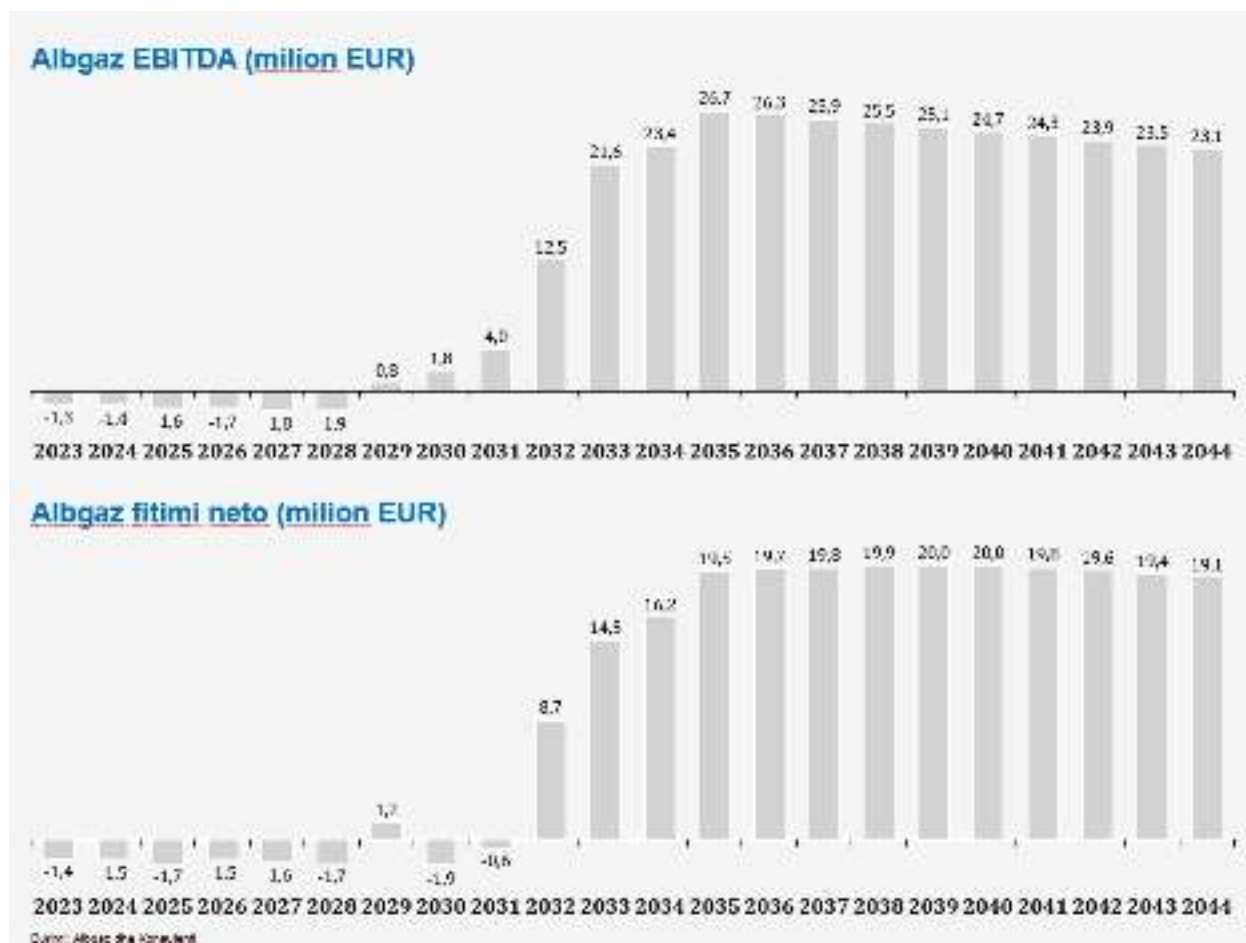


Figura 20 - EBITDA dhe fitimi neto të Albgaz 2023-2044 (skenari bazë)

#### iv. Burimet e financimit

Modeli i Planit të Zhvillimit supozon se investimet do të financohen 40% nga kreditë dhe 60% nga kapitali. Raporti i levës është më i ulët se niveli normal për projektet e infrastrukturës (zakonisht 50-60%) për faktin se Albgaz është një kompani e re pa vlera të rëndësishme bilanci dhe mund të jetë e vështirë për të mbledhur fonde pa garanci shtetërore. Megjithatë, në rast se partnerë me reputacion të industrisë së gazit natyror përfshihen në projektet e investimeve dhe kapacitetet e projekteve janë të rezervuara për periudha të gjata kohore, raporti i levës mund të jetë më i lartë.

### Burimet e financimit të Albgaz (Milionë EUR)

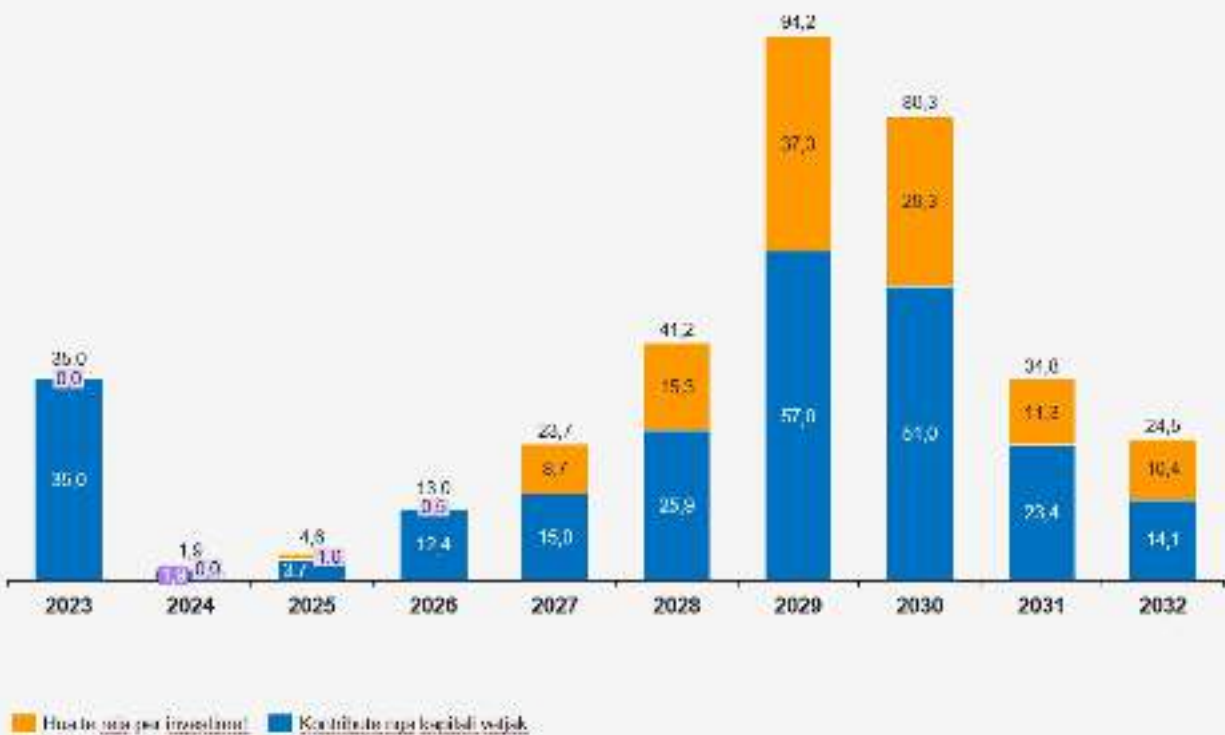


Figura 21 - Burimet e financimit të Albgaz 2023 – 2032 për të përballuar Planin e Investimeve (skenari bazë)

Gjatë periudhës 2023 – 2032, Albgaz do të duhet të sigurojë burime financimi në vlerën 352 milionë euro, nga të cilat 320 milionë euro do të mbulojnë paratë e nevojshme për aktivitetet investuese (CAPEX) dhe pjesa tjetër pritët të mbulojë kostot operative (OPEX) të Albgaz, deri në arritjen e EBITDA në një nivel të qëndrueshëm. EBITDA e përgjithshme e akumuluar gjatë viteve 2023 – 2032 është vetëm 9 milion €, investimet do të fillojnë të sjellin disa rezultate vetëm në vitin 2030 (2 milion €) dhe për të kaluar 20 milion € në vit vetëm duke filluar nga viti 2033.

Një arsye për një nevojë kaq të madhe financimi është shtyrja e të ardhurave bazuar në Metodologjinë e Tarifave, pra ERE do të njihte në tarifën e vitit T kostot që i përkasin vitit T-2. Në të vërtetë, sipas Metodologjisë aktuale të Tarifave, fillimisht tarifatat do të llogariteshin në bazë të kostove të parashikuara, megjithatë ERE mund të korrigjojë të ardhurat dhe tarifatat e rregulluara për vitin T, bazuar në kostot reale të bëra gjatë vitit T-2.

Ndarja e propozuar e burimeve të financimit është: 239 milionë euro kontribute kapitali nga pronarët e Albgaz dhe 113 milionë euro kredi. Megjithatë, në rast se mund të përdoret një raport më i madh i levës, vlera e kontributeve të kapitalit neto (vetjak) mund të ulet.



**v. Variacioni i kapaciteteve, vëllimeve dhe tarifave të tubacioneve në skenarë me kërkesë të ulët / të lartë**

Duke qenë se në përputhje me metodologjinë tarifore, kostot e ndërtimit dhe funksionimit të tubacioneve njihen plotësisht, në rast të vëllimeve më të ulëta të gazit natyror, tarifat do të rriten për të llogaritur vëllime më të ulëta. Kështu, në skenarët e tjerë të kërkesës, të ardhurat e Albga-  
it, shpenzimet operative dhe EBITDA janë të ngjashme me ato të regjistruara në skenarin bazë, por tarifat janë dukshëm të ndryshme.

Vëllimet mesatare vjetore për skenarët bazë, të ulët dhe të lartë janë paraqitur më poshtë:

| Volumet mesatare vjetore (GËh)                                 | Skenari bazë |           |           | Skenari i ulët                       |           |           | Skenari i lartë |           |           |
|----------------------------------------------------------------|--------------|-----------|-----------|--------------------------------------|-----------|-----------|-----------------|-----------|-----------|
|                                                                | 2025-2028    | 2028-2032 | 2032-2044 | 2025-2028                            | 2028-2032 | 2032-2044 | 2025-2028       | 2028-2032 | 2032-2044 |
| <b>Tubacioni Vlora-TPP</b>                                     | 4,658        | 4,875     | 5,081     | 3,993                                | 4,166     | 4,331     | 5,324           | 5,584     | 5,831     |
| <b>Tubacioni Vlora-Fier</b>                                    | 20,292       | 27,620    | 28,183    | 4,655                                | 21,983    | 2,547     | 22,949          | 39,054    | 45,093    |
| <b>Zgjatimi te impianti fertiliz.</b>                          | -            | 709       | 709       | -                                    | 603       | 603       | -               | 851       | 851       |
| <b>Tubacioni Durrës-Tirana</b>                                 | -            | 107       | 157       | -                                    | 91        | 133       | -               | 129       | 188       |
| <b>Tubacioni Fier-Kashar (seksioni i IAP)</b>                  | -            | 2,918     | 11,245    | -                                    | 103       | 146       | -               | 4,609     | 17,875    |
| <b>Interkonektori me RMV</b>                                   | -            | 1,804     | 3,344     | -                                    | 1,092     | 3,088     | -               | 2,255     | 5,449     |
| <b>Tubacioni UGS Dumrea-TAP (Kucova)</b>                       | -            | -         | 1,546     | -                                    | -         | 1,204     | -               | -         | 2,269     |
| <b>Tubacioni Tirana-Elbasan</b>                                | -            | -         | 1,047     | -                                    | -         | 837       | -               | -         | 1,256     |
| <b>Tubacioni Kashar – kufiri i Republikës (seksioni i IAP)</b> | -            | 2,918     | 11,245    | Nuk është konsideruar ne këtë skenar |           |           | -               | 4,609     | 17,875    |

*Tabela 28 - Volumet e tubacionit sipas skenarëve*

Kapacitetet mesatare vjetore për skenarët bazë, të ulët dhe të lartë janë paraqitur më poshtë:

| Kapaciteti mesatar vjetor (MWh / h)           | Skenari bazë |           |           | Skenari i ulët |           |           | Skenari i lartë |           |           |
|-----------------------------------------------|--------------|-----------|-----------|----------------|-----------|-----------|-----------------|-----------|-----------|
|                                               | 2025-2028    | 2028-2032 | 2032-2044 | 2025-2028      | 2028-2032 | 2032-2044 | 2025-2028       | 2028-2032 | 2032-2044 |
| <b>Tubacioni Vlora-TPP</b>                    | 760          | 830       | 897       | 760            | 816       | 870       | 760             | 845       | 925       |
| <b>Tubacioni Vlora-Fier</b>                   | 2,574        | 3,503     | 3,575     | 1,859          | 2,788     | 2,860     | 2,911           | 4,954     | 5,720     |
| <b>Zgjatimi te impianti fertiliz.</b>         | -            | 90        | 90        | -              | 76        | 76        | -               | 108       | 108       |
| <b>Tubacioni Durrës-Tirana</b>                | -            | 35        | 51        | -              | 30        | 43        | -               | 42        | 61        |
| <b>Tubacioni Fier-Kashar (seksioni i IAP)</b> | -            | 383       | 1,426     | -              | 39        | 56        | -               | 597       | 2,267     |

|                                                         |   |     |       |   |     |     |   |     |       |
|---------------------------------------------------------|---|-----|-------|---|-----|-----|---|-----|-------|
| Interkonektori me RMV                                   | - | 229 | 424   | - | 139 | 392 | - | 286 | 691   |
| Tubacioni UGS Dumrea-TAP (Kuçova)                       | - | -   | 1,277 | - | -   | 994 | - | -   | 1,874 |
| Tubacioni Tirana-Elbasan                                | - | -   | 341   | - | -   | 273 | - | -   | 410   |
| Tubacioni Kashar – kufiri i Republikës (seksioni i IAP) | - | 383 | 1,426 | - | -   | -   | - | 597 | 2,267 |

*Tabela 29: Kapacitetet e gazsjellësive sipas skenarëve*

**Variacioni i tarifave** në rastin e skenarëve Bazë, të ulët dhe të lartë është paraqitur në tabelën e mëposhtme:

|                                                                   | Skenari bazë |           |           | Skenari i ulët |           |           | Skenari i lartë |           |           |
|-------------------------------------------------------------------|--------------|-----------|-----------|----------------|-----------|-----------|-----------------|-----------|-----------|
| Tarifat vjetore mesatare (€ / MWh)                                | 2025-2028    | 2028-2032 | 2032-2044 | 2025-2028      | 2028-2032 | 2032-2044 | 2025-2028       | 2028-2032 | 2032-2044 |
| Terminali GNL (Project Co)                                        | €3.39        | €2.27     | €1.53     | € 4.57         | € 2.95    | € 2.36    | € 3.04          | € 1.69    | € 0.99    |
| Tubacioni Vlora - Fier (përfshirë tubacionin me TPP) (Project Co) | €0.28        | €0.30     | €0.25     | € 0.37         | € 0.38    | € 0.31    | € 0.24          | € 0.22    | € 0.17    |
| Linjat e tjera të transmetimit të Albga                           |              | €3.145    | €2.065    |                | € 6.36    | € 5.98    |                 | € 2.62    | € 1.34    |

*Tabela 30 - Tarifat sipas skenarëve*

Mund të vihet re se në rastin e skenarit me kërkesë të ulët, tarifat e gazsjellësit të Albga janë shumë të larta, duke kaluar 5 €/MWh, gjë që mund të krijojë një pengesë të konsiderueshme për shfrytëzimin e rrjetit. Në këtë rast, do të ishte i nevojshëm një rishikim domethënës i projekteve, për të përzgjedhur vetëm ato projekte që janë shumë efikase, për të çuar vlerën e tarifave në nivele të qëndrueshme.