



საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაცია
GEORGIAN OIL & GAS CORPORATION



საქართველოს ბუნებრივი გაზის გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა 2021-2030

თბილისი,
ნოემბერი, 2020 წ.

ნაშრომში ასახულია საქართველოს ბუნებრივი გაზის გადამცემი ქსელისა და დაკავშირებული ინფრასტრუქტურის განვითარების ათწლიანი გეგმა. იგი მნიშვნელოვნად განსხვავდება საქართველოს ბუნებრივი გაზის გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმების წინა (2016, 2017 2018 და 2019 წლების) რედაქციებისგან, რაც დაკავშირებულია მიმდინარე პერიოდის გამოწვევებთან, როგორცაა ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების კანონის ამოქმედებასთან და კორონა ვირუსის პანდემიასთან დაკავშირებული კრიზისისა და ეკონომიკის შემდგომი რეაბილიტაციის პერიოდის სირთულეები.

გეგმაში შეტანილია არსებითი შინაარსობრივი ცვლილებები, მათ შორის, გათვალისწინებულია ინფრასტრუქტურული პროექტების ხარჯ-სარგებლიანობის ანალიზის მეშვეობით დადასტურების მიზანშეწონილობა, ბუნებრივი გაზის გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის განხილვისა და დამტკიცების პროცედურების კანონის მოთხოვნებთან შესაბამისობაში ეტაპობრივი მოყვანის აუცილებლობა და ა.შ.

ბუნებრივი გაზის სატრანსპორტო ქსელის განვითარების ათწლიან გეგმის 2020 წლის რედაქცია შედგენილი და რედაქტირებულია საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაციის სტრატეგიული დაგეგმვისა და პროექტების დეპარტამენტის ხელმძღვანელის თეიმურაზ გოჩიტაშვილის მიერ.

დოკუმენტში გამოყენებული მასალების მოძიება-დამუშავებისა და განხილვის პროცესში აქტიურად იყვნენ ჩართული კორპორაციისა და საქართველოს გაზის ტრანსპორტირების კომპანიის მენეჯერები და სპეციალისტები: გივი ბახტაძე, არჩილ დეკანოსიძე, ომარ ოგბაიძე, დავით ციციშვილი, გიორგი გორგასლიძე, გიორგი გველესიანი, ვაჟა ხიდაშელი, თეიმურაზ ჯავახიშვილი, თამარ ზუმბულიძე, ლიანა ლომიძე, ირაკლი ჩაჩიბაია, სოფიო ლიჩელი, სერგო კირაკოსოვი, თემურ მრეგლიშვილი, მიხეილ ფარი, სულიკო ცინცაძე, იგორ ელისევი, დავით ქლიბაძე, არჩილ მარსაგიშვილი (ყველა სნგკ-დან), მიხეილ შალამბერიძე, რევაზ ჩიკაშუა, ნუგზარ დვალი, მაია მახარაშვილი, მარიამ არობელიძე, თამაზ კობიძე, მარიამ ბენდიანიშვილი, მარიამ ადუაშვილი, ბაჩუკი ზაკალაშვილი, ვაჟა გოჩიტაშვილი, ლევან წერეთელი, ომარ კასრაძე, ვლადიმერ გაფრინდაშვილი, გიორგი ჩაგელიშვილი, თემურ უგრეხელიძე (ყველა სგტკ-დან). გეგმის მომზადებისას გამოყენებულია USAID/HICD 2020 პროექტის, „ადგილობრივი ექსპერტის საკონსულტაციო დახმარება საქართველოს გაზის ტრანსპორტირების კომპანიას“ ფარგლებში მომზადებული მასალები.

დამატებითი ინფორმაციისათვის გთხოვთ მიმართოთ სნგკ-ს სტრატეგიული დაგეგმვისა და პროექტების დეპარტამენტს
ტელ: +(995 32) 2244040 (414),
ელ-ფოსტა: public@gogc.ge

შინაარსი

აბრევიატურა	4
შესავალი	5
1.1. ზოგადი დებულებები.....	5
1.2. TYNDP-სთან დაკავშირებული პროცესები და პროცედურები	7
1.3. გეგმის მომზადების მეთოდოლოგიური საფუძვლები.....	9
2. საქართველოს ბუნებრივი გაზის სექტორი.....	33
2.1. არსებული ეკონომიკური მდგომარეობა, გამოწვევები და პროგნოზები.....	33
2.2. სექტორის ზოგადი დახასიათება.....	36
2.3. სატრანზიტო და სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურა	41
2.4. გაზის მოხმარების ტენდენციები და ზრდის პროგნოზი	56
2.5. ენერგეტიკული უსაფრთხოება	68
3. ინფრასტრუქტურის განვითარება.....	82
3.1. დასრულებული სამუშაოები და მიმდინარე პროექტების სტატუსი.....	82
3.2. დაგეგმარების საანგარიშო პარამეტრები.....	84
3.3. განვითარების მოკლევადიანი პროგრამა.....	86
3.4. საშუალო- და გრძელვადიანი პერიოდის პროექტები	91
4. საინვესტიციო დანახარჯების გეგმა.....	98
4.1. საინვესტიციო პროექტების ეკონომიკური შეფასება	98
4.2. საინვესტიციო დანახარჯები.....	110
დანართები	112

აბრევიატურა

ენგ (Energy Community) - ენერგეტიკული გაერთიანება
სგტკ (GGTC) - საქართველოს გაზის ტრანსპორტირების კომპანია
სნგკ (GOGC) - საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაცია
სემეკი - საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი
ეროვნული კომისია
BAU - ბიზნესის ტრადიციული გზით განვითარება (Business As Usual)
ISO - დამოუკიდებელი გადამცემი სისტემის ოპერატორი
NG - კომპრესირებული ბუნებრივი გაზი
ENPV – ეკონომიკური წმინდა მიმდინარე ღირებულება
EWGP - აღმოსავლეთ-დასავლეთის (მაგისტრალური) გაზსადენების სისტემა
HHI - ჰერფინდალ-ჰირშმანის ინდექსი
LNG - გათხევადებული ბუნებრივი გაზი
MCR - ბაზრის კონცენტრაციის კოეფიციენტი
NSGP - ჩრდილოეთ-სამხრეთის (მაგისტრალური) გაზსადენების სისტემა
TYNDP-გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა
SCP - სამხრეთ კავკასიური მილსადენი (ბაქო-თბილისი-ერზრუმის გაზსადენი)
SCPX - სამხრეთ კავკასიური მილსადენის გაფართოების პროექტი
SOCAR - აზერბაიჯანის რესპუბლიკის ნავთობის სახელმწიფო კომპანია
TANAP - ტრანსანატოლიური მილსადენის პროექტი
TAP - ტრანსადრიატიკული მილსადენის პროექტი
TNO - გადამცემი ქსელის მესაკუთრე
USAID - აშშ-ის საერთაშორისო განვითარების სააგენტო
WS - მილსადენის „თეთრი ნაკადი“ პროექტი

1. შესავალი

1.1. ზოგადი დებულებები

ბუნებრივი გაზის გადამცემი ქსელის განვითარების გეგმა მომზადებულია: ქვეყნის ევროკავშირთან ასოცირების შეთანხმების ფარგლებში შემუშავებული ეროვნული სამოქმედო გეგმისა და ენერგეტიკული კანონმდებლობის ჰარმონიზაციისა და უსაფრთხოების უზრუნველყოფის მიზნით განსახორციელებელი საერთაშორისო ვალდებულებების გათვალისწინებით.

გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის (TYNDP) მიზანია უზრუნველყოს ბუნებრივი გაზით მომხმარებელთა გარანტირებული მომარაგება დღეისათვის და, გრძელვადიან პერსპექტივაში, ქვეყნის შიგა, ტრანსსასაზღვრო და სატრანზიტო ინფრასტრუქტურის რეაბილიტაცია-განვითარებისა და სტაბილური ფუნქციონირების მეშვეობით, ხელი შეუწყოს ადგილობრივი და რეგიონული ბაზრის ფორმირებას ევროპული ენერგეტიკული კანონმდებლობის საფუძველზე.

TYNDP-ს დანიშნულებაა:

- წარმოადგინოს ინვესტიციების დაგეგმვის სტრუქტურული და წინმსწრები პროცესი, რათა უზრუნველყოს ქსელის ადეკვატური შესაძლებლობები მომხმარებელთა მოთხოვნის შესაბამისად, მიწოდების გარანტირებული უსაფრთხოების პირობებში;
- უზრუნველყოს განვითარების ყველაზე რაციონალური გეგმის მომზადება და დაგეგმილი პროექტების რეალიზაციის ფორმალიზება საწყისი ეტაპიდან, გაამარტივოს მონიტორინგი;
- უზრუნველყოს პროცესის საჯაროობა და დაინტერესებული მხარეების ჩართულობა, გაზარდოს მათი პასუხისმგებლობა და დაგეგმვის პროცესის კოორდინაცია;
- უზრუნველყოს ინვესტიციების ოპტიმიზაცია თვისობრივ ანალიზსა და რაოდენობრივ შეფასებებზე (დანახარჯებისა და სარგებლის და მრავალკრიტერიული ანალიზის ანალიზის შედეგებზე) დაყრდნობით.

სამშენებლო-სარეაბილიტაციო სამუშაოები (პროექტები) ხასიათისა და დანიშნულების მიხედვით პირობითად 4 კატეგორიად არის დაყოფილი:

- პროექტები რომელთა მიზანია ქვეყნის ერთიანი გაზმომარაგების სისტემის დივერსიფიკაცია და მისი სისტემური საიმედოობის ამაღლება;
- პროექტები რომელთა მიზანია ქვეყნის ყველა რეგიონისა და განვითარებადი სამრეწველო-ეკონომიკური ზონების გარანტირებული გაზმომარაგებით უზრუნველყოფა;
- სარეაბილიტაციო სამუშაოები (პროექტები), რომელთა მიზანია მაგისტრალური გაზსადენის ცალკეული მონაკვეთებისა და მოწყობილობის ფუნქციონირების ტექნოლოგიური საიმედოობის ამაღლება;
- სარეაბილიტაციო სამუშაოები (პროექტები), რომელთა მიზანია მაგისტრალური გაზსადენების სისტემის ფუნქციონირების საიმედოობის ამაღლება.

გეგმა განსაზღვრავს მომავალ 10 წელიწადში რეაბილიტაციისა და რეკონსტრუქციისათვის განკუთვნილ ან ასაშენებელ ინფრასტრუქტურულ პროექტებს, შეიცავს დეტალურ ინფორმაციას 2021 წლის დაფინანსებით უზრუნველყოფილი პროექტების შესახებ და ახდენს შემდგომი 2 წლის განმავლობაში განსახორციელებელი სხვა საინვესტიციო პროექტების იდენტიფიკაციას, შეიცავს გრძელვადიანი პერიოდის საინვესტიციო პროექტების დროის მიხედვით განაწილებულ რეალიზაციის ინდიკატორულ გეგმას.

ათწლიან გეგმაში შესული პროექტების პრიორიტეტული განაწილებისათვის დროის მიხედვით, ძირითადად გათვალისწინებულია შემდეგი კრიტერიუმები:

- დაზიანებული და მწყობრიდან გამოსული ინფრასტრუქტურა რომელიც დაუყოვნებლივ აღდგენას მოითხოვს, ან ინფრასტრუქტურა რომელთა შემდგომი ექსპლუატაცია საფრთხის შემცველია, არასათანადო ტექნიკური საიმედოობით ან არასაკმარისი გამტარუნარიანობით ხასიათდება;
- ახალი ან აღდგენა-რეკონსტრუქციისათვის განკუთვნილი ინფრასტრუქტურის პოტენციური ზეგავლენა ქვეყნის (რეგიონის) ეკონომიკურ ზრდასა და მოსახლეობის კეთილდღეობაზე, ბუნებრივ და სოციალურ გარემოზე;
- დაგეგმილი ინფრასტრუქტურის წვლილი ქვეყნისა და საერთაშორისო ენერგეტიკულ უსაფრთხოების უზრუნველყოფაში.

წარმოდგენილი ათწლიანი გეგმის მიხედვით რეალიზაციისათვის განკუთვნილი ან ინიცირებული სატრანსპორტო, აგრეთვე დამხმარე ინფრასტრუქტურის პროექტები დროის მიხედვით განაწილებულია 3 ეტაპად:

1. 2021 წელს სარეალიზაციოდ განკუთვნილი, დაფინანსებით უზრუნველყოფილი პროექტები;
2. 2022-2023 წლებში განსახორციელებელი საშუალოვადიანი პერიოდის ინფრასტრუქტურული პროექტები, რომელთა ინვესტიციებით უზრუნველყოფის წყაროები იდენტიფიცირებულია;
3. 2024-2030 წლების და შემდგომი პერიოდის პერსპექტიული ინფრასტრუქტურული პროექტები, მათი რეალიზაციის დროის მიხედვით განაწილებული ინდიკატორული გეგმა და დაფინანსების შესაძლო წყაროები.

2021-2030 წლების გეგმის საფუძვლად აღებულია კორპორაციის მიერ მომზადებული 2016-2025, 2017-2026, 2019-2028 და 2020-2029 წლების საქართველოს ბუნებრივი გაზის სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურის განვითარების ათწლიანი გეგმები. გეგმის ახალ, რედაქციაში შეტანილია მნიშვნელოვანი ცვლილებები, რაც ძირითადად დაკავშირებულია მიმდინარე პერიოდის გამოწვევებთან, კერძოდ, ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების ახალი კანონით დაწესებული განცალკევების სავალდებულო პირობებთან დაკავშირებული ბაზრის ცვლილებებით განპირობებული სტრუქტურისათვის მზადების გარდამავალი პერიოდის სირთულეებით. აგრეთვე, კორონა ვირუსის პანდემიით გამოწვეულ კრიზისითა და ეკონომიკის მოსალოდნელი მკვეთრი დადმასვლით განპირობებულ ენერგეტიკის სექტორში მომუშავე კომპანიების შემოსავლების სავარუდო შემცირებით, რაც მათი საინვესტიციო

შესაძლებლობების მნიშვნელოვან შემცირებას გამოიწვევს. აგრეთვე, პირველად ახალი რედაქციის მომზადებისას, გათვალისწინებულია TYNDP მომზადების ერთ-ერთი ძირითადი პრინციპი, დაინტერესებული მხარეების მაქსიმალური ჩართულობის აუცილებლობის შესახებ გადაწყვეტილების მომზადებაში საწყის ეტაპზე ყველა ნიუანსის გათვალისწინების მიზნით და საბოლოო ჩამოყალიბებაში მომზადებული პროექტის განხილვისა და დამტკიცების ეტაპზე.

1.2. TYNDP-სთან დაკავშირებული პროცესები და პროცედურები

საქართველოსა და ევროკავშირის შორის ასოცირების შეთანხმებისა და ასოცირების დღის წესრიგის ფარგლებში, ენერგეტიკა წარმოადგენს პრიორიტეტულ მიმართულებას. ასოცირების ხელშეკრულების ფარგლებში ენერგეტიკულ გაერთიანებაში გაწევრიანებით საქართველო ვალდებულია დაუახლოვოს ქვეყნის ენერგეტიკული კანონმდებლობა გაერთიანების კანონმდებლობას, რაც მოიცავს, აგრეთვე, ბუნებრივი გაზის სექტორის მარეგულირებელ საკანონმდებლო აქტებსა და მათ იმპლემენტაციას ადგილობრივ ბაზარზე. ვალდებულების თანახმად, საქართველომ უნდა უზრუნველყოს ბუნებრივი გაზის სატრანსპორტო ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის მომზადება ევროპული კანონმდებლობის შესაბამისად და წარდგენა, რაც წარმოადგენს TYNDP-ის მომზადების ძირითად ფორმალურ საფუძველს, საქართველოს კანონმდებლობასთან ერთად.

TYNDP-ის მომზადებისას გამოყენებულია ევრორეგულაციის 347/2013 „გზამკვლევი ევროპის ენერგეტიკული ინფრასტრუქტურის შესახებ“ მიერ რეკომენდებული სტრუქტურა, კერძოდ გაანალიზებულია ბუნებრივ გაზზე ბაზრის მოთხოვნა-მიწოდების პროგნოზი, მონაცემები არსებული და უკვე დაგეგმილი ინფრასტრუქტურის შესახებ, მათი ფინანსური და ეკონომიკური კრიტერიუმებით შეფასების შედეგები და ა.შ. გამოყენებულია, აგრეთვე, **USAID HICD 2020¹** პროექტის რეკომენდაციათა პაკეტი საქართველოს ბუნებრივი გაზის გადამცემი ქსელის განვითარების მიმართულებით საქმიანობის გაუმჯობესების მიზნით.

გეგმა ითვალისწინებს ბაზრის მოთხოვნა-მიწოდების პროგნოზს 2030 წლამდე პერიოდისათვის. მოდელირების დროს განხილულია ქვეყნის ეკონომიკური და სოციალური განვითარების სავარაუდო სცენარები, მსგავსად ევროპაში ადაპტირებული მეთოდოლოგიისა².

კანონის თანახმად TYNDP-ს ამზადებს დამოუკიდებელი სისტემის ავტორიზებული ოპერატორი (ISO), ქსელის მესაკუთრესთან (TNO) კოორდინაციით და ყველა დაინტერესებული მხარის ჩართულობით (დეტალებისათვის იხილეთ დანართი 1, ბუნებრივი გაზის ბაზრის მიმდინარე და

¹ USAID/საქართველოს ადამიანური და ინსტიტუციური შესაძლებლობების განვითარების პროექტი, HICD 2020

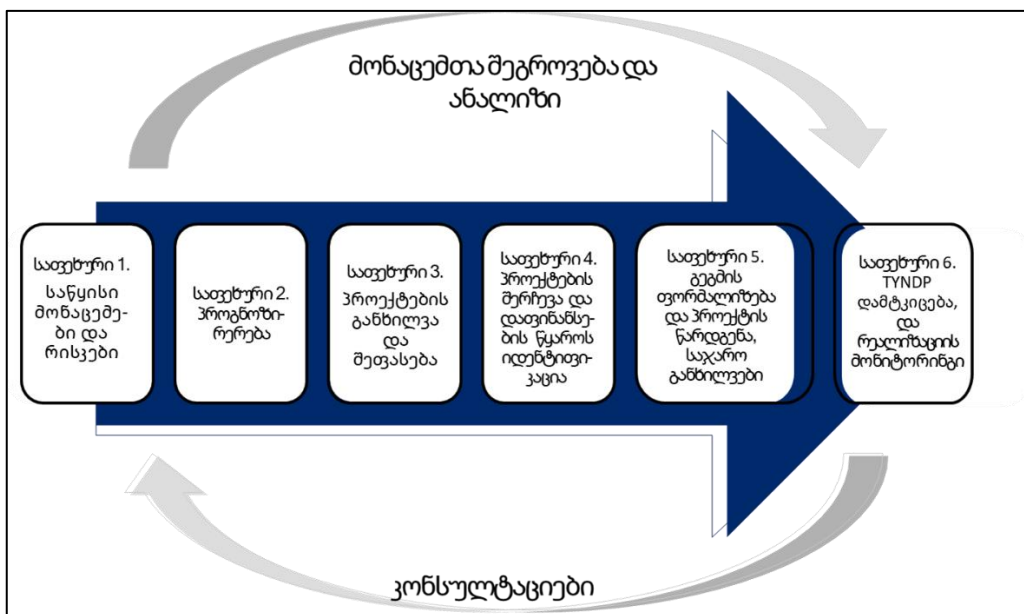
² ENTSG and the TYNDP process, ENTSG, 08/02/2016

სამომავლო სტრუქტურა, ფუნქციების გადანაწილება ძირითად მონაწილეთა შორის).

დამოუკიდებელი სისტემის ოპერატორი პასუხისმგებელია გეგმის რეალიზაციაზე, ხოლო გადამცემი ქსელის მესაკუთრე ((TNO) პასუხისმგებელია გეგმით გათვალისწინებული ინვესტიციების დაფინანსებაზე.

TYNDP-ის მომზადების პროცესი განხორციელებულია შემდეგი ძირითადი ეტაპების მიხედვით:

- საწყისი მონაცემების მოძიება, კონსულტაციები დაინტერესებულ მხარეებთან;
- სისტემის აღწერა და სუსტი მხარეების გამოვლენა;
- პრობლემების (რისკების) განსაზღვრა;
- პროგნოზირება;
- პრობლემების აღმოფხვრის ალტერნატივები;
- გადაწყვეტილების (პროექტების) შერჩევა;
- პროექტ(ებ)ის დასაბუთება (ხარისხობრივი და/ან დანახარჯებისა და სარგებლიანობის შეფასება);
- დაფინანსების წყაროების იდენტიფიკაცია;
- გეგმის პროექტის წარდგენა განხილვისათვის;
- პროექტის საჯარო განხილვები;
- გეგმის კორექტირება (საჭიროების შემთხვევაში) და დამტკიცება.



ნახაზი 1.1. TYNDP-ის მომზადებისა და რეალიზაციის ძირითადი ეტაპები

კანონის თანახმად გეგმა განიხილება სემეკის მიერ ყველა დაინტერესებულ მხარესთან კონსულტაციის გათვალისწინებით, რომელიც, საჭიროების შემთხვევაში, შეიმუშავებს რეკომენდაციებს სამინისტროსათვის გეგმაში აუცილებლად შესატანი ინფრასტრუქტურული პროექტების შესახებ.

გეგმას ამტკიცებს ეკონომიკისა და მდგრადი განვითარების სამინისტრო, ხოლო რეალიზაციის მონიტორინგს ახორციელებენ სამინისტრო და სემეკი, შესაბამისი კომპეტენციის ფარგლებში.

გარდამავალ ეტაპზე, სავარაუდოდ, სამინისტრო დაამტკიცებს მოკლევადიან საინვესტიციო პროგრამას, რომელიც აისახება სნგკ-ს დამდეგი პერიოდის ბიზნეს გეგმაში და სავალდებულო გახდება რეალიზაციისათვის.

1.3. გეგმის მომზადების მეთოდოლოგიური საფუძვლები **სამართლებრივი საფუძვლები**

საქართველოს პარლამენტის მიერ 2017 წლის აპრილში რატიფიცირებული ენერგეტიკულ გაერთიანებასთან მიერთების პროტოკოლით, დადგენილია ევროკავშირის კანონმდებლობის იმპლემენტაციის ვალდებულება, რაც, სხვა მოთხოვნებთან ერთად, მოიცავს საქართველოს კანონმდებლობაში გაზის სექტორის მარეგულირებელი შემდეგი ძირითადი დირექტივებისა და წესების ადაპტირებული ვერსიების ასახვას:

- დირექტივა 2009/73 ბუნებრივი გაზის შიგა ბაზრის მოწყობის წესების შესახებ;
- დირექტივა 2004/67/EC ბუნებრივი გაზის მიწოდების უსაფრთხოების ღონისძიებების შესახებ;
- რეგულაცია No 715/2009 ბუნებრივი გაზის ქსელზე დაშვების პირობები.

ბუნებრივი გაზის შიდა ბაზრის მოწყობის წესების შესახებ დირექტივის 22-ე მუხლი მოითხოვს ყოველწლიურად TYNDP-ს პროექტის მომზადებას, კონსულტაციების გავლის შემდეგ ყველა დაინტერესებულ მხარესთან და წარდგენას.

დირექტივის მიხედვით TYNDP-ის მიზანია:

- გააცნოს ბაზრის მოთამაშეებს მომავალ 10 წელიწადში განახლებისათვის განკუთვნილი ან ასაშენებელი გადაცემის ყველა ინფრასტრუქტურული პროექტი;
- მიუთითოს ინფორმაცია უკვე გადაწყვეტილი ინვესტიციების შესახებ;
- იდენტიფიცირება გააკეთოს უახლოესი 3 წლის განმავლობაში განსახორციელებელი საინვესტიციო გადაწყვეტილებების შესახებ;
- მოამზადოს ყველა საინვესტიციო პროექტის დროის მიხედვით რეალიზაციის გეგმა.

ქსელის განვითარების 10 წლიანი გეგმის შემუშავების დროს, უნდა გაკეთდეს გონივრული ვარაუდი წარმოების განვითარების, მიწოდების, მოხმარებისა და სხვა ქვეყნებთან ბუნებრივი გაზის გაცვლის შესახებ, რეგიონული და ენერგეტიკული გაერთიანების ფარგლებში გადამცემი ქსელების, ასევე, გაზის შენახვისა და გათხევადებული ბუნებრივი აირის საწარმოთა საინვესტიციო გეგმების გათვალისწინებით.

ევროპული კანონმდებლობის ძირითადი პრინციპები ასახულია ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების შესახებ საქართველოს კანონში. TYNDP-ის მომზადებასთან დაკავშირებული მთავარი დებულებები კანონის 53-ე (გადამცემი ქსელის განვითარება და საინვესტიციო გადაწყვეტილებები) და 159-ე (ბუნებრივი გაზის მიწოდების უსაფრთხოების ზომები) მუხლებშია მოცემული, რომლებიც თავის მხრივ იმეორებენ #2009/73 დირექტივისა (ბუნებრივი გაზის შიდა ბაზრის მოწყობის წესების შესახებ) და 2004/67/EC დირექტივის (ბუნებრივი გაზის მიწოდების უსაფრთხოების ღონისძიებების შესახებ) ძირითად პრინციპებს, ამ საკითხებთან მიმართებაში.

კანონის 53-ე მუხლის თანახმად:

- გადამცემი სისტემის ოპერატორი ყოველწლიურად, შეიმუშავებს/განახლებს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიან გეგმას, რომელიც მიწოდებისა და მოთხოვნის არსებულ და საპროგნოზო მაჩვენებლებს უნდა ეფუძნებოდეს. გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა უნდა მოიცავდეს ეფექტიან ზომებს გადამცემი ქსელისა და მიწოდების უსაფრთხოების ადეკვატურობის უზრუნველსაყოფად.
- გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა შეიცავს:
 - ა) ინფორმაციას ბუნებრივ გაზზე არსებული და საპროგნოზო მოთხოვნისა და მიწოდების შესახებ;
 - ბ) ინფორმაციას ბუნებრივი გაზის შიდა საპროგნოზო წარმოებისა და ტრანსსასაზღვრო გადადინების შესახებ;
 - გ) ინფორმაციას გადამცემი ქსელის იმ ძირითადი ინფრასტრუქტურის შესახებ, რომელიც მომდევნო 10 წლის განმავლობაში უნდა აშენდეს ან გაუმჯობესდეს;
 - დ) ინფორმაციას გადაწყვეტილი ინვესტიციების და იმ ახალი ინვესტიციების შესახებ, რომლებიც მომდევნო 3 წლის განმავლობაში უნდა განხორციელდეს;
 - ე) კონკრეტულ ვადებს საინვესტიციო პროექტების განხორციელებისთვის;
 - ვ) ინფორმაციას წარმოების ახალი ობიექტების ქსელში ინტეგრირების შესახებ;
- გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის შემუშავებისას გონივრულობის ფარგლებში განხილულ უნდა იქნეს ვარაუდები (დაშვებები) ბუნებრივი გაზის წარმოების, მიწოდების, მოხმარებისა და ტრანსსასაზღვრო გადადინების შესაფასებლად, მიმდებარე ქსელების, ბუნებრივი გაზის საცავისა და გათხევადებული ბუნებრივი გაზის მოწყობილობების საინვესტიციო გეგმების გათვალისწინებით.
- გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიან გეგმაში აისახება სახელმწიფოს ენერგეტიკული პოლიტიკით გათვალისწინებულ ქსელის სტრატეგიული განვითარების სამიზნე მაჩვენებლები და ტრანსსასაზღვრო და ადგილობრივი მნიშვნელობის პროექტები.

კანონის 159-ე მუხლი განსაზღვრავს ბუნებრივი გაზის მიწოდების უსაფრთხოების ნორმებს და მოითხოვს დაცული მომხმარებლისთვის ბუნებრივი გაზის მიწოდების უზრუნველყოფას სულ მცირე შემდეგ შემთხვევებში:

- ✓ 7-დღიან პიკურ პერიოდში არსებული უკიდურესი ტემპერატურის შემთხვევაში, რომელიც, სტატისტიკური ალბათობის მიხედვით, ყოველ 20 წელიწადში ერთხელ ვლინდება;
- ✓ არანაკლებ 30-დღიან პერიოდში ბუნებრივ გაზზე განსაკუთრებულად მაღალი მოთხოვნის შემთხვევაში, რომელიც, სტატისტიკური ალბათობის მიხედვით, ყოველ 20 წელიწადში ერთხელ ვლინდება;
- ✓ ზამთრის ჩვეულებრივ პირობებში არანაკლებ 30-დღიანი პერიოდის განმავლობაში გაზის ყველაზე მსხვილი ინფრასტრუქტურის მწყობრიდან გამოსვლის შემთხვევაში.

დადგენილია, აგრეთვე, ბუნებრივი გაზის მიწოდების უსაფრთხოებისთვის მნიშვნელოვანი რისკების შეფასების მიზანშეწონილობა და მათი შემცირების ღონისძიებების განსაზღვრა, მათ შორის, ბუნებრივი გაზის მიწოდების შეფერხების სავარაუდო სცენარების მოდელირება ბუნებრივ გაზზე განსაკუთრებულად მაღალი (პიკური) მოთხოვნის, ძირითადი ინფრასტრუქტურის მწყობრიდან გამოსვლის ან ბუნებრივი გაზის მიწოდების წყაროს გაუქმების შემთხვევებისთვის.

კონსულტაციები დაინტერესებულ მხარეებთან

TYNDP-ის მომზადების ერთ-ერთი უმნიშვნელოვანესი პრინციპია დაინტერესებულ მხარეთა მაქსიმალური მონაწილეობა კონსულტაციებში ინფორმაციის მოძიებისა და გადაწყვეტილების მომზადებაში საწყის ეტაპზე ყველა ნიუანსის შეძლებისდაგვარად გათვალისწინების მიზნით და მომზადებული TYNDP-ის პროექტის საჯარო განხილვისა და დამტკიცების ეტაპზე.

საწყის ეტაპზე დაინტერესებული მხარეთა ჩართულობა უზრუნველყოფს ობიექტური საწყისი მონაცემების შეგროვებასა და მათი ინტერესების მაქსიმალურ გათვალისწინებას.

დაინტერესებული მხარეები შეიძლება იყვნენ ფიზიკური პირები, ჯგუფები, კომპანიები ან ორგანიზაციები:

- რომელთა ინტერესსა და საქმიანობაზე ზეგავლენას ახდენს ან შეიძლება, მოახდინოს ქსელის განვითარების გეგმით გათვალისწინებული პროექტების რეალიზაციამ;
- რომლებიც ფლობენ TYNDP-ის მომზადებისა და განხორციელებისათვის საჭირო ინფორმაციას, რესურსებსა და გამოცდილებას;
- რომლებიც ჩართული არიან TYNDP -ის განხილვისა და დამტკიცების პროცედურებში და დაგეგმილი პროექტების განხორციელებაში

საქართველოს პირობებში დაინტერესებულ მხარეებად შეიძლება ჩაითვალოს: გაზის მომწოდებლები, სადისტრიბუციო კომპანიები და მსხვილი

მომხმარებლები (თეს-ები, ცემენტის და ქიმიური ქარხნები და ა.შ.), სემეკი, ჩართული სამინისტროები, მუნიციპალიტეტები რომელთა ტერიტორიაზე იგეგმება პროექტის განხორციელება, მომიჯნავე ინფრასტრუქტურის მფლობელები (ოპერატორები), მიწის მესაკუთრეები და ა.შ.

ეფექტური შედეგების მიღწევის მიზნით, როგორც წესი, ხდება საჯარო კონსულტაციების წინასწარი დაგეგმვა. პროცესი შემდეგ ეტაპებს მოიცავს:

- დაინტერესებულ მხარეთა გავლენისა და ინტერესის იდენტიფიცირება (დაინტერესებულ მხარეთა მატრიცის მომზადება - იხ. ნახაზი)³;
- კონსულტაციის დაგეგმვა, მეთოდების შერჩევა (პირისპირ კონსულტაციები, წერილობითი ინფორმაციის გაცვლა);
- საკონსულტაციო შეხვედრები ან წერილობითი ინფორმაციის მიღება;
- მიღებული ინფორმაციის ანალიზი და რეკომენდაციების შემუშავება;
- კონსულტაციის შემაჯამებელი დოკუმენტის მომზადება (დაერთვება გეგმის საბოლოო რედაქციას).

ინტერესი / გავლენა	მცირე ზეგავლენა	დიდი ზეგავლენა
დაბალი ინტერესი		
მაღალი ინტერესი		

ნახაზი 1.2. დაინტერესებულ მხარეთა მატრიცა

დაინტერესებულ მხარეთა გავლენისა და ინტერესების გათვალისწინებით ხდება კომუნიკაციის ფორმისა და მეთოდების შერჩევა. ინფორმაციის ხარისხის, დროისა და რესურსების ოპტიმიზაციის მიზნით რეკომენდებულია ორგანიზებულ იქნეს:

- ✓ საჯარო განხილვები - დაბალი ინტერესისა და მცირე ზეგავლენის მქონე მხარეებისათვის;
- ✓ გამოკითხვა და/ან პანელური დისკუსია - მაღალი ინტერესის მაგრამ მცირე ზეგავლენის მქონე მხარეებისათვის;
- ✓ დეტალური კითხვარი - მნიშვნელოვანი ზეგავლენის მაგრამ დაბალი ინტერესის მქონე მხარეებისათვის;

³ დაინტერესებულ მხარეთა გავლენისა და ინტერესების იდენტიფიცირება ძალიან სასარგებლოა მათი რანჟირებისა (პრიორიტეტულობის მიხედვით) და ადექვატური კითხვარის მომზადებისათვის

- ✓ კონსულტაციები⁴, ინტერვიუები, დეტალური ინფორმაციის გაცვლა - მაღალი ინტერესისა და დიდი ზეგავლენის მქონე დაინტერესებული მხარეებისათვის.

დაინტერესებულ მხარეებთან კომუნიკაციის პროცესის მაკოორდინირებელი ორგანო TYNDP-ის პირველ (მოსამზადებელ) ეტაპზე გადმცემი სისტემის ოპერატორია (სგტკ), მეორე (TYNDP-ის პროექტის განხილვის) ეტაპზე - სემეკი.

დაინტერესებულ მხარეებთან კომუნიკაციის (კონსულტაციების) დასრულების შემდგომ მზადდება შემაჯამებელი ანგარიში მიღებული შედეგების შესახებ, რომელიც თან დაერთვება დასამტკიცებლად წარდგენილ TYNDP-ს (იხ. დანართი).

დაინტერესებული მხარე	კონსულტაციის მეთოდი	პასუხების შეჯამება	კომენტარი
დაინტერესებული მხარის დასახელება და წარმომადგენლის საკონტაქტო ინფორმაცია	მაგ.: პირისპირ (დისტანციური) შეხვედრა, წერილობითი კომუნიკაცია, თარიღების და სხვა დეტალების მითითებით	სისტემატიზირებული წერილობით პასუხები ან კონსულტაციის პროცესში მიღებული ინფორმაცია	მიღებული ინფორმაციის ანალიზი და რეკომენდაცია TYNDP-ში გასათვალისწინებლად

ნახაზი 1.3. კონსულტაციების შემაჯამებელი დოკუმენტი

პროგნოზირების მეთოდოლოგია

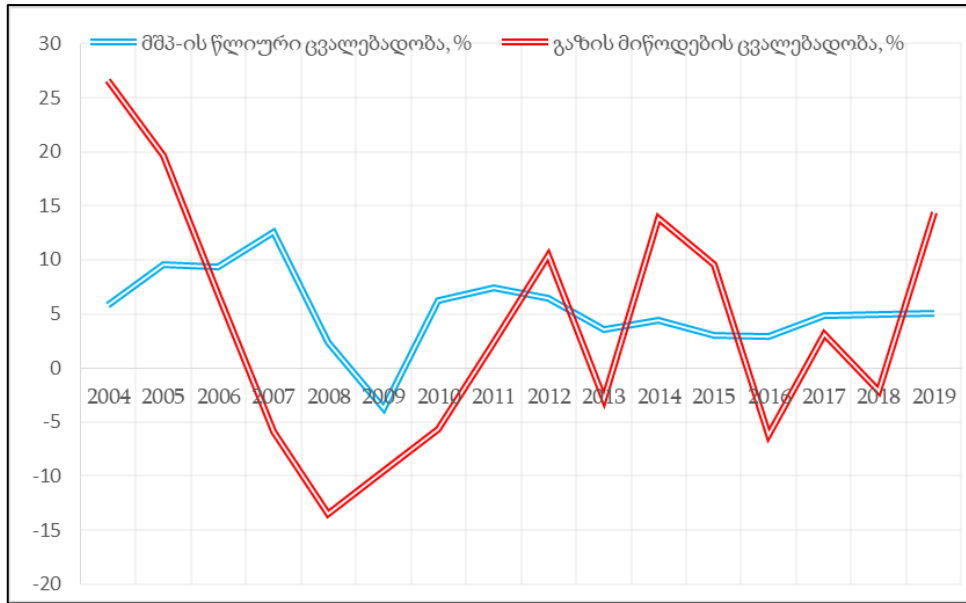
კანონის მოთხოვნის თანახმად გადამცემი ქსელის განვითარების გეგმა უნდა ეფუძნებოდეს მიწოდებისა და მოთხოვნის არსებულ და საპროგნოზო მაჩვენებლებს, რომელთა განსაზღვრისათვის გამოიყენება პროგნოზირების სხვადასხვა მეთოდები.

ქვეყნის მაკროეკონომიკურ განვითარებაზე დაფუძნებული *პროგნოზირების „ზემოდან ქვემოთ“ („Top Down” Methodology) მეთოდოლოგია*, ითვალისწინებს ენერგიის მოთხოვნაზე ქვეყნის მთლიანი შიდა პროდუქტის - მშპ (ე.ი. ქვეყნის ეკონომიკური ზრდის) ცვალებადობის გავლენის ანალიზის შედეგებს.

საქართველოში, მაგალითად, ბუნებრივი გაზის მოხმარების დინამიკა ასახავს ქვეყანაში ეკონომიკური ზრდის საერთო ტენდენციას (იხ. ნახაზი). თუმცა, ენერგიის მოხმარება ზოგადად, მშპ-ს გარდა სხვა ფაქტორებზეც არის

⁴ საჯარო კონსულტაცია შეიძლება გაიმართოს შეხვედრის ან/და ელექტრონული ფორმატით

დამოკიდებული, რაც საანგარიშო პარამეტრების გაზნევას განაპირობებს გაქტობრივ მონაცემებთან შედარებით.



ნახაზი 1.4. ბუნებრივი გაზის მოხმარების დამოკიდებულება მშპ-ს ცვალებადობაზე

პროგნოზირებისათვის, როგორც წესი, განიხილება ქვეყნის ეკონომიკური ზრდის რამდენიმე ვარიანტი, მათ შორის:

ა) საბაზისო, რომელიც ითვალისწინებს ქვეყნის ეკონომიკის ცვალებადობის სამთავრობო ან საერთაშორისო საფინანსო ორგანიზაციების ყველაზე უფრო სავარაუდო პროგნოზს.

ამასთან, ბუნებრივი გაზის მოთხოვნის პროგნოზირებისათვის, გათვალისწინებულ იქნება რეგრესიული ანალიზის (იხ. დანართი: რეგრესიული ანალიზი) შედეგად დადგენილი კორელაციური კავშირი უკანასკნელი პერიოდის ქვეყნის ეკონომიკური განვითარების ტენდენციასა (რეალური მშპ-ს ცვალებადობას აშშ დოლარებში) და ენერგიის ისტორიულ მოთხოვნას შორის.

ბ) ოპტიმისტური, რომელიც ითვალისწინებს ქვეყნის ეკონომიკის დაჩქარებულ განვითარებას ბაზისურთან შედარებით ;

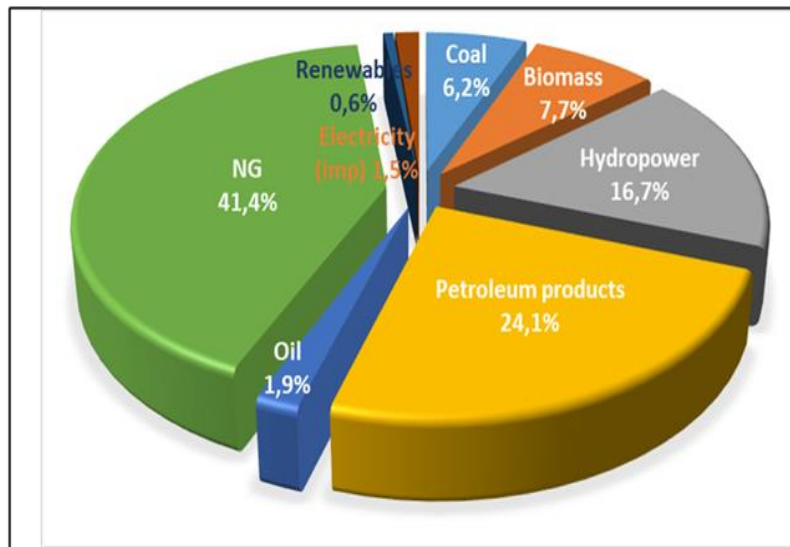
გ) პესიმისტური, რომელიც განიხილავს ქვეყნის ეკონომიკის განვითარებას ბაზისურთან შედარებით უფრო შენელებული ტემპით.

რეალური მშპ-ს პროგნოზირებისათვის გამოყენებულია სავალუტო ფონდის 2020 წლის მაისის პროგნოზი, საქართველოს ეროვნული ბანკის 2020 წლის აგვისტოს შესწორებით.

შერჩეულ ცვლადებს შორის სუსტი კორელაციური კავშირის დადგენის შემთხვევაში, მიზანშეწონილია უფრო ღრმა ანალიზის ჩატარება, რისთვისაც გათვალისწინებულ იქნება ცდომილებების მაპროვიცირებელი პარამეტრების ზეგავლენა. ენერგიის მოთხოვნის პროგნოზირებისას, ასეთი პარამეტრები შეიძლება იყოს ცვალებადი ინფლაციის, მოსახლეობის რიცხოვნობისა და

ენერგოინტენსივობის, აგრეთვე, საძიებელ სიდიდეზე მნიშვნელოვანი ზემოქმედების მქონე სხვა პარამეტრების ცვალებადობის სავარაუდო ტენდენცია განსახილველ პერიოდში. ინფლაციის მაჩვენებლად მიზანშეწონილია აღებულ იქნეს მთავრობის მიერ განსაზღვრული წლიური სამიზნე ნორმა (3%). მოსახლეობის სავარაუდო ზრდა აიღება დაახლოებით 0,1 % 2020 წლის 3,723 მილიონიდან. ენერგოინტენსივობის ცვლილება ითვალისწინებს ქვეყნის სავალდებულო სამიზნე მაჩვენებლებს 2020-2030 წლებისათვის⁵.

მიღებულია დაშვება, რომ ბუნებრივი გაზის წილი მთლიანი პირველადი ენერგეტიკული რესურსების (TPES) ბალანსში დაახლოებით 40-43 %-ია (იხ. ნახაზი)⁶ და უცვლელად იქნება შენარჩუნებული მთელი საანგარიშო პერიოდის განმავლობაში.



ნახაზი 1.5. პირველადი რესურსების წილი 2019 წლის ჯამურ ენერგეტიკულ ბალანსში

პროგნოზირების მეთოდოლოგია „ქვემოდან ზევით“ (Bottom Up Methodology)
ეფუძნება გაზის ძირითადი მომხმარებელი სექტორების (საქართველოში: ენერგეტიკის, საყოფაცხოვრებო და კომერციული სექტორები) მოთხოვნის ზრდის პროგნოზს.

ანალიზის დროს, სხვადასხვა სექტორისათვის შეიძლება გამოყენებულ იქნეს პროგნოზირების განსხვავებული მეთოდოლოგია. პრიორიტეტი ენიჭება დაინტერესებულ მხარეებთან კონსულტაციების შედეგად მიღებულ ინფორმაციას, დეტალურ ანალიზსა (თუ ეს შესაძლებელია) და ლოგიკური შედეგების პროგნოზირებას. სხვა შემთხვევებში გამოიყენება პროგნოზირების ალბათური და/ან სტატისტიკური მეთოდები.

⁵ალტერნატივად შეიძლება გამოყენებულ იქნეს EIA-ს დაშვება, რომ განვითარებადი ეკონომიკის ქვეყნებში პროდუქციის ენერგოინტენსივობა წლიურად დაახლოებით 3-3,3 %-ით მცირდება.

⁶ შედარებისათვის: ბუნებრივი გაზის წილი მთლიან ენერგეტიკულ ბალანსში დსთ-ს ქვეყნებში 50-55 %-ის, ხოლო სამხრეთ-აღმოსავლეთ ევროპის ქვეყნებში 30-35 %-ის ფარგლებში ცვალებადობს

საყოფაცხოვრებო სექტორისათვის, როგორც წესი, გამოიყენება ქვეყნის რეგიონების გაზიფიკაციისა და გამანაწილებელი კომპანიებისა და პირდაპირი მომხმარებლების მიერ მოწოდებული ინფორმაცია, უპირატესად გამოკითხვის შედეგები (თუმცა, არა მხოლოდ).

სტატისტიკური ინფორმაციის ანალიზი აჩვენებს ქვეყნის საყოფაცხოვრებო სექტორის მოხმარების უწყვეტად მზარდ ტენდენციას უკანასკნელი წლების განმავლობაში, რაც დაკავშირებულია მოსახლეობის ცხოვრების დონის ამაღლებასთან და ქვეყნის რეგიონების გაზიფიკაციის სახელმწიფო პროგრამის რეალიზაციასთან.

გათვალისწინებულია, რომ საქართველოს მთავრობის გადაწყვეტილებით, რეგიონების გაზიფიკირების პროგრამა გაგრძელებულია 2024 წლამდე, სექტორში გაზზე მოთხოვნის შედარებით ინტენსიური ზრდით ამ პერიოდში; შემდგომში კი გაზის მოხმარების ზრდა გაგრძელდება კონსერვატიული ტრენდით, რაც დაკავშირებული იქნება მოსახლეობის საცხოვრებელი პირობების რუტინულ გაუმჯობესებასთან.

ენერგეტიკულ სექტორში გაზის მოთხოვნის პროგნოზირებისათვის მიზანშეწონილია გამოყენებულ იქნეს საქართველოს ეკონომიკისა და მდგრადი განვითარების მინისტრის ბრძანებით დამტკიცებული გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმით განსაზღვრული პროგნოზი ელენერგიის მოხმარების შესაძლო ზრდის შესახებ. გეგმის მიხედვით ელენერგიის სამომავლო მოთხოვნის დაკმაყოფილებისათვის გათვალისწინებულია ორ, თითოეული 230 მგვტ დადგმული სიმძლავრის მოქმედ გაზის კომბინირებული ციკლის თესთან ერთად დამატებით ახალი თბოელექტროსადგურების ექსპლუატაციის დაწყება 2023 და 2025 წლებისათვის დადგმული სიმძლავრით დაახლოებით 250 მგვტ თითოეული, რომლებიც, ჩაანაცვლებენ ძველ, დაბალი ეფექტიანობის ბლოკებს (თბილსრესის #3 და # 4 ბლოკები საპროექტო დადგმული სიმძლავრით 130 და 140 მგვტ, შესაბამისად და „მტკვარი-ენერჯის კუთვნილი #9 ენერგობლოკი დადგმული სიმძლავრით 300 მგვტ)⁷ და/ან იმპორტს. ფაქტობრივად კი სნგკ-მ უკვე დაიწყო გარდაბანი-3 გაზის კომბინირებული ციკლის თბოელექტროსადგურის პროექტის რეალიზაცია, რომლის საპროექტო დადგმული სიმძლავრე 272 მგვტ-ია. თესის ექსპლუატაციაში გაშვება იგეგმება 2023 წლის ივლისისათვის. მომზადებულია გარდაბანი-4 თეს-ის ტედ-იც (Feasibility Study), რომლის მშენებლობა არაუგვიანეს 2025 წლისათვის არის გათვალისწინებული. კიდევ ერთ, გაზის კომბინირებული ციკლის თესი-ის პროექტზე მუშაობა ჯერ-ჯერობით დაწყებული არაა.

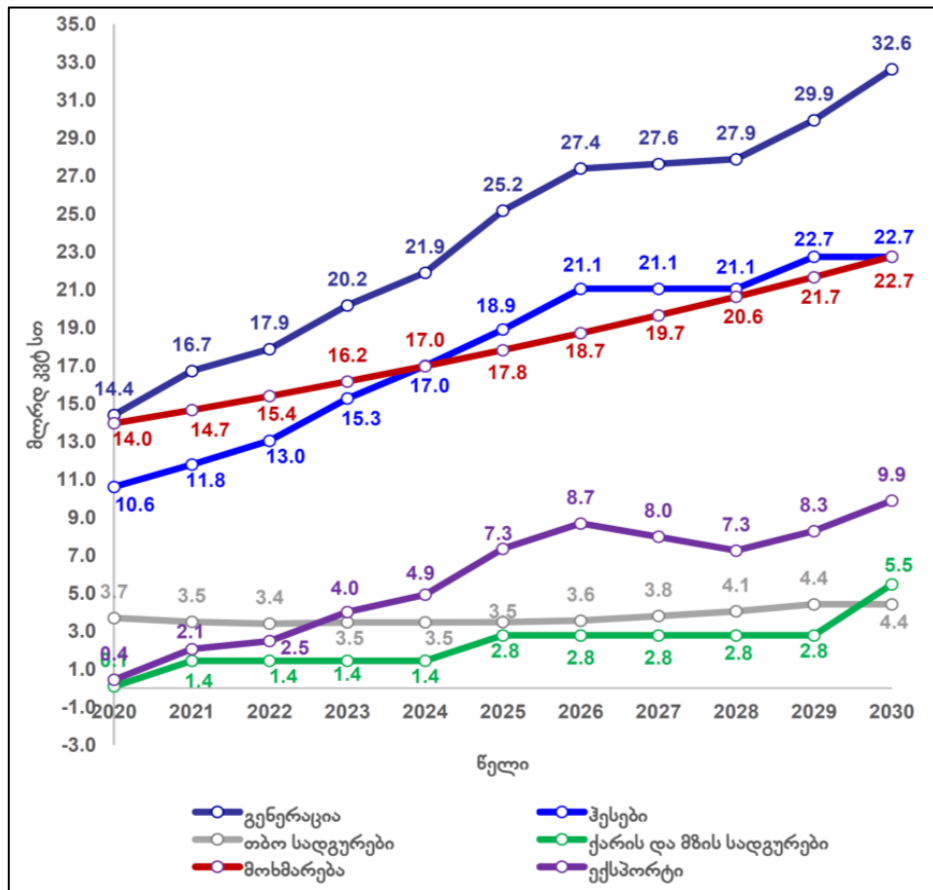
შესაბამისად, 2025 წლისათვის, თანამედროვე გაზის კომბინირებული ციკლის თბოელექტროსადგურებისა და არსებული გაზის ტურბინის (Ge-Power) ჯამურმა დადგმულმა სიმძლავრემ, დაახლოებით 1100 (2x230+2x272+110) მგვტ-ს⁸, ხოლო

⁷ წყარო: საქართველოს ელექტროენერგეტიკის გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა, 2019

⁸ გაზის კომბინირებული ციკლის მე-5 თეს-ის პროექტის რეალიზაციის შემთხვევაში დაახლოებით 1245 მგვტ-მდე

შესაძლო წლიურმა გამომუშავებამ, დატვირთვის საპროექტო კოეფიციენტის გათვალისწინებით, დაახლოებით 5-5,5 მლრდ კვტს-ს მიაღწევს.

გენერაციისა და დატვირთვის დაგეგმილი ზრდის მონაცემების გათვალისწინებით, ქსელის განვითარების 10 წლიანი გეგმით განსაზღვრულია ელექტროენერგიის ბალანსი, რომელიც ითვალისწინებს მოხმარების წლიურ 5 %-იან ზრდასა და დაგეგმილი გენერაციის ობიექტების ქსელში ინტეგრირებას.



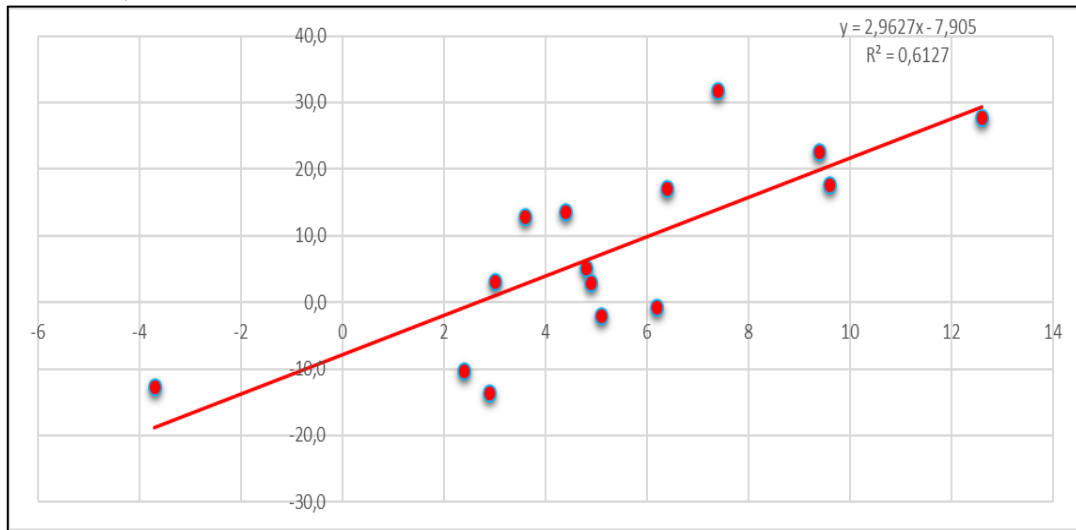
ნახაზი 1.6. ელექტროენერგიის გენერაციის, მოხმარებისა და ექსპორტის საპროგნოზო მაჩვენებლები

ქსელის განვითარების 10 წლიანი გეგმით გათვალისწინებული მოთხოვნა თბოგენერაციის სიმძლავრეებზე აღებულია საფუძვლად ელექტროგენერაციის სექტორში გაზის მოთხოვნის პროგნოზისათვის საბაზისო სცენარში.

როგორც ანალიზი აჩვენებს, 2025 წლისათვის მოთხოვნა თბოგენერაციის პროდუქციაზე ელენერგიის მთლიანი მოხმარების დაახლოებით 14 %-მდე (მთლიანი გამომუშავების ფაქტობრივი 23,4% 2019 წელს და დაგეგმილი 25,7 % 2020 წელს), 2030 წლისათვის კი ჯამური მოთხოვნის 13,5 %-მდე შემცირდება..

კომერციულ სექტორში, მრეწველობის ჩათვლით, რომლისთვისაც ხელმისაწვდომი არაა განვითარების ფორმალიზებული (მაგ. სახელმწიფო გეგმა), პროგნოზირება შეიძლება დაეფუძნოს მშპ-ის ზრდის პროგნოზს, იმის გათვალისწინებით, რომ მოხმარება ამ სექტორში, როგორც წესი, ძლიერ

კორელაციურ კავშირშია ქვეყნის მაკროეკონომიკური ზრდის ტენდენციასთან (იხ. ნახაზი).



ნახაზი 1.7. დამოკიდებულება კომერციული სექტორის მოხმარებასა და მშპ-ს ზრდის (ძლიერი კავშირი, კორელაციის კოეფიციენტი - $|r| > 0.7$)

ბუნებრივი გაზის მილსადენებში მოძრაობის მოდელირება

გაზის მოძრაობისას მილსადენში საწყისი წერტილის წნევა მცირდება მილსადენის ბოლოსაკენ, რაც, ბოილ-მარიოტის განტოლების თანახმად, იწვევს მოცულობის ზრდას ხოლო, მისი სიმკვრივის, პირიქით შემცირებას (ნაკადის უწყვეტობისა და მილის დიამეტრის უცვლელობის პირობებში). შესაბამისად, ნაკადის უწყვეტობის პირობებში, გაზის მასური ხარჯი (m) უცვლელად იქნება შენარჩუნებული მილის მთელ სიგრძეზე, მოცულობითი ხარჯი კი $Q = m/\rho$ (სადაც ρ გაზის კლებადი სიმკვრივეა) გაიზრდება. თანდათანობით გაიზრდება ნაკადის სიჩქარეც $V = Q/F = 4Q/(\pi D^2)$.

ზოგადად გაფართოების დროს ხდება ტემპერატურის ცვლილებაც, მაგრამ პრაქტიკული მიზნებისათვის, გრძელ მილსადენებში მოძრაობისას მიღებულია, რომ გაზის გაფართოების პროცესი პირობითად იზოთერმულად ჩაითვალოს. იზოთერმული პროცესის დროს უცვლელად იქნება შენარჩუნებული გაზის დინამიკური სიბლანტე γ (ე.ი. რეინოლდსის რიცხვიც ($Re = VD/\gamma$) და, შესაბამისად, უცვლელად იქნება შენარჩუნებული ჰიდრავლიკური წინაღობის კოეფიციენტი λ -ც (V ნაკადის სიჩქარეა, D მილსადენის დიამეტრია, λ უგანზომილებო კოეფიციენტი და რსი-ვაისბახის ფორმულაში, ნაკადის მოძრაობისას წრიული განივი კვეთის მილსადენში).

აღნიშნულის გათვალისწინებით, რამდენიმე შუალედური გარდაქმნის შემდეგ მიიღება გაზის მოძრაობის ჰიდრავლიკური მოდელირების განტოლებები იზოთერმული გაფართოების პროცესის დროს მრგვალი, უცვლელი კვეთის მაგისტრალურ მილსადენში.

კერძოდ, წნევის დანაკარგების საანგარიშოდ გამოიყენება ფორმულა:

$$P_1/P_2[(P_1^2 - P_2^2)/2] = \lambda(L/D)(m^2/2F^2),$$

ხოლო მასური ხარჯის (მილსადენის გამტარუნარიანობის) საანგარიშოდ გამოიყენება ფორმულა:

$$m = F \{ [(P_1^2 - P_2^2) \rho_1 D] / \rho_1 \lambda L \}^{0.5}.$$

სიმარტივისათვის კი, მაგალითად TYNDP-ის მომზადების დროს მოთხოვნილი სიზუსტის უზრუნველყოფისათვის, შესაძლებელია ემპირიული ფორმულების გამოყენება, სადაც ერთ კოეფიციენტშია გაერთიანებული თეორიულ საანგარიშო ფორმულებში შემავალი ყველა (კვაზი)მუდმივა და λ -ს ექსპერიმენტული მნიშვნელობები. ასეთი ფორმულებია მაგალითად:

- საჭირო საწყისი წნევის P_1 საანგარიშო ფორმულა, როცა ცნობილია L სიგრძის D დიამეტრის მონაკვეთის საჭირო გამტარუნარიანობა Q და საბოლოო (მომხმარებლის) წნევა P_2 :

$$P_1 = \{ P_2^2 + Q^2 L / K \}^{0.5},$$

სადაც K მილის დიამეტრსა და მდგომარეობაზე დამოკიდებული უგანზომილებო კოეფიციენტია და აიღება ცხრილიდან.

- მილსადენის გამტარუნარიანობის საანგარიშო ფორმულა, როცა ცნობილია საწყისი და საბოლოო წნევები:

$$Q = \{ [(P_1^2 - P_2^2) K^2] / L (D_e / D)^{5.2} \}^{0.5},$$

სადაც D და D_e მილის ფაქტიური და ექვივალენტური დიამეტრებია, შესაბამისად.

ფორმულების მიხედვით შედგენილია საანგარიშო ალგორითმები, რომელთა გამოყენებით მიღებული ჰიდრავლიკური გათვლის შედეგები მოცემულია დანართში. ცხრილში 1.1 მოცემულია გათვლებისას გამოყენებული უგანზომილებო K კოეფიციენტის მნიშვნელობები მილსადენის დიამეტრისა და შიდა პერიმეტრის მდგომარეობის დამახასიათებელი ჰიდრავლიკური ეფექტურობის E კოეფიციენტისგან დამოკიდებულობით. მილსადენის თეორიული, მაქსიმალური გამტარუნარიანობის დასადგენად, ცხრილიდან აიღება “Teo” სვეტის, საპროექტო მილსადენისათვის ($25 \leq \rightarrow 15$) სვეტის, ხოლო არსებული მილსადენებისათვის - ასაკის შესაბამისი სვეტის, მათ შორის კოროზიისაგან ძლიერ დაზიანებული მილების შემთხვევაში „Cor” სვეტის მონაცემები.

პიკური დატვირთვები

მილსადენის გამტარუნარიანობა საანგარიშო პიკური დატვირთვის დროს, დაპროექტებისა და რეაბილიტაცია/მოდერნიზაციის მიზანშეწონილობის განმსაზღვრელი ერთ-ერთი მნიშვნელოვანი კრიტერიუმია.

პიკური დატვირთვის პროგნოზირების მიზნით მაგისტრალური მილსადენების სისტემაზე მონიშნება გაზის მიღების ყველა ტრანსსასაზღვრო ან შიდა (მაგ. გაზსაცავიდან, ადგილობრივი მწარმოებლიდან) პუნქტი, ძირითადი მიმართულების/განშტოებების დასაწყისი და საკვანძო საშუალებო წერტილები და განისაზღვრება შესაბამისი კილომეტრ ნიშნულები⁹.

⁹ საკვანძო პუნქტები და წერტილები აიღება იქ სადაც შესაძლებელია გაზის მოცულობისა და წნევის ანათვლების აღება

ცხრილი 1.1. K კოეფიციენტის მნიშვნელობები

E DN	0,694	0,725	0,760	0,792	0,820	0,846	0,880	0,905	0,930	0,955	1,000
DN80	0,008	0,0083	0,0087	0,0091	0,0094	0,0097	0,0101	0,0104	0,0107	0,011	0,0115
DN100	0,0143	0,0149	0,0156	0,0162	0,0168	0,0174	0,018	0,0185	0,0191	0,0196	0,0205
DN150	0,041	0,0427	0,0445	0,0465	0,048	0,0498	0,0514	0,053	0,0546	0,056	0,0586
DN200	0,086	0,09	0,0945	0,098	0,102	0,105	0,109	0,112	0,115	0,118	0,124
DN250	0,154	0,162	0,169	0,175	0,182	0,189	0,195	0,201	0,207	0,212	0,222
DN300	0,247	0,259	0,271	0,282	0,292	0,304	0,314	0,323	0,332	0,341	0, 57
DN350	0,369	0,389	0,405	0,422	0,438	0,452	0,467	0,482	0,496	0,509	0,534
DN400	0,523	0,549	0,573	0,597	0,618	0,642	0,661	0,69	0,702	0,72	0,754
DN500	0,934	0,979	1,02	1,065	1,105	1,14	1,18	1,22	1,25	1,29	1,35
DN600	1,495	1,57	1,64	1,71	1,76	1,83	1,89	1,95	2,01	2,06	2,16
DN700	2,24	2,35	2,46	2,56	2,65	2,74	2,84	2,92	3	3,09	3,23
DN800	3,17	3,32	3,47	3,62	3,75	3,88	4	4,14	4,25	4,37	4,57
DN1000	5,75	5,94	6,2	6,46	6,7	6,94	7,16	7,39	7,6	7,8	8,15
DN1200	9,7	9,52	9,95	10,35	10,75	11,1	11,45	11,85	12,2	12,5	13,1
DN1400	13,55	14,25	14,85	15,5	16,05	16,6	17,55	17,7	18,2	18,7	19,6
Age, Year	Cor	>45	≤45->35	≤35->30	≤30->25	≤25->20	≤20->15	≤15->10	≤10->5	≤5	Teo

სტატისტიკური მონაცემების ანალიზის საფუძველზე, განისაზღვრება ბოლო რამდენიმე წლის განმავლობაში (არანაკლებ უკანასკნელი 3 წლის), მონიშნულ წერტილებში გატარებული გაზის საშუალო წლიური მიწოდება (საშუალო საანგარიშო დატვირთვა, იხ. ცხრილი 1.2) და პიკური დატვირთვის დროს გატარებული გაზის მოცულობა (იხ. ცხრილი 1.3).

ცხრილი 1.3. საშუალო საანგარიშო დატვირთვები

მილსადენი/მიმართულება	საპროექტო სიმძლავრე, მლრდმ ³ /წ	სავარაუდო ფაქტიური გამტარუნარიანობა, მლრდმ ³ /წ	საშუალო საანგარიშო დატვირთვა, მლნმ ³ /დღ
ჩრდილოეთ-სამხრეთის მაგისტრალური გაზსადენი	16 8-10	8,0 4,0	5,92 5,48
ცენტრალური მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა	0,25/0,45/ 1,5/4,0	≈3,5-3,8	6,21
აზ. საზღვარი-საგურამო	4,0	≈2,5	3,69
სკმ-ს ინტერკონექტორი	4,0	≈1,6	2,08
ცენტრი-დასავლეთის მიმართულება	1,5-4,0	≈1,2	1,20
დასავლეთ საქართველოს მიმართულება	4,0	-	0,78
ბაკურიანის განშტოება	0,25/0,45/1,5	-	0,10
სამხრეთის მიმართულება	1,5/0,5	≈0,1-0,5	0,14
კახეთის მიმართულება (საგარეჯოდან)	1,5/0,5	≈0,1-0,5	0,23
ქობულეთის განშტოება	1,5	≈0,3-0,5	0,29
ჩრდილოეთის მიმართულება (ყაზბეგი და კახეთი ჟინვალისგან)	4,0	≈2	0,30

საანგარიშო პერიოდში დაფიქსირებული პიკური მოხმარების შეფარდებით საშუალო საანგარიშო დატვირთვასთან განისაზღვრება ე.წ. „პიკური დატვირთვის კოეფიციენტი (გაანგარიშების შედეგები იხ. ცხრილში 2.4).

ცხრილი 1.3. პიკური დატვირთვები¹⁰

მილსადენი/მიმართულება	საპროექტო სიმძლავრე, მლრდმ ³ /წ	სავარაუდო ფაქტობრივი გამტარუნარიანობა, მლრდმ ³ /წ	საშუალო საანგარიშო დატვირთვა, მლნმ ³ /დღ	პიკური დატვირთვის კოეფიციენტი 2016-2020 წწ	2016		2017		2018		2019		2020		Q(max), მლნმ ³ /დღ	P(max), ბარი	Q(max), მლნმ ³ /დღ საათურის მიხედვით
					P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q			
წრილობით-სამხრეთის მაგისტრალური გაზსადენი	16 8-10	8,0 4,0	5,92 5,48	2,76 2,13	32,13 25,65	5,07 4,17	31,70 24,56	5,97 4,25	26,77 24,29	4,26 3,58	26,17 23,39	4,48 3,64	27,83 27,21	4,95 4,34	16,35 11,65	32,13 27,21	na 11,88
ცენტრალური მაგისტრალური გაზსადენის სისტემა	0,25/0,45/1,5/4	=3,5-3,8	6,21	2,48		5,03		4,89		4,96		4,76		5,62	15,39	na	na
აზ. საზღვარი-საგურამო	4,0	=2,5	3,69	2,28	22,84	2,63	25,01	2,90	23,63	3,07	23,32	3,04	21,13	2,86	8,40	25,01	na
სკმ-ს ინტერკონექტორი	4,0	=1,6	2,08	2,73	22,30	1,53	25,03	2,07	23,76	1,98	21,41	1,97	20,34	1,93	5,68	25,03	na
ცენტრი-დასავლეთის მიმართულება	1,5-4,0	=1,2	1,20	3,19	19,03	1,19	16,57	1,13	18,00	1,28	17,53	1,21	17,91	1,40	3,83	19,03	3,83
დასავლეთ საქართველოს მიმართულება	4,0	-	0,78	3,67	18,92	0,78	14,94	0,82	14,51	0,90	15,27	0,85	14,57	1,04	2,86	18,92	2,86
ბაკურიანის განშტოება	0,25/0,45/1,5	-	0,10	3,51	4,73	0,12	5,07	0,10	5,28	0,12	5,03	0,12	5,87	0,13	0,35	5,87	0,35
სამხრეთის მიმართულება	1,5/0,5	=0,1-0,5	0,14	3,22	11,13	0,12	11,70	0,12	11,81	0,16	13,10	0,15	13,15	0,16	0,45	13,15	0,45
კახეთის მიმართულება (საგარეჯოდან)	1,5/0,5	=0,1-0,5	0,23	3,57	16,09	0,28	14,55	0,22	13,50	0,30	14,06	0,29	13,03	0,27	0,82	16,09	0,82
ქობულეთის განშტოება	1,5	=0,3-0,5	0,29	4,31	14,09	0,28	15,00	0,35	13,57	0,40	13,97	0,34	14,42	0,46	1,25	15,00	1,25
წრილობითის მიმართულება (ყაზბეგი და კახეთი ვინაილადან)	4,0	=2	0,30	3,4	21,30	0,06	24,40	0,06	24,00	0,07	19,94	0,07	19,09	0,08	1,03*	24,40	1,03

საპროგნოზო პერიოდში პიკური დატვირთვის განსაზღვრისათვის, პიკური დატვირთვის კოეფიციენტი ყველა მონიშნულ წერტილში გამრავლდება საანგარიშო წლის სავარაუდო მოთხოვნისა და კოეფიციენტის დასადგენად აღებული პერიოდის გასაშუალებელი წლიური მიწოდების ფარდობაზე (გაანგარიშება სამართლიანია იმ დაშვებით, რომ პროგნოზირებული მიწოდების ცვალებადობის ტენდენცია პროპორციულად აისახება ყველა მიმართულებით/განშტოებით მომხმარებელთა საპროგნოზო პიკურ მოთხოვნაზე).

შემდგომ ეტაპზე ჰიდრავლიკური გათვლების საფუძველზე ფასდება მონიშნული წერტილების მიმდებარე მონაკვეთების გამტარუნარიანობა საპროგნოზო პიკური დატვირთვების დროს¹¹ და წნევის სავარაუდო ზრდა ასეთ პირობებში. მიღებული შედეგები შედარდება ცხრილი 1.3-ის მონაცემებთან და მილსადენის საპროექტო და ფაქტობრივ პარამეტრებთან, რათა განისაზღვროს შესაძლებელია თუ არა ნაანგარიშევი წნევისა და მოცულობების უზრუნველყოფა არსებული ინფრასტრუქტურით და მიღებულ იქნეს გადაწყვეტილება:

ა) ინფრასტრუქტურა აკმაყოფილებს საპროგნოზო გამტარუნარიანობის პირობებს და არ საჭიროებს მოდერნიზაციას/განახლებას,

ბ) აუცილებელია ღონისძიებების დაგეგმვა.

პროექტების რაოდენობრივი და ხარისხობრივი ანალიზი და შეფასება

პროექტების შეფასების მიზანია ბუნებრივი გაზის გადამცემი ქსელის სამშენებლო-სარეაბილიტაციო პროექტების გავლენის შეფასება ქვეყნის

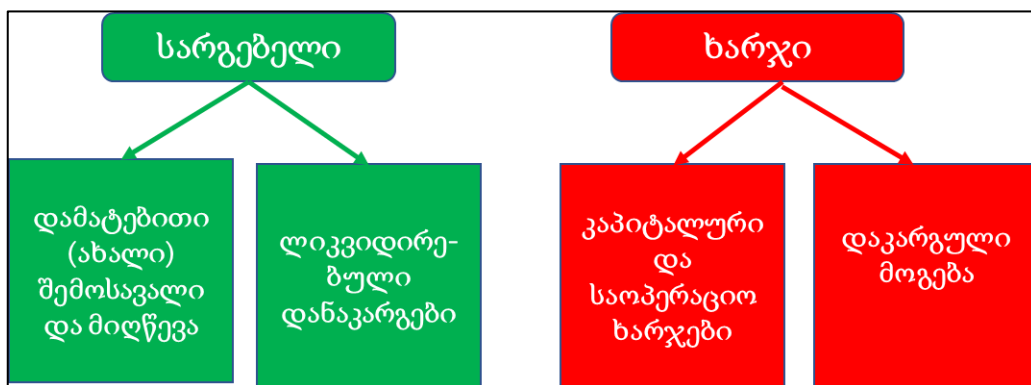
¹⁰ პიკური დატვირთვის მეორე მნიშვნელობები, აღებულია არასრული დღე-ღამური დატვირთვის მონაცემების მიხედვით, თუმცა ანგარიშებში გამოყენებულია, მხოლოდ სრული დღე-ღამის განმავლობაში დაფიქსირებული პიკური დატვირთვის მონაცემები

¹¹ საპროგნოზო პიკური დატვირთვების დროს საჭიროა გათვალისწინებულ იქნეს ინფორმაცია საპროექტო არეალში ახალი (მსხვილი) მომხმარებელ(ებ)ის შესაძლო დამატების შესახებ, გაზის მოთხოვნისა და ოპერირების დაწყების დროის იდენტიფიკაციით

ეკონომიკაზე, ენერგეტიკულ უსაფრთხოებაზე, გარემოს დაცვასა და მომხმარებელთა ფინანსურ ინტერესებზე (მომსახურების ღირებულებაზე).

პროექტების შესაფასებლად რეკომენდებულია გამოყენებული იქნეს ენერგეტიკული ინფრასტრუქტურისათვის განკუთვნილი ენერგეტიკული გაერთიანების მიერ რეკომენდებული მეთოდოლოგია¹², რომლის მიხედვით შეფასება წარმოებს ხარჯთსარგებლიანობისა და მულტიკრიტერიუმიანი შეფასების კომბინაციის საფუძველზე (რეგულაციის 11 მუხლისა და II, IV და V დანართების გათვალისწინებით, კონკრეტული ინფრასტრუქტურული პროექტის განხორციელების საპროგნოზო სარგებლისა და დანახარჯების ანალიზის საფუძველზე).

ანალიზის დროს უნდა განისაზღვროს პროექტის რეალიზაციის ხარჯები და მიღებული ახალი პოზიტიური შედეგები, რაც შედარდება არსებულ (საბაზისო) სიტუაციასთან (ანუ ე.წ. „უმოქმედობის“ ალტერნატივასთან). პროექტის რეალიზაციასთან დაკავშირებული სავარუდო პოზიტიური და ნეგატიური ზემოქმედების შედეგები, სქემატური სახით ნაჩვენებია ნახაზზე.



ნახაზი 1.8. პროექტის რეალიზაციის დადებითი და უარყოფითი შედეგები

პროექტების შეფასებისათვის ზოგადად შეიძლება გამოყენებულ იქნეს:

- **ხარჯთსარგებლიანობის ანალიზი** – გადაწყვეტილების მიღების ერთ-ერთი კრიტერიუმი, რომელიც კონკრეტული ალტერნატივის განხორციელების დანახარჯებისა და სარგებლის პროგნოზირების შესაძლებლობას იძლევა;
- **ხარჯთეფექტიანობის ანალიზი** – გადაწყვეტილების მიღების ერთ-ერთი კრიტერიუმი, რომელიც გამოიყენება სარგებლის ფულად მაჩვენებელში გამოსახვის გართულების ან ყველა მაჩვენებლის ფულად ერთეულში გამოხატვის შეუძლებლობის შემთხვევაში. ხარჯთეფექტიანობის ანალიზი მოიცავს თითოეული ალტერნატივის ხარჯებისა და შესაბამისი ეფექტის თანაფარდობის დათვლას, სადაც ხარჯები არის მონეტიზებული, ეფექტი კი სხვადასხვა (არამონეტიზებული) მაჩვენებლით არის წარმოდგენილი;
- **მრავალკრიტერიუმიანი ანალიზი** – გადაწყვეტილების მიღების კრიტერიუმი, რომელიც აჯამებს ზეგავლენის რაოდენობრივ, თვისობრივ და

¹² REGULATION (EU) No 347/2013 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 17 April 2013 on guidelines for trans-European energy infrastructure

ფისკალურ შეფასებებს და იძლევა პროექტის კომპლექსური შეფასების შესაძლებლობას¹³.

საქართველოს პირობებში პროექტების შეფასების კრიტერიუმები შეიძლება შედგენილი იქნეს შემდეგი ფაქტორების გათვალისწინებით:

- გადამცემი ქსელის მდგრადი განვითარების მიზნები (ენერგოეფექტურობა, CO₂-ის გამოტყორცნის შემცირება);
- უსაფრთხო მიწოდების გარანტია;
- დადებითი გავლენა შიდა ენერგეტიკულ ბაზარზე, მათ შორის უცხოური ინვესტიციების მოზიდვის სტიმულირებით, საზოგადოებრივ-ეკონომიკური კეთილდღეობის გაზრდის მიზნით;
- სისტემის ტექნიკური მდგრადობის ელემენტები (საიმედოობა და მოქნილობა);
- პროექტის დანახარჯების შეფასება და მიზანშეწონილობის უზრუნველყოფა;

კომპლექსური ინფრასტრუქტურული პროექტების შეფასება რთული ამოცანაა. მარტივი ხარჯ-სარგებლიანობის ანალიზის ჩატარება ასეთი პროექტებისათვის შეუძლებელია ან შეფასების ობიექტურ შედეგებს არ იძლევა, რადგან რიგი ფაქტორები, როგორცაა ინფრასტრუქტურის ტექნიკური მახასიათებლები, ექსპლუატაციის საიმედოობა, უსაფრთხოებისა და მოქნილობის გაზრდა, ზოგადი ეკონომიკური, გარემოს დაცვითი, სოციალური და მნიშვნელოვანი პოლიტიკური ეფექტის მომტანია, მომხმარებელთა უწყვეტი გაზომიარაგების, ვაჭრობის ოპტიმიზირებისა და ქვეყნის ენერგეტიკული უსაფრთხოების უზრუნველყოფის მეშვეობით, თუმცა მათი პირდაპირი ფისკალური ეფექტის შეფასება პრაქტიკულად შეუძლებელია.

რაც შეეხება, მრავალკრიტერიუმიანი ანალიზს, იგი კომპლექსურად აფასებს რაოდენობრივი ანალიზისა და თვისობრივი (ხარისხობრივი) ანალიზის შედეგებს.

- **რაოდენობრივი ანალიზის შედეგები** ზოგადად მოიცავს:
 - ხარჯთსარგებლიანობის ანალიზის შეჯამებულ შედეგებს წმინდა მიმდინარე ღირებულების (NPV) სახით და
 - ხარჯთეფექტიანობის ანალიზის შეჯამებულ შედეგებს ხარჯთეფექტიანობის კოეფიციენტის სახით (არ მოითხოვება TYNDP-სთვის).
- **თვისობრივი ანალიზის შედეგები** მოიცავს:
 - თითოეული პროექტის (და/ან მისი ალტერნატივის) შეფასებას განსაზღვრული კონკრეტული მიზნების მისაღწევად (მაგ. უსაფრთხოება, მოქნილობა, შეშის ჩანაცვლება გაზით და ა.შ.);
 - **განხორციელებადობა** - მათ შორის, რამდენად არის პოლიტიკურად, სოციალურად, საზოგადოებრივი კუთხით და ა.შ. მისაღები პროექტი (ან

¹³ მრავალკრიტერიუმიანი ანალიზის დროს, უნდა მოხდეს პროექტის რეალიზაციით გამოწვეული ზეგავლენის შეფასების შედეგების შედარება არსებულ (საბაზისო/უმოქმედობის) ვარიანტთან (სცენართან)

მისი ალტერნატივა. მაგ. მისაღებია თუ არა საზოგადოებისათვის გარემოზე შესაძლო უარყოფითი ზემოქმედების თვალსაზრისით);

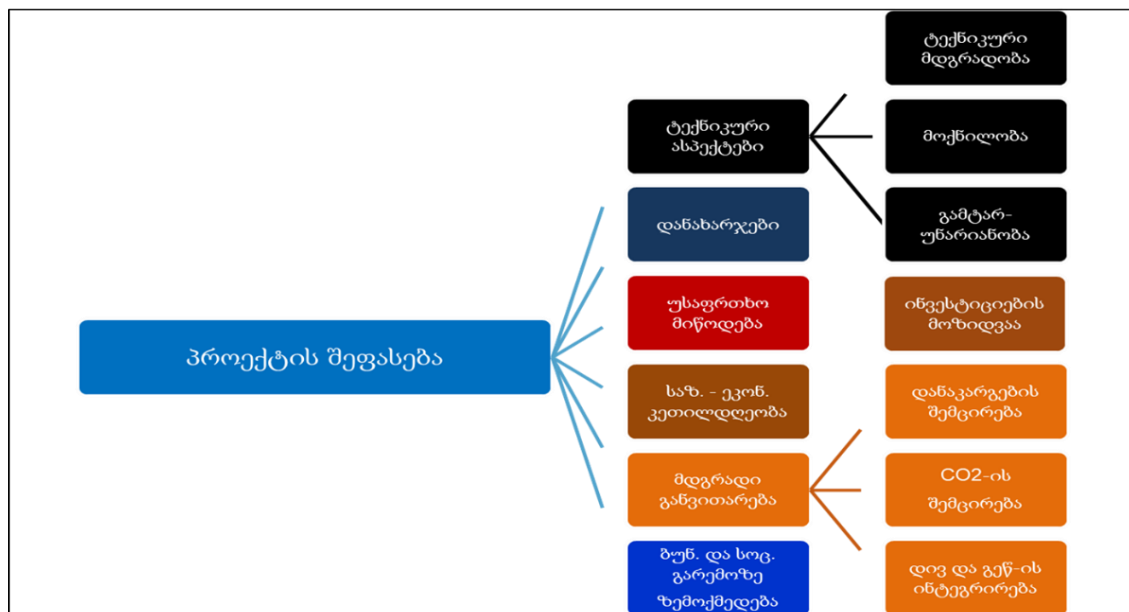
- მოსალოდნელ კონკრეტულ რისკებს (მაგ. მილი დაუტვირთავი დარჩება, მშპ არ გაიზრდება);
- ნებისმიერ სხვა კრიტერიუმს, რომელიც ეხება ვარიანტების შედარებას და იძლევა საუკეთესო ვარიანტის შერჩევის უკეთეს შესაძლებლობებს (ეკონომიკური, სოციალური, გარემოსდაცვითი გავლენები, გავლენები კონკრეტულ ჯგუფებზე, ადგილობრივი მოსახლეობაზე და ა.შ).

შეფასების ადეკვატური კრიტერიუმების შერჩევა ყოველი კონკრეტული ინფრასტრუქტურული პროექტის რეალიზაციაზე გადაწყვეტილების მიღების პროცესის საპასუხიმგებლო ეტაპია და დეტალურ ანალიზს მოითხოვს გამოცდილი ექსპერტ(ებ)ის მონაწილეობით. პროცესი ითვალისწინებს თითოეული შერჩეული კრიტერიუმის მნიშვნელობისა და წონის განსაზღვრას, რისთვისაც დგინდება შესაბამისი ინდიკატორები. ინდიკატორებს ქულები ენიჭება მათი მნიშვნელობის მიხედვით (მაღალი ქულა - ნაკლებ მნიშვნელოვანი, მაღალი ქულა - ყველაზე მნიშვნელოვანი ინდიკატორი), ხოლო წონა განისაზღვრება ე.წ. „ანალიტიკური იერარქიის პროცესის“ (AHP) გამოყენებით¹⁴, რომელიც კომპლექსური გადაწყვეტილებების ორგანიზებისა და ანალიზის მეთოდია, რომელიც ემყარება პროცესში ჩართული ექსპერტების გამოცდილებას და ახდენს ფაქტორების ფარდობითი სიდიდის შეფასებას მათი სავარაუდო ეფექტის შედარების საშუალებით, სპეციალური კითხვარის გამოყენებით (როცა შეუძლებელია სარგებლის განსაზღვრა, მხედველობაში მიიღება უარყოფითი ზემოქმედების შემცირების ხარისხი).

საბოლოო გადაწყვეტილება პროექტის რეალიზაციაზე მიიღება ჯამური დადებითი შეფასების შემთხვევაში (ალტერნატიული პროექტების შემთხვევაში უპირატესობა ენიჭება ყველაზე მაღალი ჯამური შეფასების მქონე ვარიანტს).

ბუნებრივი გაზის ინფრასტრუქტურული პროექტებისათვის შესაძლებელია გამოყენებულ იქნეს ნახაზზე ნაჩვენები, პროექტის რეალიზაციით განპირობებული სარგებლის შეფასების კრიტერიუმები.

¹⁴Saaty, Thomas L. (2010). *Mathematical Principles of Decision Making*. Pittsburgh, Pennsylvania: RWS Publications. ISBN 978-1-888603-10-1.



ნახაზი 1.9. ინფრასტრუქტურული პროექტების შეფასების სავარაუდო კრიტერიუმები

უსაფრთხო მიწოდების უზრუნველყოფა წარმოადგენს სისტემის უნარს ჩვეულებრივ (ნორმალურ) ვითარებაში ადეკვატურად და უსაფრთხოდ განახორციელოს გაზის საჭირო მოცულობის მიწოდება ყველა მომხმარებლისათვის.

საზოგადოებრივ-ეკონომიკური კეთილდღეობის კრიტერიუმში განსაზღვრავს სატრანსპორტო სისტემის უნარს უზრუნველყოს გაზით კონკურენტული ვაჭრობა, შეამციროს შეზღუდვები ქსელით მომსახურებაზე, გაზარდოს ქსელის გამტარუნარიანობა (საჭიროების შემთხვევაში) ეკონომიკური ეფექტურობის პირობით.

მდგრადი განვითარების კრიტერიუმით შეფასებისას, **დივერსიფიკაციისა და განახლებადი ენერგეტიკის წყაროების ინტეგრირების** შესაძლებლობით ფასდება სისტემის უნარი მოახდინოს მიწოდების დივერსიფიკაცია მიწოდების ახალი (მათ შორის შესაძლოა განახლებადი ენერგიის) წყაროების ქსელში ინტეგრირებისა და შეზღუდვების მინიმიზაციის მეშვეობით და **დანაკარგების მინიმიზაციით** - გადამცემი ქსელის ენერგოეფექტურობისა და მომსახურების სტანდარტის ამაღლების პოტენციალი, მათ შორის CO₂-ის, მეთანისა და სხვა მავნე ემისიების შემცირებით.

უცხოური ინვესტიციების მოზიდვის (FDI) მოზიდვის ხელშეწყობა აფასებს პროექტის პოტენციალს, მოახდინოს დამატებითი ან ახალი უცხოური ინვესტიციების მოზიდვა ინფრასტრუქტურულ და სხვა ენერგეტიკულ პროექტებში ან ზოგადად ქვეყნის ეკონომიკაში.

ტექნიკური მდგრადობა და გამტარუნარიანობა განსაზღვრავს სისტემის უნარს, გაუმკლავდეს ექსტრემალურ სიტუაციებს, რაც მოიცავს, აგრეთვე,

გადატვირთვებს პიკური მოხმარებისა და პოტენციური ავარიების დროს, ხოლო **მოქნილობა** - სისტემის უნარს უზრუნველყოს (აღადგინოს) გაზის გარანტირებული მიწოდება განვითარების სხვადასხვა შესაძლო სცენარის პირობებში.

ბუნებრივ და სოციალურ გარემოზე ზემოქმედება შეიძლება წარმოადგენდეს როგორც სარგებლის ისე დამატებითი ხარჯების წარმოშობის წყაროს. **შესაბამისი კრიტერიუმი** მოიცავს **გარემოზე ზემოქმედების** წინასწარ შეფასებას (მაგალითად გზმ-ს საფუძველზე) პროექტის რეალიზაციის შედეგად გარემოს სავარაუდო მოწყვლადობის დონის შესახებ და **საზოგადოებაზე ზემოქმედების** წინასწარ შეფასებას პროექტის ზემოქმედების არეალში მოქცეული დასახლებული პუნქტების მოსახლეობის მოწყვლადობის შესახებ.

სამშენებლო/რეაბილიტაცია/მოდერნიზაციის (მაგალითად გამტარუნარიანობის გაზრდის მიზნით) პროექტები, დაკავშირებულია მნიშვნელოვან დანახარჯებთან, რაც აგრეთვე უნდა იქნეს გათვალისწინებული შეფასების დროს.

ინფრასტრუქტურის მშენებლობის (განვითარების) პროექტების წინასწარი საინვესტიციო დანახარჯების შეფასებისათვის მოკლევადიან პერიოდში, შეიძლება გამოყენებული იქნეს მონაცემები საქართველოში უკანასკნელი წლების განმავლობაში აშენებული (აღდგენილი) გაზსადენების პროექტების ფაქტიური დანახარჯების შესახებ, მათ შორის, დასრულებული პროექტირების შემთხვევაში, სამშენებლო კონტრაქტების საპროექტო ან ფაქტიური სახარჯთაღრიცხვო ღირებულებები¹⁵ (იხ. ცხრილი)¹⁶. საშუალო- და გრძელვადიან პერიოდში დაგეგმილი პროექტების შეფასებისათვის, ძირითადად გამოყენებულია ევროპის ენერგეტიკული გაერთიანების მიერ რეკომენდებული ინდიკატორული საინვესტიციო დანახარჯები და ფაქტიური სანიშნო ღირებულებები¹⁷.

ცხრილი 1.4. გაზსადენების მშენებლობისა ღირებულება \$/მ

D(l)/t, მმ/მმ	მიღების და მასალების	მშენებლობის ღირებულება (დღგ-ს ჩათვლით)			სულ (საშუალო სირთულის რელიეფი)	სულ ზედნადები და გაუთვალის- წინებელი ხარჯებით
	ფასი (დღგ-ს ჩათვლით)	მარტივი რელიეფი	საშუალო სირთულის რელიეფი	რთული რელიეფი		
150/5,6	44	20	23	26	66	75
200/6,4	47	26	30	34	77	85
300/6,4	67	40	46	52	113	125
500/8,7	119	64	85	106	204	225
700/10,3	185	105	180	257	366	400
1000/12	350	200	340	490	690	750

¹⁵ რეკომენდებულია ამ უკანასკნელის გამოყენება დამდეგ წელს დაგეგმილი ყველა სარეალიზაციო პროექტის დანახარჯების შეფასებისათვის

¹⁶ ზოგიერთ შემთხვევაში ცხრილით ნაანგარიშები საინვესტიციო ღირებულებები შეიძლება არ ემთხვეოდეს დაგეგმილ დანახარჯებს, რადგან პროექტების ნაწილის ბიუჯეტი განსაზღვრულია მათი ინიცირების დროს (ლარის განსხვავებულიკურსის დროს) და წინასწარ შეთანხმებულია სნგკ-ს ფინანსურ სამსახურთან

¹⁷ Unit investment cost indicators and corresponding reference values for gas infrastructure, ACER

ამასთან ერთად აუცილებელია აღინიშნოს, რომ საინვესტიო დანახარჯების დაგეგმვისას გასათვალისწინებელია მოთხოვნები გაანგარიშებული ხარჯების სიზუსტის მიმართ, პროექტის განვითარების დონის (სიმწიფის ხარისხის) შესაბამისად. ბუნებრივია, რომ მოკლე პერიოდიათ, დამდეგი წლის სარეალიზაციო პროექტის დაფინანსების მოცულობა ზუსტ განსაზღვრას ექვემდებარება, მაშინ როდესაც, საშუალო- და განსაკუთრებით გრძელვადიანი პროექტების რეალიზაციისათვის საჭირო დანახარჯების ზუსტი განსაზღვრა, პრაქტიკულად შეუძლებელია, რადგან, როგორც წესი, ასეთი პროექტების ხარჯთ-სააღრიცხვო დოკუმენტაცია, მზადდება მხოლოდ მას შემდეგ, როცა დასრულდება პროექტის დეტალური ტექნიკური დიზაინი.

მოკლე- და გრძელვადიანი პროექტების საინვესტიციო ხარჯების სიზუსტის საორიენტაციო შეფასებისათვის შეიძლება გამოყენებულ იქნეს საინჟინრო ხარჯების შეფასების საერთაშორისო ასოციაციის¹⁸ რეკომენდაციები, იმის გათვალისწინებით, რომ იგი შემუშავებულია მომპოვებელი და გადამამუშავებელი ინდუსტრიის საწარმოებისათვის (სადაც ფართოდ არის გამოყენებული მილსადენები), თუმცა არა სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურის პროექტებისათვის. შესაბამისად, TYNDP პროექტების საინვესტიციო ხარჯების სიზუსტის საორიენტაციო შეფასებისათვის, AACE-ს მიერ რეკომენდებული გადახრების დიაპაზონიდან, აღებულია მინიმალური მნიშვნელობები.

ცხრილი 1.5. ხარჯების შეფასების კლასიფიკაციის მატრიცა

შეფასების კლასი	პროექტის განვითარების (სიმწიფის) დონე, %	გამოყენების მიზანი	შეფასების მეთოდოლოგია	შეფასების მოსალოდნელი სიზუსტე, %
I	0 ÷ 2	კონცეფცია	სიმძლავრის, მსგავსი პარამეტრების, ანალოგის საფუძველზე	-20 ÷ +30
II	1 ÷ 15	ტედ (Feasibility Study)	მსგავსი პარამეტრებისა და მოწყობილობის მიხედვით	-15 ÷ +20
III	10 ÷ 40	საბიუჯეტო გადაწყვეტილება	ნახევრად დეტალური დაყვანილი ფასის მიხედვით	-10 ÷ +10
IV	30 ÷ 70	შეთავაზება/ტენდერი	დეტალური დაყვანილი ფასის მიხედვით და სავარაუდო რეალიზაციის დროით	-5 ÷ +5
V	50 ÷ 100	შეთავაზება/ტენდერი, შეფასების გადამოწმება	დეტალური დაყვანილი ფასის მიხედვით და დაზუსტებული რეალიზაციის დროით	-3 ÷ +3

ზოგადად დანახარჯები და შემოსავლები დროის სხვადასხვა პერიოდში ვლინდებიან, ამიტომ აუცილებელია ყველა მონეტიზებული პარამეტრის

¹⁸ Cost Estimate Classification System – As Applied in EPC, The International Association for the Advancement of Cost Engineering, AACE Inc., 2005

(ფულადი ნაკადის) დისკონტირება¹⁹, რაც საშუალებას იძლევა განხორციელდეს მათი დაყვანა პროექტის რეალიზაციის საწყისი (0-ვანი) პერიოდისათვის და სხვადასხვა დროს განხორციელებული დანახარჯები და მიღებული შემოსავლები ურთიერთშედარებადი გახდეს.

ფულადი ნაკადის მიმდინარე ღირებულება (PV) გამოითვლება ფორმულით :

$$PV = \frac{Y}{(1+r)^t}$$

სადაც Y არის ნაღდი ფულის ნაკადი; r არის დისკონტირების კოეფიციენტი; t არის დროის პერიოდი.

წმინდა მიმდინარე ღირებულება (NPV) წარმოადგენს შემოსული ფულადი ნაკადის (B) მიმდინარე (დისკონტირებული) ღირებულებისა და დანახარჯების ფულადი ნაკადის(C) მიმდინარე ღირებულების არითმეტიკულ ჯამს:

$$NPV = PV(B) - PV(C) = PV_{შემ} - PV_{დან}$$

შესაბამისად:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}$$

ანუ:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{NB_t}{(1+r)^t}$$

NPV წარმოადგენს ძირითად კრიტერიუმს პროექტების შეფასებისას, თუ გადაწყვეტილება მიიღება ხარჯ-სარგებლიანობის (CBA) ანალიზის შედეგად. გადაწყვეტილება NPV -ს მიხედვით მიიღება შემდეგი წესის დაცვით: განიხილება მხოლოდ დადებითი NPV -ს მქონე პროექტები და უპირატესობა ეძლევა მათ შორის უდიდესი NPV -ს მქონე ვარიანტს.

როგორც წესი, ბუნებრივი გაზის ინფრასტრუქტურის სარეაბილიტაციო-მოდერნიზაციის პროექტები, ფინანსური ანალიზის შედეგად არამომგებიანი (უარყოფითი NPV -ს მქონე) ჩანს. ასეთ შემთხვევებში პროექტი ექვემდებარება ეკონომიკურ ანალიზს, კერძოდ, ეკონომიკური წმინდა მიმდინარე ღირებულების ($ENPV$) გაანგარიშებას, რაც ფაქტიურად მრავალკრიტერიუმიანი ანალიზის მოდერნიზებულ სახეს წარმოადგენს. სგტკ-მ სემეკში წარადგინა საქართველოს პირობებისათვის მორგებული $ENPV$ -ის გაანგარიშების მეთოდოლოგია, პრაქტიკული გამოყენებისათვის გადამცემი ქსელის განვითარების 10 წლიანი გეგმის მომზადების პროცესში.

პროექტის ეკონომიკური წმინდა მიმდინარე ღირებულება ($ENPV$) განისაზღვრება პროექტის განხორციელების შედეგად წარმოქმნილ ეკონომიკურ

¹⁹ დისკონტირება გულისხმობს სამომავლო შემოსავლების და/ან დანახარჯების მიმდინარე ღირებულების გამოთვლას

სარგებელს გამოკლებული ეკონომიკური დანახარჯის დისკონტირებით (განსხვავებით ფინანსური ანალიზისა, რომლის დროსაც დარდება დისკონტირებული ფულადი ნაკადები - NPV) .

ეკონომიკური წმინდა მიმდინარე ღირებულების (ENPV) გამოსათვლელად ეკონომიკური ხარჯების და სარგებლის დისკონტირებისთვის გამოიყენება სოციალური დისკონტირების განაკვეთი, რაც შეადგენს 5%-ს.

$$ENPV = \sum_{t=0}^n \frac{S_t}{(1+c)^t} = \frac{S_0}{(1+c)^0} + \frac{S_1}{(1+c)^1} + \dots + \frac{S_n}{(1+c)^n}$$

სადაც: S_t არის წმინდა ეკონომიკური სარგებელი (ეკონომიკურ სარგებელს მინუს ეკონომიკური დანახარჯი) t პერიოდში; c - სოციალური დისკონტირების განაკვეთი, აიღება 5% TYNDP-ის მიზნებისათვის; n -აქტივის ექსპლუატაციის ვადა, რომელიც განისაზღვრება ინდივიდუალურად თითოეული საინვესტიციო პროექტისათვის.

მეთოდოლოგია ითვალისწინებს პროექტის რეალიზაციის შედეგად მიღებული სავარაუდო ეკონომიკური სარგებლისა და ხარჯების დადგენას.

ეკონომიკური სარგებელი 1:

თუ საინვესტიციო პროექტის განხორციელება ზრდის მიწოდების უსაფრთხოებას და ამცირებს პოტენციურ დანაკარგს გაზის მიწოდების დაუგეგმავი წყვეტის გამო, მაშინ დანაკარგი რასაც ქვეყნის ეკონომიკა მიიღებდა მიწოდების წყვეტის შემთხვევაში (VOLL-Value of Lost Load), შეიძლება გაანგარიშებულ იქნას შემდეგი ფორმულით:

$$C = C_1 * V,$$

სადაც C_1 არის მიუწოდებელი ენერგიის ეკონომიკური ღირებულება, 7,52 ლ/მ³, რომელიც გათვლილია *Twinning Project for Service Quality and Smart Metering in Georgia*, პროექტის ფარგლებში მომზადებული ანგარიშის მონაცემების გათვალისწინებით²⁰; V არის მიუწოდებელი გაზის მოცულობა, მ³, რომელიც აიღება ფაქტიური მონაცემების მიხედვით ან 661 მ³/სთ, თუ კი მონაცემები არ არის ხელმისაწვდომი.

ეკონომიკური სარგებელი 2:

წარმოადგენს გარემოზე ბუნებრივი აირის გაფრქვევით მიყენებული პოტენციური ზარალის შემცირებითა და დაზოგილი (არ გაჟონილი) ბუნებრივი აირის შესაძენად გადახდილი თანხის ჯამს. შესაბამისად, მთლიანი ეკონომიკის სარგებელი:

$$B = V_L * (C_{NG} + C_{CH_4}),$$

სადაც V_L -არის პოტენციურად გაფრქვეული გაზის მოცულობა, მ³; C_{NG} - გაზის საბაზრო ფასი, ლ/მ³, $C_{CH_4} = 6$ ლ/მ³ (1.44\$ 1 კგ მეთანზე) არის გაფრქვეული მეთანით მიყენებული პოტენციური ზარალი.

ეკონომიკური სარგებელი 3:

ითვალისწინებს ისეთი საინვესტიციო პროექტით მიღებულ დანაზოგს, როცა გაზით ჩანაცვლდება ალტერნატიული საწვავი (შეშა, ნავთი და სხვა). ეს სარგებელი (დანაზოგი) იანგარიშება ფორმულით:

$$C_F = C_{AI} * V_A - C_{NGI} * V_{NG} ,$$

²⁰ Cost of Energy Not Supplied Estimation for Gas Sector, Report, ENI/2018, Contract #403-468

სადაც C_{AI} არის ალტერნატიული (ჩანაცვლებული) საწვავის ერთეულის ფასი, $\text{€}/\text{მ}^3$ ($\text{€}/\text{კგ}$, $\text{€}/\text{ლ}$); V_A - ალტერნატიული საწვავის მოხმარება მ^3 (კგ , ლ); C_{NG1} - ბუნებრივი გაზის ფასი, $\text{€}/\text{მ}^3$; V_{NG} - ჩანაცვლებელი გაზის მოხმარება, მ^3 .

ეკონომიკური სარგებელი 4:

თუ კონკრეტული საინვესტიციო პროექტი ამცირებს ზიანს, რაც გარემოს ადგებოდა ალტერნატიული საწვავ(ებ)ის გამოყენების შედეგად, უნდა მოხდეს შემცირებული ზიანის მონეტიზაცია და მისი ასახვა მთლიან ეკონომიკურ სარგებელში.

$$BFE = C_{AP1} * V_A - C_{NGP1} * V_{NG} ,$$

სადაც C_{AP1} არის ალტერნატიული საწვავით გარემოს დაბინძურების ეკონომიკური ხარჯი (1 კგ CO_2 -ის სოციალური ხარჯი არის 0.005 €); V_A - ალტერნატიული საწვავის მოხმარება მ^3 (კგ , ლ); C_{NGP1} - ბუნებრივი აირით გარემოს დაბინძურების ხარჯი; V_{NG} - ბუნებრივი გაზის მოხმარება, მ^3 .

ეკონომიკური სარგებელი 5:

თუ კონკრეტული საინვესტიციო პროექტი ითვალისწინებს არსებული ქსელის რემონტს, რაც შემდგომ არსებულ ქსელზე შეამცირებს საოპერაციო ხარჯებს, რაც შესაბამისად ამცირებს საშუალოდ 1 მ^3 გაზის მიწოდების (Supply) ხარჯებს, ეს უნდა აისახოს როგორც ეკონომიკური სარგებელი:

$$C_s = (C_1 - C_2) * V_{NG}$$

სადაც C_1 და C_2 არის მიწოდების ხარჯი შესაბამისად პროექტის რეალიზაციამდე და რეალიზაციის შემდეგ, $\text{€}/\text{მ}^3$; V_{NG} - ბუნებრივი გაზის მოხმარება, მ^3 .²¹

ეკონომიკური დანახარჯი 1:

თუ კონკრეტული საინვესტიციო პროექტის სამუშაოების ჩატარება ზიანს აყენებს მწვანე საფარს და კონკრეტულ მონაკვეთზე სამუშაოებით გარემოს ადგება ზიანი, მაშინ უნდა მოხდეს ამ ზიანის (ზარალის) მონეტიზაცია:

$$C_E = C_{1km} * L$$

სადაც C_{1km} არის ყოველ კმ გაზსადენის ახალი მონაკვეთის მშენებლობის დროს გარემოზე მიენებული ზარალი, $\text{€}/\text{კმ}$ (აიღება 245 € ყოველ მ^2 დაზიანებულ ტყის საფარზე ან 686 $\text{€}/\text{კმ}$ მონაცემების არ არსებობის დროს); L არის მშენებარე გაზსადენის სიგრძე, კმ.

ეკონომიკური დანახარჯი 2:

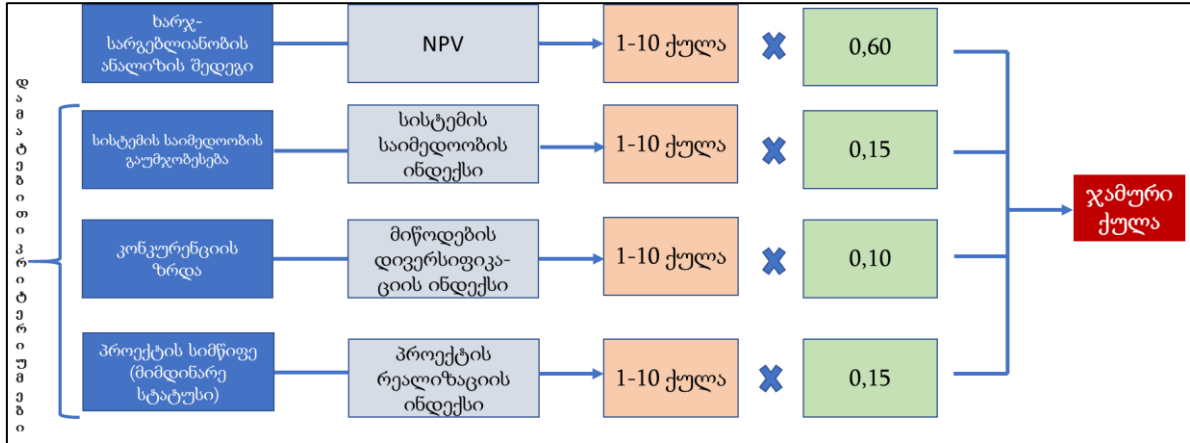
თუ საინვესტიციო პროექტი (მაგ. ახალი ქსელის მშენებლობა ან არსებული ქსელის გაფართოება) მოითხოვს საოპერაციო ხარჯების ზრდას გაზრდილი ინფრასტრუქტურული აქტივების გამო, დამატებითი საოპერაციო დანახარჯები უნდა იქნეს გათვალისწინებული, როგორც ეკონომიკური ხარჯი (და პირიქით ხარჯების შემცირებისას მივიღებთ სარგებელს):

$$C_{op} = (C_{1op} - C_{2op}) * V_{NG}$$

სადაც C_{1op} და C_{2op} არის საოპერაციო ხარჯი ერთი მ^3 გაზის ტრანსპორტირებაზე შესაბამისად პროექტის რეალიზაციამდე და რეალიზაციის შემდეგ, $\text{€}/\text{მ}^3$; V_{NG} - ტრანსპორტირებული ბუნებრივი გაზის მოცულობა, მ^3 .

²¹ თუ პროექტის რეალიზაცია იწვევს მიწოდების თვითღირებულების ზრდას, მაშინ იგი უნდა აისახოს როგორც დანახარჯი

ცნობილია აგრეთვე პროექტების მულტიკრიტერიული შეფასების განსხვავებული მეთოდოლოგია, რომელიც რეკომენდებულია ენერგეტიკული გაერთიანების მიერ ტრანსსასაზღვრო მილსადენების პროექტების შესაფასებლად (იხ. ნახაზი).



ნახაზი 1.10. მულტიკრიტერიული შეფასების მეთოდოლოგია

ხარჯსარგებლიანობის ანალიზის შედეგების გარდა, რომელიც პროექტების შეფასების ძირითადი კრიტერიუმია, მეთოდოლოგია ითვალისწინებს ისეთი დამატებითი კრიტერიუმების გამოყენებას, როგორიცაა სისტემის საიმედოობის გაუმჯობესება, კონკურენციის ზრდა და პროექტის იმპლემენტაციის სიმწიფის ხარისხი.

სისტემის საიმედოობის ინდექსი გამოითვლება ფორმულით:

$$SRI = \frac{\text{იმპორტი} + \text{ადგ. მოპოვება} + \text{გაზსაცავი} + \text{LNG} - \text{ყველაზე მძლავრი ინფრასტრუქტურა}}{\text{დღიური პიკური მოხმარება}}$$

კონკურენციის ზრდა ფასდება იმპორტის დივერსიფიკაციის ინდექსით (IRD), რომელიც გამოითვლება ფორმულით:

$$IRD = \sum \left(\frac{\text{ყველა ინტერკონექტორის სიმძლავრე}}{\text{სისტემის ჯამური მიღების უნარი}} \right)^2$$

პროექტის იმპლემენტაციის სიმწიფის ხარისხის შესაფასებლად გამოიყენება იმპლემენტაციის პროგრესის ინდექსი (IPI), რომელიც გამოითვლება ქვემოთმოყვანილი ცხრილის გამოყენებით.

ცხრილი 1.6. IPI-ის გამოთვლა

პროექტის იმპლემენტაციის ეტაპი	ქულა
განხილვის ეტაპი	1
მოსამზადებელი კვლევა / წინა ტედ	1
ტედ - ტექნიკური ნაწილი / გზშ	1
ტედ - ეკონომიკური ნაწილი / CBA	1
დეტალური დიზაინი (FEED/ძირითადი დიზაინი)	1
ფინანსური უზრუნველყოფა	1
გეგმის დამტკიცება / ნებართვები	1
დამტკიცება მარეგულირებელის მიერ	1
საბოლოო საფინანსო გადაწყვეტილება	1
სატენდერო პროცესი	1

ენერგეტიკული გაერთიანება ამ მეთოდოლოგიას იყენებს ერთობლივი ინტერესებისა (PECI) და ორმხრივი ინტერესების (PMI) სტატუსის მისაღებად წარდგენილი ინტერკონექტორებისა და LNG პროექტების შეფასებისათვის.

2. საქართველოს ბუნებრივი გაზის სექტორი

2.1. არსებული ეკონომიკური მდგომარეობა, გამოწვევები და პროგნოზები

2.1.1. დღევანდელი გამოწვევები

მსოფლიო უპრეცედენტო გამოწვევის წინაშე აღმოჩნდა. კორონავირუსთან დაკავშირებულმა კრიზისმა ჯანმრთელობის დაცვის სისტემის გარდა, ტრადიციული ეკონომიკური ურთიერთობების მოშლაც გამოიწვია. როგორც ევროკავშირის წარმომადგენლობის, საერთაშორისო ორგანიზაციებისა და დიპლომატიური კორპუსის საქართველოს მთავრობისადმი მიმართვაშია აღნიშნული „მოსალოდნელია, რომ მისი გავლენა მსოფლიო ფინანსურ კრიზისზე უარესი იქნება, ხოლო ეკონომიკური ზარალი ყველა ქვეყანაში გაიზრდება. საქართველო, როგორც ღია ეკონომიკის მქონე ქვეყანა, რომელიც ტურიზმზე, ვაჭრობაზე და საზღვარგარეთიდან შემოსულ ფინანსურ გზავნილებზეა დამოკიდებული, განსაკუთრებული რისკის ქვეშ დგას“. საკუთრივ გაზის სექტორისათვის, მაღალი რისკის განმაპირობებელი დამატებითი ფაქტორია პირველადი რესურსებისა და მოწყობილობა-მასალების იმპორტზე კრიტიკული დამოკიდებულება.

დღეისათვის ქვეყნის ენერგეტიკა, მათ შორის ბუნებრივი გაზის სექტორი ისევ ჩვეულებრივ რეჟიმში აგრძელებს ფუნქციონირებას, არსებითი შეფერხებების გარეშე, თუმცა გარკვეული შეზღუდვებია ამოქმედებული სისტემის საოპერაციო სამსახურის პერსონალისა და მენეჯმენტის ჯანმრთელობის დაცვის მიზნით. ჯერ-ჯერობით გაზის მოხმარებაც, საყოფაცხოვრებო სექტორსა და ელექტროენერგეტიკაში, ისევ არსებულ ტენდენციას იმეორებს და მნიშვნელოვნად არ განსხვავდება წინა წლების ანალოგიური პერიოდისათვის დამახასიათებელი სეზონური ცვალებადობისაგან. შედარებით გართულებულია საკითხი კომერციულ სექტორსა და ინდუსტრიული მომხმარებლების შემთხვევაში, რომელთა მოთხოვნა კოვიდ 19 ინფექციასთან დაკავშირებული შეზღუდვების გამო უკვე მნიშვნელოვნად არის შემცირებული. გარდა ამისა, ისევე როგორც მთელ მსოფლიოში, მოსალოდნელია კრიზისისა და კრიზისის შემდგომ პერიოდში მოთხოვნის შემცირება ელექტროენერგიაზეც, რაც ადექვატურად აისახება ბუნებრივი გაზის მოხმარებაზე.

პანდემიასთან დაკავშირებული მოსალოდნელი ეკონომიკური კრიზისის შედეგების აღმოხვრამდე, რასაც, ექსპერტთა შეფასებით კორონა ვირუსთან დაკავშირებული ეპიდემიის სრული გაკონტროლებისთვის საჭირო დროს (მედიკოსთა შეფასებით დაახლოებით ერთი-ერთნახევარი წელიწადი), მეტ-ნაკლებად ნორმალური ეკონომიკური ფუნქციონირებისათვის საჭირო გარემოს აღდგენასა და საწყის პოზიციებზე დაბრუნებას, 2008-2011 წლების გამოცდილების გათვალისწინებით, უკეთეს შემთხვევაში²², კიდევ 2,5-3 წელი მაინც დასჭირდება.

²²განსხვავებით 2008 წლის კრიზისისა, რომლის აქტიური დამაზიანებელი ფაქტორების განვითარება რამდენიმე დღეში დასრულდა, საომარი მოქმედებების შეჩერებისთანავე, სპეციალისტთა შეფასებით ამჟამინდელი კრიზისის პირდაპირი დამაზიანებელი ზემოქმედება, სავარაუდოდ მიმდინარე წლის აგვისტოს ბოლომდე გაგრძელდება, ხოლო ეკონომიკაზე მისი დამაზიანებელი პოტენციალის განეიტრალება

პროგნოზის თანახმად ახლო მომავალში მნიშვნელოვანი ცვლილებებია მოსალოდნელი მოწყობილობისა და მასალების საერთაშორისო ვაჭრობაში, რადგან ძირითადი მწარმოებელი მძიმე ინდუსტრიის მრავალი საწარმო ევროპაში, ამერიკასა და აზიაში გაჩერებული იყო ან მინიმალური დატვირთვით მუშაობდა და ჯერ-ჯერობით ჩვეული რიტმით ფუნქციონირების აღდგენაზე ზრუნავენ. ამან შეიძლება გამოიწვიოს დეფიციტის წარმოქმნა ბუნებრივი გაზის ინფრასტრუქტურის რეაბილიტაცია-მშენებლობის პროცესში გამოყენებული მასალებისა და მოწყობილობის ბაზარზე და ფასების მნიშვნელოვანი ზრდა. საქართველო, რომელიც დაგეგმილი მაგისტრალური მილსადენების, მიწისქვეშა გაზსაცავის, გაზზე მომუშავე თბოელექტროსაგურების მშენებლობისათვის განკუთვნილი მიწების, საკომპრესორო დანადგარების, გაზისა და ორთქლის გენერატორების, სახაზო და საავარიო-მარეგულირებელი არმატურის, წნევის მარგულირებელი და კათოდური დაცვის სადგურების ძირითადი მოწყობილობის იმპორტიორი ქვეყანაა, აღნიშნული ფაქტორის გათვალისწინებით, შესაძლოა დამატებითი ფინანსური გამოწვევების წინაშე აღმოჩნდეს.

ფინანსური ხასიათის გამოწვევებს უფრო პრობლემატურს ხდის ქვეყანაში მოქმედი სახელმწიფო შესყიდვების სისტემასთან დაკავშირებული სიძნელებები, რომელიც შეუძლებელს ხდის ოპერატიული გადაწყვეტილებების მიღებას სავალდებულო პროცედურების ინერციულობისა და დროის ხანგრძლივობის გამო, აგრეთვე, ლარის კურსის მნიშვნელოვანი გაუფასურება კონვერტირებად ვალუტასთან შედარებით, რომელიც საერთაშორისო ვაჭრობაშია გამოყენებული, მაშინ როდესაც ადგილობრივი კომპანიების, მათ შორის გაზის სექტორში ფუნქციონირებადი სახელმწიფოს კუთვნილი კომპანიები, შემოსავლებს ლარში იღებენ. სავარაუდოა, რომ გართულდება მოხმარებული ენერგეტიკული პროდუქტების საფასურის ამოღებაც მოსახლეობისა და მცირე საწარმოების გადახდისუუნარობის გამო უმუშევრობის დონის მნიშვნელოვან ამაღლებისა და სერვისებზე მოთხოვნის მკვეთრი შემცირების პირობებში, თუკი სახელმწიფოს მხრიდან ქმედითი ღონისძიებები არ იქნა განხორციელებული მოსახლეობის დაბალშემოსავლიანი ფენის დახმარების უზრუნველყოფისათვის.

კორონავირუსის შეტევის პირველი ტალღის დროს, ძირითადი გამოწვევა დაკავშირებული იყო ინფრასტრუქტურის დაპროექტებაზე, სამშენებლო-სარეაბილიტაციო პროექტების მონაწილე და ზედამხედველობაზე პასუხისმგებელი, კრიტიკულად მნიშვნელოვანი თანამშრომლების უსაფრთხო სამუშაო პირობების უზრუნველყოფასთან. მკაცრი შეზღუდვების თანდათანობით გაუქმების მიუხედავად, პროექტირების პროცესის აღდგენის, მათ შორის აუცილებელი სავსე გეოტექნიკური სამუშაოების დაწყების დრომ

მხოლოდ 1-1,5 წლის შემდეგ მოხერხდება, კორონა ვირუსის საწინააღმდეგო ვაქცინის შექმნის შემდეგ. საქართველოს მთავრობის შეფასებით, 2020 წლის დასაწყისის მდგომარეობას, ქვეყნის ეკონომიკა დაუბრუნდება არაუადრეს 2021 წლისა. შესაბამისად, ეკონომიკის აღდგენის პროცესი რეალურად შესაძლოა გაცილებით მეტ ხანს გაგრძელდეს

პრაქტიკულად მიმდინარე წლის მე-3 კვარტლამდე გადაიწია (იანვარ-თებერვალში ასეთი სამუშაოების შესრულება შეზღუდულია კლიმატური პირობების გამო, მარტიდან კი მოქმედებდა კორონავირუსთან დაკავშირებული შეზღუდვები). შედეგად, არსებული გეგმით გათვალისწინებული 2020 წლის ზაფხულსა და 2021 წლის პირველ ნახევარში დასაწყები პროექტების რეალიზაციის დროც შესაბამისად შეიცვალა, რაც შესაბამისად აისახება 10 წლიანი გეგმის ახალ რედაქციაში.

მოკლე და საშუალო ვადიანი პერიოდის ძირითადი პრობლემა სავარაუდოდ მშენებლობა-რეაბილიტაციის პროექტებისათვის საჭირო მასალებისა და მოწყობილობის მოწოდება იქნება, რადგან:

- ინფრასტრუქტურული პროექტების რეალიზაციისათვის ძირითადად იმპორტული საქონელი გამოიყენება, რომლის შეძენა და მოწოდება, ლოგისტიკურ პრობლემებთან დაკავშირებით გაძნელებულია;
- იმ ქვეყნებში, რომლებიც სამშენებლო მასალებისა და მოწყობილობის ძირითადი მომწოდებლებია (თურქეთი, უკრაინა, აზერბაიჯანი, რუსეთი, ჩინეთი) კორონავირუსთან დაკავშირებული მოვლენები უფრო კრიტიკულად ვითარდება, რამაც ეკონომიკური აქტივობის შენელება და ზოგ სექტორში პრაქტიკული შეჩერებაც გამოიწვია. შესაბამისად, მოსალოდნელია მოკლე- და საშუალოვადიან პერიოდში მრეწველობის სრულ გამოცოხლებამდე, ბაზარზე ინფრასტრუქტურული პროექტებისათვის საჭირო მასალების, მილების, სახაზო და საკონტროლო-მარეგულირებელი არმატურისა და მოწყობილობის დეფიციტის წარმოქმნა თანმდევი ფასების მატებით, ხოლო ზოგ შემთხვევაში კი მწარმოებელი ქვეყნის შეზღუდვების დაწესება სტრატეგიული პროდუქტის ექსპორტზე, საკუთარი ბაზრის დაცვის მიზნით;
- ლარის კურსის მნიშვნელოვანი გაუფასურების გამო შემცირდება სექტორში მომუშავე კომპანიების, მათ შორის სხვკ შემოსავლები სხვა საქმიანობიდან, რაც, დღეს-დღეობით ინფრასტრუქტურული პროექტების დაფინანსების ერთ-ერთ მნიშვნელოვან წყაროს წარმოადგენს (ქვეყნის მთავრობის პოლიტიკა ე.წ. „სოციალური“ მომხმარებლებისათვის გაზის ტარიფის უცვლელობის კურსის შესახებ, პრაქტიკულად შეუძლებელს ხდის ტრანსპორტირების ტარიფითა და ოპერატორი კომპანიის მიერ სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურის იჯარის გადასახადით ახალი პროექტების ფინანსურ უზრუნველყოფას). შესაბამისად, იმპორტული მასალებისა და მოწყობილობის ფასების სავარაუდო ზრდისა და ლარის დევალვაციის გამო, მნიშვნელოვნად გაიზრდება პროექტების რეალიზაციის ღირებულება, რაც შეზღუდული საფინანსო რესურსების პერიოდში, დაგეგმილი სარეალიზაციო პროექტების მოცულობის შემცირების, ან მოგვიანებით დაწყების წინაპირობა გახდება.

გრძელვადიან პერიოდში აღნიშნულ პრობლემებს შესაძლოა დაემატოს პროექტების დამფინანსებელი კომპანიის (სნგკ-ს) ფინანსურ მდგრადობასთან დაკავშირებული გამოწვევები, რაც ლარის დევალვაციასთან ერთად გაზზე (და ელექტროენერგიაზეც) სავარაუდო მოთხოვნის შემცირებისა და შესაბამისი საქმიანობებიდან დაგეგმილი შემოსავლების მნიშვნელოვანი შემცირებით იქნება განპირობებული (2008 წლის კრიზისის შემდგომ 3 წლიან პერიოდში გაზზე მოთხოვნა წლიურად საშუალოდ 20 %-ით და მეტად ნაკლები იყო 2007 წლის მოთხოვნასთან შედარებით).

აგრეთვე, კომერციული სექტორის უმოქმედობა უშუალოდ კრიზისისა და შემდგომი რეაბილიტაციის პერიოდებში, სავარაუდოდ გამოიწვევს მომხმარებელთა გადახდის უნარიანობის შემცირებასა და მოწყვლადი მომხმარებლების კატეგორიის რიცხოვნობის ზრდას, რის გადაფარვა საქართველოში ტრადიციულად სახელმწიფოს კუთვნილი კომპანიების (გაზზე სნგკ-ს) ვალდებულად ითვლება.

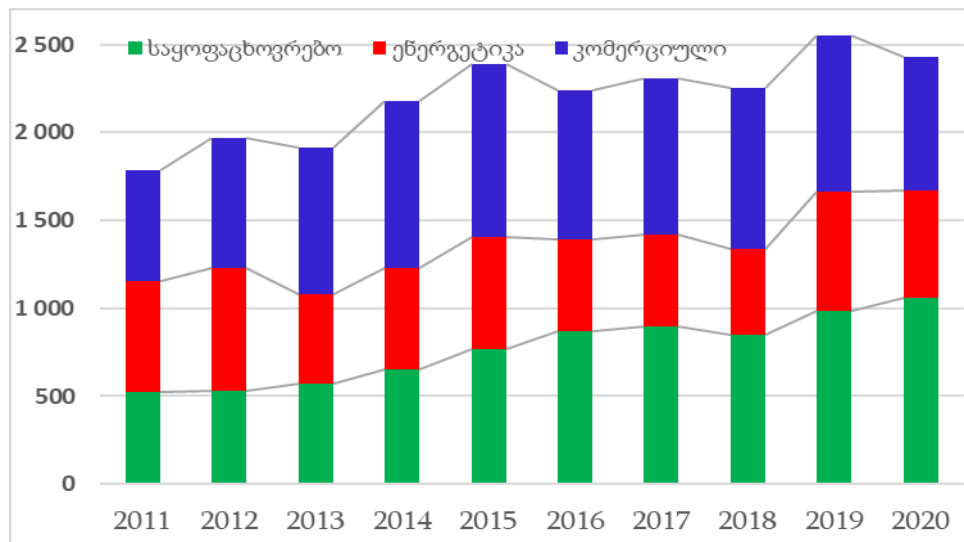
გრძელვადიან პერიოდში შესაძლებელია მსხვილი საინვესტიციო პროექტების (მაგალითად მიწისქვეშა გაზსაცავის, კომბინირებული ციკლის თბოელექტროსადგურის, ფოთისა და ქუთაისის თავისუფალი ინდუსტრიული ზონების ინდუსტრიული ობიექტების და ა.შ.) შეჩერება და გადავადებაც, რაც შესაბამისად განაპირობებს მათი გაზმომარაგების ინფრასტრუქტურის მშენებლობის გადავადებასაც. აღნიშნული ფაქტორი აგრეთვე უნდა იქნეს გათვალისწინებული ინფრასტრუქტურის განვითარების გრძელვადიანი პროგრამის რაციონალური დაგეგმვისათვის.

2.2. სექტორის ზოგადი დახასიათება

ბუნებრივი გაზი ყველაზე უფრო ფართოდ მოხმარებადი პირველადი ენერგეტიკული რესურსია საქართველოში. საქსტატის მონაცემებით ბუნებრივი გაზის წილი ენერგეტიკული რესურსების ჯამურ მიწოდებაში 40%-ს აჭარბებს (იხ. ნახაზი 1.5).

გაზის სატრანსპორტო ქსელის ოპერატორის მონაცემებით 2019 წელს საქართველოს მიეწოდა დაახლოებით 2 592 მლნ მ³ ბუნებრივი გაზი, მათ შორის 853 მლნ მ³ გაზი მიღებულია შაჰ დენიზის საბადოდან, 1568 მლნ მ³ „სოკარისგან“, 163 მლნ მ³ გაზექსპორტისგან და 9 მლნ მ³ ადგილობრივი საბადოებიდან.

საყოფაცხოვრებო სექტორის მოხმარებამ 2019 წელს ჯამური მოხმარების 36% შეადგინა, თბოელექტროგენერაციის 28% და კომერციული სექტორის 36%. სომხეთისაკენ ტრანზიტით გატარებულია 1940 მლნ მ³ რუსული გაზი.



ნახაზი 2.1. ბუნებრივი გაზის ფაქტობრივი მოხმარება (2020 - პროგნოზი), მლნ მ³/წ

ბუნებრივი გაზის სექტორი ქვეყნის ეკონომიკის ერთ-ერთი ყველაზე დინამიურად განვითარებადი ნაწილია. ეკონომიკისა და მდგრადი განვითარების სამინისტროს უკანასკნელი ინფორმაციით, 2019 წლისათვის გაზიფიცირებული იყო ქვეყნის 84%²³, მთავრობის გეგმა კი ითვალისწინებს ყველა, იმ დასახლებული პუნქტისათვის გაზის მიწოდების უზრუნველყოფას, რომელთა გაზიფიკაცია გონივრულად მიზანშეწონილია.

საქართველოს მოთხოვნა ბუნებრივ გაზზე ძირითადად იმპორტით არის დაბალანსებული (იხ. ნახაზი). ადგილობრივი გაზის მოპოვება მცირეა და მისი წილი ჯამურ მოხმარებაში 0,5 %-ზე ნაკლებია.

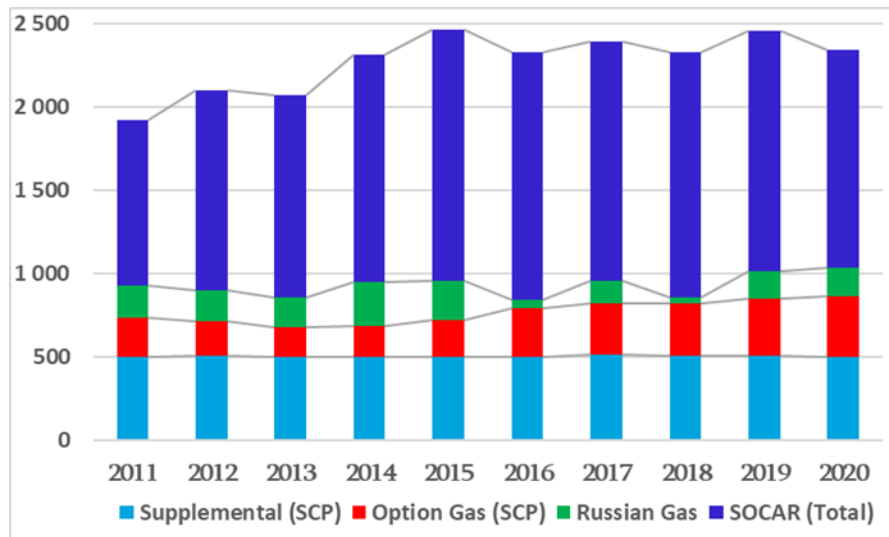
გაზის მოწოდება უცხოური წყაროებიდან რამდენიმე დამოუკიდებელი კონტრაქტის საფუძველზე (აზერბაიჯანულ „სოკართან“ და შპს დენიზის საერთაშორისო კოსორციუმთან და რუსულ „გაზპრომექსპორტთან“) ხორციელდება.

გაზის ძირითადი მომწოდებელი ადგილობრივ ბაზარზე აზერბაიჯანია. 2019 წელს აზერბაიჯანიდან საქართველოში ექსპორტირებული ბუნებრივი გაზის ჯამური მოცულობა ქვეყანაში მოხმარებული გაზის დაახლოებით - 93,5%-ს (2018 წელს 98 %-ს) შეადგენდა, რაც ოლოგოპოლურის მსგავს სტრუქტურას აყალიბებს ბაზარზე შეზღუდული კონკურენციისა და მაღალი კონცენტრაციის გამო.

აზერბაიჯანული შპს-დენიზის საბადოს გაზის მოწოდება საქართველოში წარმოებს სამხრეთ კავკასიური მილსადენის (SCP) მეშვეობით. სამხრეთ კავკასიური მილსადენის პროექტის მონაწილეებსა და საქართველოს მთავრობას

²³ წყარო: <https://commerciant.ge/ge/post/natia-turnava-saqartvelos-regionebis-gazifikaciis-procesi-gagrdezdeba>, იანვარი, 2019.

შორის გაფორმებული ტერიტორიის მფლობელი ქვეყნის ხელშეკრულებისა და ოფციური გაზის ყიდვა-გაყიდვის ხელშეკრულების შესაბამისად, საქართველოს უფლება აქვს შეისყიდოს ტრანზიტით გატარებული გაზის 5%-მდე მოცულობის გაზი. კონტრაქტის მოქმედების ვადა 60 წლითაა განსაზღვრული.



ნახაზი 2.2. ბუნებრივი გაზის იმპორტი (2020 - პროგნოზი), მლნ მ³/წ

2018 წლამდე, გაზის სამხრეთი კორიდორის პირველი ეტაპის სამშენებლო სამუშაოთა დასრულებამდე, საქართველოს შედლო ოპციური გაზის ხელშეკრულებით მაქსიმუმ 330 მლნ კუბური მეტრი გაზის მიღება, შაჰ დენიზის კონსორციუმისა და თურქული „ბოტაშის“ ხელშეკრულებით განსაზღვრული მაქსიმალური მიწოდების სიდიდიდან (6,6 მლრდ მ³/წ) გამომდინარე. გაზის სამხრეთი კორიდორის შემადგენელი 2 ძირითადი - სამხრეთ კავკასიური და ტრანს ანატოლიური მილსადენების ფუნქციონირების დაწყების შემდეგ საქართველოზე ტრანზიტით გატარებული გაზის მოცულობები თანდათანობით იზრდება. 2018 წელს გაზის ტრანზიტით (და შესაბამისად ოპციური გაზის კონტრაქტით მისაღები გაზის 5 %-იანი მოცულობა) ერთი მლრდ კუბური მეტრით გაიზარდა, 2019 წელს 2,2 მლრდ-ით (9,23 მლრდ მ³-მდე). გეგმის მიხედვით, 2020 წელს თურქეთს მიეწოდება დამატებით 4 მლრდ, ხოლო 2021 წელს 6 მლრდ კუბური მეტრი აზერბაიჯანული გაზი, შაჰ დენიზის საბადოს ათვისების მე-2 ფაზიდან.²⁴

პარალელურად დასრულებულია მუშაობა სამხრეთის გაზის კორიდორის შემადგენელი ტრანს-ადრიატიკული მილსადენის პროექტზე და გეგმის მიხედვით წლის ბოლომდე დაიწყება გაზის მიწოდება ევროპული მომხმარებლებისათვისაც. შედეგად, 2024-2026 წლებისათვის და შემდგომ გაზის

²⁴ წყარო: SOCAR Turkey, <https://www.trend.az/business/energy/2959558.html>, September 2018.

ტრანზიტი საქართველოს გავლით გაიზრდება 22 მლრდ კუბურ მეტრამდე და მეტად, რაც საშუალებას მისცემს საქართველოს შეღავათიანი ფასით ყოველწლიურად 1,1 მლრდ კუბურ მეტრამდე გაზი მიიღოს.

დამატებითი გაზის ყიდვა-გაყიდვის ხელშეკრულება ადგენს დამატებით მოსაწოდებელი ბუნებრივი გაზის მოცულობებსა და ფასებს 2026 წლის ინვრამდე პერიოდში. დღეისათვის საქართველო ამ ხელშეკრულებით იღებს 500 მლნ კუბურ მეტრ დამატებით გაზს ყოველწლიურად.

ოფციური და დამატებითი გაზის ხელშეკრულებებით განსაზღვრული ფასები რეგიონში ბუნებრივი გაზის საბაზრო ფასებზე მნიშვნელოვნად დაბალია.

საყოფაცხოვრებო და თბოგენერაციის მომხმარებლების მოთხოვნის გარანტირებული დაკმაყოფილების მიზნით, ბუნებრივი გაზი ქვეყანას მიეწოდება საქართველოს მთავრობასა და აზერბაიჯანულ „სოკარს“ შორის გაფორმებული მემორანდუმის ფარგლებში. „სოკართან“ ხელმოწერილი გაზის ყიდვა-გაყიდვის შესაბამისი კონტრაქტით, შეთანხმებულია გაზის მოწოდების პირობები საქართველოს ბაზარზე. კონტრაქტის ამჟამად მოქმედი პირობები ძალაშია 2021 წლამდე, კონტრაქტის მოქმედების ვადა კი 2030 წლის დეკემბერში იწურება.

აღნიშნული წყაროებიდან მოწოდებული ბუნებრივი გაზის პრაქტიკულად მთელი მოცულობა (ერთობლივად წოდებული როგორც „ქართული გაზი“) განკუთვნილია მოსახლეობისა და თბოენერგოგენერაციის მოთხოვნის დასაკმაყოფილებლად, რომლებიც შეადგენენ ბაზრის ე.წ. „სოციალურ მომხმარებლებს“.

გარდა ამისა, ხორციელდება საბაზრო ფასებით გაზის მოწოდება საქართველოს ინდუსტრიისა და კომერციული სექტორის მოთხოვნის დასაკმაყოფილებლად, ძირითადად აზერბაიჯანიდან. უკანასკნელ წლებში წარმოებს რუსული გაზის იმპორტიც, კერძოდ 2019 წელს რუსეთიდან დამატებით 163 მლნ მ³ გაზი იქნა მოწოდებული საბაზრო ფასებით.

საყოფაცხოვრებო მომხმარებლებს ე.წ. „სოციალური სექტორიდან“ ბუნებრივი გაზი მიეწოდება სემეკის მიერ რეგულირებული ტარიფით, ხოლო თბოელექტროსადგურებს, მთავრობასა და „სოკარს“ შორის გაფორმებული მემორანდუმითა და შესაბამისი კონტრაქტებით დადგენილი შეღავათიანი ტარიფით. დანარჩენი მომხმარებლისათვის საცალო და საბითუმო ფასები დერეგულირებულია და გაზი მიეწოდებათ საჯაროდ შეთავაზებული ფასებითა და პირობებით.

ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების შესახებ კანონის მოთხოვნების შესაბამისად, დაწყებულია ქვეყნის ენერგეტიკული სექტორის სტრუქტურული

რეორგანიზაცია, მათ შორის, მიმდინარეობს მუშაობა ბუნებრივი გაზის ბაზრის კონცეფციის პროექტის შემუშავებისათვის.

კანონის 129-2 მუხლის თანახმად, ბუნებრივი გაზის ბაზრის მოდელის კონცეფციას კომისიასთან თანამშრომლობით შეიმუშავებს ეკონომიკისა და მდგრადი განვითარების სამინისტრო და ამტკიცებს საქართველოს მთავრობა. ბუნებრივი გაზის ბაზრის მოდელის კონცეფცია აყალიბებს საქართველოში ბუნებრივი გაზის ბაზრის ორგანიზებისა და ფუნქციონირების სახელმძღვანელო პრინციპებს, კერძოდ, ბაზრის მონაწილეების უფლება-მოვალეობებისა და ბაზრის სტრუქტურის ზოგად მონახაზს და განსაზღვრავს სამიზნე მოდელზე გადასვლის ეტაპებს. ბუნებრივი გაზის ბაზრის ორგანიზება და ოპერირება, მათ შორის, ბუნებრივი გაზის ბაზრის მოდელის კონცეფციით განსაზღვრული ბაზრის ნებისმიერ სეგმენტთან დაკავშირებული ყველა პროცედურა, რეგულირდება კომისიის მიერ ბუნებრივი გაზის ბაზრის წესებით განსაზღვრული პირობების შესაბამისად.

ბუნებრივი გაზის ბაზრის ორგანიზაციასთან და გარანტირებულ მიწოდებასთან დაკავშირებული საკითხების, როგორცაა: სავალდებულო საჯარო მომსახურების, მოწყვლადი და დაცული მომხმარებლების უზრუნველყოფის, ბოლო ალტერნატივის მიწოდების მიმართ კანონით დადგენილი მოთხოვნებისა და ქვეყანაში დღეისათვის ჩამოყალიბებული სიტუაციის გათვალისწინებით, მიზანშეწონილად არის მიჩნეული სრულყოფილ კონკურენტულ ბაზარზე გადასვლა განხორციელდეს ეტაპობრივად, გარდამავალ პერიოდში მიწოდების უსაფრთხოების, მომხმარებელთა განსაზღვრული კატეგორიისათვის ფასების რეგულირების, ბაზარზე მოქმედი ძირითადი კომპანიების ფინანსური მდგრადობისა და სახელმწიფოს მიერ პროცესის ეფექტური მონიტორინგის უზრუნველყოფის მიზნით.

კანონი ადგენს ბუნებრივი გაზის მომხმარებლისათვის მიწოდების აუცილებლობას არარეგულირებადი საბაზრო ფასით (გარდა კანონით განსაზღვრული შემთხვევებისა), რაც შეთავაზებული ბაზრის მოდელის (კონცეფციის) აუცილებელ საბოლოო მიზანს წარმოადგენს. ამასთან, საქართველო ენერგეტიკული თვალსაზრისით ენერგეტიკული გაერთიანების სხვა ქვეყნებისგან იზოლირებული ქვეყანაა, რაც ქვეყნის გეოგრაფიული განლაგებით არის განპირობებული და, ჯერ-ჯერობით, გაერთიანების სხვა ქვეყნებისგან განსხვავებით არ შეუძლია გაერთიანების პარტნიორ ქვეყნებთან თავისუფალი მიმოცვლა აწარმოოს და მიიღოს სოლიდარობის პრინციპიდან გამომდინარე შესაძლო დახმარება კრიზისულ სიტუაციებში.

ამასთან, რადგან საქართველოს თანამედროვე გაზის საბითუმო ბაზარი ორმხრივ კონტრაქტებზე დაფუძნებულ ბაზარს წარმოადგენს, სადაც უცხო ქვეყნის სახელმწიფო კომპანიები დომინირებენ. ქვეყანა ფაქტობრივად მთლიანად გრძელვადიანი კონტრაქტების საფუძველზე მოწოდებულ იმპორტულ გაზზეა დამოკიდებული. უცხო ქვეყნის სახელმწიფო კომპანიები გაზის საბითუმო ბაზრის გარდა აკონტროლებენ ასევე საქართველოს საცალო ბაზარს (ქ. თბილისის საყოფაცხოვრებო და კომერციული სექტორების გარდა) და შესაძლებლობა აქვთ შესთავაზონ ბაზრის დერეგულირებულ, კომერციულ სეგმენტს მაღალი ფასები, რაც მძიმე ტვირთად აწვება ქვეყნის ეკონომიკას. ამასთან ერთად, რუსეთთან პოლიტიკური დაპირისპირების გამო, რომელსაც ქვეყნის ტერიტორიის 20% აქვს ოკუპირებული, ამ ქვეყნის სახელმწიფო კომპანიის „გაზპრომის“ უკონტროლო დაშვება ბაზარზე მიზანშეწონილი არაა.

შესაბამისად, არსებული სიტუაციიდან გამომდინარე და კანონის მოთხოვნების გათვალისწინებით, კონცეფციის სამუშაო რედაქცია ითვალისწინებს რეფორმების გარდამავალ ეტაპზე გარკვეული შეზღუდვების შემოღებას, რათა შეიქმნას შესაძლებლობა გაკონტროლდეს „გაზპრომის“ რაციონალური წილი მთლიან ბალანსში და, თანადროულად, შპს დენიზის გაზის მოცულობების გონივრული გადანაწილებით უზრუნველყოფილ იქნეს კონკურენციის შექმნა ბაზრის დერეგულირებულ (კომერციულ) სექტორში.

რეფორმების შემდგომ ეტაპზე, ალტერნატიული მომწოდებლების (მაგალითად ტრეიდერების) მოზიდვისა და ბაზრის ლიკვიდურობის ზრდის კვალობაზე, ყველა მომწოდებელი (იმპორტიორები, ტრეიდერები, მწარმოებლები) ივაჭრებენ კონკურენტულ ბაზარზე.

საქართველოს ეკონომიკისა და მდგრადი განვითარების სამინისტროს მიერ მომზადებულია ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების შესახებ კანონით გათვალისწინებული ღონისძიებების, მათ შორის ბუნებრივი გაზის ბაზრის კონცეფციისა და სხვა საკითხების განხორციელების გეგმა (იხ. დანართი).

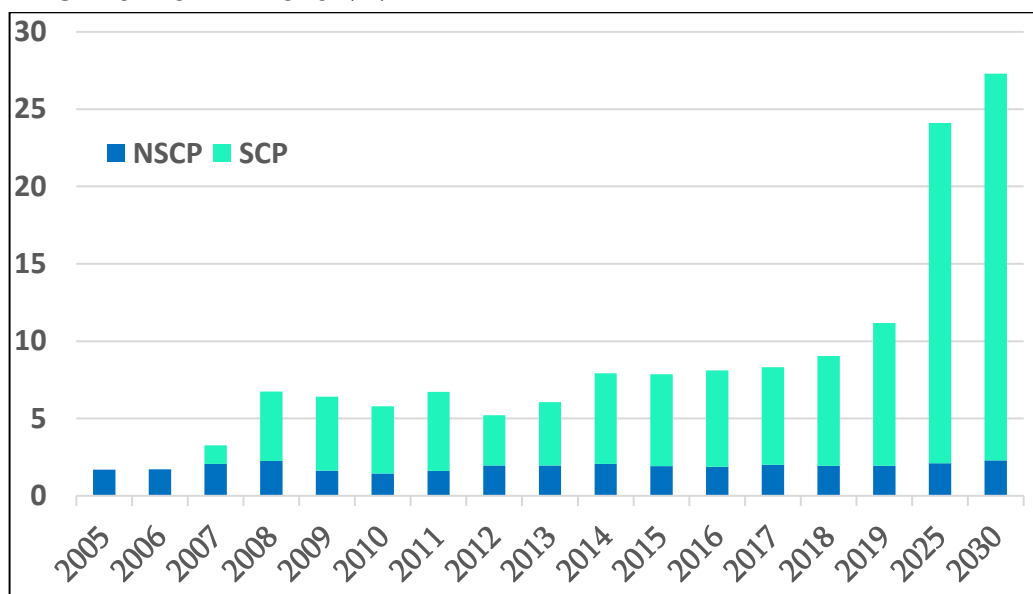
2.3. სატრანზიტო და სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურა

საქართველოს ტერიტორიაზე განლაგებული სატრანზიტო დერეფანი წარმოადგენს საერთაშორისო ბაზრებზე აზერბაიჯანისა და ცენტრალური აზიის ქვეყნების ნახშირწყალბადების ერთ-ერთ ყველაზე უფრო მიმზიდველ მიწოდების მარშრუტს. ამ დერეფნით ხორციელდება ნავთობის, ნავთობპროდუქტებისა და გაზის ტრანსპორტირება, როგორც მილსადენებით, ისე რკინიგზითა და საზღვაო პორტებით.

მაგისტრალური გაზსადენები უზრუნველყოფენ ბუნებრივი გაზის ტრანზიტს თურქეთისა და სომხეთის მიმართულებით. აზერბაიჯანული შპს დენიზის

საბადოს გაზი მიეწოდება ბაქო-თბილისი-ერზრუმის სამხრეთ კავკასიური მაგისტრალური გაზსადენის საშუალებით. SCP გაზსადენის ფაქტიური წლიური დატვირთვა 2014-2017 წლებში დაახლოებით 6, 2018 წელს 7,1, 2019 წელს - 9,2 მლრდ მ³-ს შეადგენდა, 2020 წლისათვის დაგეგმილია ტრანზიტის ზრდა 11-11,5 მლრდ მ³-მდე, 2025-2030 წლებისათვის კი 22-24 მლრდ მ³-მდე.

ჩრდილოეთ-სამხრეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემით ხორციელდება რუსული გაზის ტრანზიტი სომხეთის მიმართულებით. NSGP გაზსადენის დატვირთვა მნიშვნელოვნად არის შემცირებული მის საპროექტო გამტარუნარიანობასთან შედარებით. 2019 წელს გაზსადენით სომხეთის მიმართულებით გაზის ტრანზიტისათვის დაახლოებით 1,94 მლრდ მ³, ხოლო საქართველოს ბაზრისათვის დაახლოებით 0,17 მლრდ მ³ რუსული გაზის ტრანსპორტირება განხორციელდა.



ნახაზი 2.3. ბუნებრივი გაზის ტრანზიტი, მლრდ მ³/წ

საქართველოს შიგა ბაზრის მომარაგებას ემსახურება აღმოსავლეთ-დასავლეთისა და ჩრდილოეთ-სამხრეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა კახეთის, სამხრეთის, აჭარისა და ფოთის განშტოებებით. გაზსადენების სისტემა დაკავშირებულია ჩრდილოეთ-სამხრეთ კავკასიის მაგისტრალური გაზსადენით რუსეთთან საქართველო-რუსეთის საზღვარზე, სამხრეთ კავკასიურ მილსადენთან და აზერბაიჯანიდან შემომავალ გაზსადენთან საქართველო-აზერბაიჯანის საზღვარზე და სომხეთის განშტოებასთან საქართველო-სომხეთის საზღვარზე. ერთიანი გაზმომარაგების სისტემა მოიცავს აგრეთვე დაახლოებით ოცი ათასი კმ ჯამური სიგრძის გამანაწილებელ (დისტრიბუციის) გაზსადენებს, ასზე მეტ გაზგამანაწილებელ სადგურსა და გაზის გამზომ კვანძს (იხ.ცხრილი), ამჟამად პრაქტიკულად მწყობრიდან გამოსულ ან დაუკომპლექტებელ ორ საკომპრესორო სადგურს.

ცხრილი 2.1. ტრანსსასაზღვრო წნევის რეგულირებისა და გამზომი სადგურები

სადგურის დასახელება და/ან დანიშნულება		მილსადენის დასახელება/ სადგურის მდებარეობა	გამტარუნარიანობა ²⁵ , მლნ მ ³ /დღ
<u>1</u>	გველეთი (საგურამოს კვანძი) ²⁶ , იმპორტი რუსეთიდან	NSCGP, რუსეთის საზღვარი (საგურამო)	2,2 (4,2) ²⁷
<u>2</u>	წითელი ხიდი, ტრანზიტი სომხეთისაკენ ²⁸	სომხეთის ინტერკონექტორი, სომხეთის საზღვარი	≈12,0 ²⁹
<u>3</u>	ხრამი, იმპორტი აზერბაიჯანიდან	ყაზახი-საგურამო, აზერბაიჯანის საზღვარი	8,0
<u>4</u>	შაჰ დენიზის გაზის საქართველოს მიმღები პუნქტი	სამხრეთ კავკასიური გაზსადენი, Area 72 of SCP (გარდაბანი)	4,1 ³⁰ (5,4)
<u>5</u>	შაჰ დენიზის გაზის თურქეთის მიმღები პუნქტი SCP-ზე	სამხრეთ კავკასიური გაზსადენი, Area 81 of SCP (ვალე)	≈20
<u>6</u>	შაჰ დენიზის გაზის TANAP-ის მიმღები პუნქტი SCPX-ზე	სამხრეთ კავკასიური გაზსადენი, თურქეთის საზღვარი	≈45
საქართველოს გაზომარაგების სისტემის ჯამური მაქსიმალური მიღების შესაძლებლობა			16,3 (17,6)

სნგკ-ს ეკუთვნის გაზგამანაწილებელი სადგურების უმრავლესობა, ხოლო ნაწილი კი სგტკ-ს ან გამანაწილებელი კომპანიებისა და მსხვილი, პირდაპირი (ე.წ. კვალიფიციური) მომხმარებლების კუთვნილებაშია. ცხრილში მოცემულია სნგკ-ს კუთვნილი ძირითადი სადგურების ჩამონათვალი (სგტკ-ს ბალანსზე რიცხული წნევის მარეგულირებელი და გამზომი სადგურებისა და კვანძების ჩამონათვალი მოცემულია დანართში). აღსანიშნავია, რომ პრაქტიკულად ყველა გგს საჭიროებს ქსელის წესებით განსაზღვრულ სტანდარტებთან შესაბამისობაში მოყვანას.

²⁵ ფრჩხილებში მითითებულია სისტემის შესაძლო პიკური დატვირთვა, მოკლე ვადიანი პერიოდის განმავლობაში. სისტემის მუშაობა ასეთ რეჟიმში ჩვეულებრივ პირობებში დაუშვებელია ტექნიკური ან საკონტრაქტო შეზღუდვების გამო

²⁶ ქვეყნის შიგა გაზომარაგების სისტემაში რუსული გაზის მიწოდება საგურამოს კვანძის მეშვეობით ხორციელდება

²⁷ კვანძი შედგენილია მოქმედი და სარეზერვო ორი პარალელური აღრიცხვის ხაზისაგან, თითოეულის მაქსიმალური გამტარუნარიანობით 4,2 მ³/დღ. კრიტიკულად მაღალი პიკური მოხმარების პერიოდში სარეზერვო ხაზი შეიძლება გამოყენებულ იქნეს დამატებითი გაზის მიწოდებისათვის

²⁸ საქართველო-სომხეთის ინტერკონექტორზე მოწყობილი გაზის რევერსით მოწოდების გამზომი კვანძის გამტარუნარიანობა 3,14 მლნ მ³/დღ შეადგენს, თუმცა ჩრდილოეთ-სამხრეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემიდან გაზის მიღება, ზამთრის პიკური მოხმარების პერიოდში, შესაძლებელია ერთ-ერთიდან: ან აღნიშნული ან საგურამოს კვანძიდან, რათა არ დაირღვეს სატრანზიტო ხელშეკრულებით გათვალისწინებული ვალდებულებები

²⁹ კვანძი შედგენილია მოქმედი და სარეზერვო სულ 4 პარალელური აღრიცხვის ხაზისაგან, თითოეულის გამტარუნარიანობით 3,75 მ³/დღ. ზაფხულის პერიოდში შესაძლებელია ოთხივე ხაზის დატვირთვა, რაც შეიძლება გამოყენებული იქნეს, მაგალითად, აზოვიანის გაზსაცავის შესავსებად, სომხეთში

³⁰ გარდა კონსორციუმიდან მისაღები 4,1 მლნ მ³-ისა, სამხრეთ კავკასიური გაზსადენიდან შესაძლებელია დამატებით 1,1 მლნ მ³/დღ გაზის მიღება "სოკართან" შეთანხმების საფუძველზე

ცხრილი 2.2. გაზგამანაწილებელი სადგურები

მდებარეობა	მშენებლობის წელი	ტიპი	Q საპრ, მ³/სთ	Pსაპრ, ბარ	ფაქტიური დატვირთვა, მ³/სთ
რუსთავი	2020	კომპანიის სტანდარტი	65000	1.2-5.4 1.2;	≈45000
კასპი	1970	ტრ-885	61 000 300 000	1.2-5.4 0.3-1.2;	19188
გორი	1970	ტრ-885	61 000 300 000	1.2-5.4 0.3-1.2;	3333
ნავთლული	1959	ტრ-884	61 000 300 000	1.2-5.4 0.3-1.2;	110000 ³¹
ბორჯომი	1975	აგეს-80	21 000 110 000	1.2-5.4 0.3-1.2;	3478
გარდაბანი	2007 კაპ.რემ. 1959	ტრ-884	61 000 300 000	1.2-5.4 0.3-1.2;	206591
გლდანი	1963	ტრ-884	61 000 300 000	1.2-5.4 0.3-1.2;	47500 ³²
ზესტაფონი	1975	აგეს-30	12 000 70 000	1.2-5.4 0.3-1.2;	1530
ხაშური	1972	აგეს-30	12 000 70 000	1.2-5.4 0.3-1.2;	1173
ყაზბეგი	1971	აგეს-1/3	1 100 4 750	1.2-5.4 0.3-1.2;	1005
ბაკურიანი	1989	აგეს-30	12 000 70 000	1.2-5.4 0.3-1.2;	1558
ქუთაისი-1	1975	აგეს-150	61 000 300 000	1.2-5.4 0.3-1.2;	8758
მარნეული	1978	აგეს-80	21 000 110 000	1.2-5.4 0.3-1.2;	2293
თელავი	1974	აგეს-30	12 000 70 000	1.2-5.4, 0.3-1.2;	1934
საჩხერე	1974	აგეს-10	10 000 38 000	1.2-5.4 0.3-1.2;	1814

³¹ მითითებულია ზამთრის პერიოდის დატვირთვა. მათ შორის თბილისი ენერჯის მაქსიმალური მოხმარება 107000, ხოლო უშუალოდ გეს-დან მკვებავი მომხმარებლების დატვირთვა 3000 მ³/სთ-ია

³² მითითებულია ზამთრის პერიოდის დატვირთვა. მათ შორის თბილისი ენერჯის მაქსიმალური მოხმარება 45000, ხოლო უშუალოდ გეს-დან მკვებავი მომხმარებლების დატვირთვა 2500 მ³/სთ-ია

წყალტუბო	1975	აგეს-10	10 000 38 000	1.2-5.4 0.3-1.2;	1648
მცხეთა	1966	ტრ-645	10 000 38 000	1.2-5.4 0.3-1.2;	1227
ნაჭარმაგევი	1970	აგეს-3	2 750 11 200	1.2-5.4 0.3-1.2;	1250
გურჯაანი	1970	ტრ-645	11 000 38 000	1.2-5.4 0.3-1.2;	1086
მეჯვრისხევი	1970	აგეს-1/3	1 100 4 750	1.2-5.4 0.3-1.2;	1045
გაჩიანი	1970	აგეს-80	21 000 110 000	1.2-5.4 0.3-1.2;	42000 ³³

მაგისტრალური გაზსადენების კოროზიისაგან დაცვის უზრუნველსაყოფად საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების სისტემაში ჩართული დაახლოებით 20 კათოდური დაცვის სადგური. გაზსადენების კათოდური დაცვა ხორციელდება EWGP სისტემის ყველა მიმართულებით (იხ. ცხრილი), ასევე, სამხრეთის განშტოებასა და NSGP სისტემაზე (უკანასკნელი მოითხოვს მონიტორინგსა და აღდგენას, საჭიროების შემთხვევაში).

ცხრილი 2.3. კათოდური დაცვის სადგურები აღმოსავლეთ-დასავლეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემაზე

ჩრდილოეთ-სამხრეთის მიმართულება	დასავლეთის მიმართულება
გაზსადენის დასახელება და სადგურის განლაგების კილომეტრ ნიშნული	
გარდაბანი-ნავთლული, 0.0	ზესტაფონი-ქუთაისი, 5.2
გარდაბანი-ნავთლული, 14.0	ქუთაისი-აბაშა, 5.2
ნავთლული-საგურამო, 0.0	აბაშა-სენაკი, 4.6
ნავთლული-საგურამო, 33.3	სენაკი-ფოთი, 10.1
ნავთლული-საგურამო, 50.0	სენაკი-ფოთი, 29.5

საქართველოს (სნგკ-ს) კუთვნილი მაგისტრალური გაზსადენების საერთო სიგრძე დაახლოებით 2000 კმ-ს შეადგენს. მათი მშენებლობა 1959 წელს დაიწყო და განსაკუთრებული ინტენსივობით მიმდინარეობდა გასული საუკუნის 70-იან და 80-იან წლებში. ქვეყნის დამოუკიდებლობის საწყის პერიოდში, ყოფილი საბჭოთა კავშირის ცენტრალიზებული ეკონომიკის დეგრადაციის პირობებში, მკვეთრად დაეცა ინფრასტრუქტურის მშენებლობის ტემპიც. მაგისტრალური გაზსადენების მშენებლობა-რეაბილიტაციის სამუშაოები განახლდა 2007 წლიდან

³³ მითითებულია ზამთრის პერიოდის დატვირთვა. მათ შორის თბილისი ენერჯის მაქსიმალური მოხმარება 40000, ხოლო უშუალოდ გგს-დან მკვებავი მომხმარებლების დატვირთვა 2000 მ³/სთ-ია

(პირველ ეტაპზე უცხოელი დონორების, აშშ-ს MCC და USAID ფინანსური დახმარების ხარჯზე³⁴). ამჟამად მიმდინარე გაზსადენების მშენებლობა-რეაბილიტაციისა და განვითარების სამუშაოები, ძირითადად სისტემის გამტარუნარიანობის და ექსპლუატაციის მოქნილობისა და საიმედოობის გაზრდას ემსახურება ახალი, მაღალი გამტარობის მონაკვეთებისა და ინტერკონექტორების გამოყენებით. მაგისტრალური გაზსადენების დიამეტრი ცვალებადობს ძირითადად 300-დან 1220 მმ-მდე (90-250 მმ პირობითი დიამეტრის ცალკეულ მონაკვეთებთან ერთად), საპროექტო წნევა 25-56 ბარის ფარგლებში.

ცხრილი 2.4. მაგისტრალური გაზსადენები³⁵

გაზსადენების დასახელება (უბანი,კმ.)	გაზსადენი		ექსპლუატაციაში მიღების წელი
	სიგრძე,	დიამეტრი,	
ჩრდილოეთ კავკასია-ამიერკავკასია	133,65	1220	1988-1994
ყაზახი-საგურამო	89,46	1020	1980
გარდაბანი-ნავთლული	30,2	714	2007
ყარაღალ-თბილისი	64,98	820-720	1968-1970-1984-2000
ნავთლული-საგურამო	52,2	720	2008-2011
ვლადიკავკას-თბილისი	195,192	720-529	1963-1979-1986-1989
საგურამო-ქუთაისი	225,64	720-529	1972-1983
ქუთაისი-სოხუმი (ქობულეთის განშტოებასთან ერთად)	201,978	720-529	1986-1989-2006
რუსთავი-თელავი-ჟინვალის	290,5	325-529	1970-1987-1992
წითელი ხიდი-წალკა-ახალქალაქი	173,10	325-219	1979-1990-2007
ასპინძა-ახალციხე-ვაღე-უღე	73,024	325-2019	2007-2012
წითელი ხიდი-მარნეული	26,90	529-325	2015
გომი-ხაშური-ბაკურიანი	58,98	529-325	1972-1975-1989
გორი-ქარელი	44,14	720	2016
ზესტაფონი-ქუთაისი	23,4	720	2014
ქუთაისი-აბაშა	47,0	720	2014
აბაშა-სენაკი	29,0	720	2014
სენაკი-ფოთი	29,562	720	2009
რუსთავი-საგარეჯო	25,2	325	2014
წითელი ხიდი-გარდაბანი	18,76	720	2018
თელავი-ახმეტა	27,00	325	2018
ადიგენი-გოდერძი	33,00	325	2019

დანართში მოცემულია სგტკ-ს ტექნიკური სამსახურის მიერ მომზადებული ინფორმაცია საქართველოს³⁶ მაგისტრალური გაზსადენების ძირითადი მახასიათებლების შესახებ.

ნახაზზე ნაჩვენებია საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების სქემა. აღსანიშნავია, რომ ბოლო ათწლეულში სნგკ-ს მიერ განხორციელებული

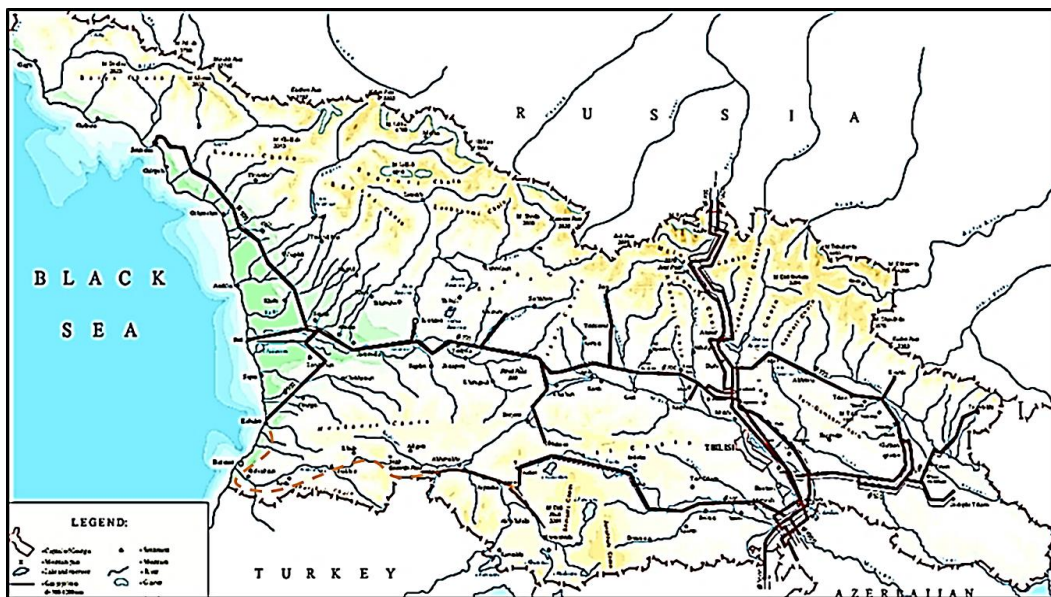
³⁴ამავე პერიოდში განხორციელდა დამატებით, ჩრდილოეთ-სამხრეთ კავკასიის მაგისტრალური გაზსადენის უზნობრივი რეაბილიტაციის 22 პროექტი

³⁵ სგტკ-ს ტექნიკური უზრუნველყოფის დეპარტამენტის მონაცემები 2020 წლის მდგომარეობით

³⁶ ინფორმაცია მოიცავს მონაცემებს მხოლოდ საქართველოს (სნგკ-ს) კუთვნილი გაზსადენების შესახებ მონაცემები ქვეყნის ტერიტორიაზე განლაგებული სამხრეთ კავკასიური გაზსადენის (სკმ) შესახებ, ცხრილში შეტანილი არაა

სამშენებლო-სარეაბილიტაციო სამუშაოების შედეგად, ქვეყნის რამდენიმე რეგიონი უზრუნველყოფილია რკალური გაზმომარაგების სისტემებით. კერძოდ:

- კახეთის რეგიონს გაზი შეიძლება მიეწოდოს სამხრეთიდან (რუსთავი-საგარეჯოს მონაკვეთით) ან ჩრდილოეთიდან (ქინვალი-ახმეტის მონაკვეთით).
- სამხრეთ საქართველოს, აჭარისა და გურიის რეგიონებს გაზი შეიძლება მიეწოდოს სამხრეთ-აღმოსავლეთიდან (წითელი ხიდი-მარნეულის მონაკვეთით, ან დასავლეთიდან სენაკი-ქობულეთის მაგისტრალური მილსადენითა და შემდგომ აჭარის საზღვრიდან გოდერძის გადასასვლელამდე აჭარა გაზის კუთვნილი გამანაწილებელი მილსადენით)³⁷.



ნახაზი 2.4. საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენები

დანართში მოცემულია საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების სქემატური ნახაზები მთლიანად ქვეყნის და ცალკეული მიმართულებების/განშტოებების მიხედვით. ნახაზებზე დატანილია, აგრეთვე, გაზის ძირითადი ნაკადების მიმართულებები, რაც გამოყენებულია მილსადენების ჰიდრავლიკური გაანგარიშებისათვის.³⁸

მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა ორი ძირითადი ნაწილისა და რეგიონული განშტოებებისაგან შედგება:

- ჩრდილოეთიდან (რუსეთ-საქართველოს საზღვრიდან) სამხრეთისკენ (საქართველო-აზერბაიჯანისა და საქართველო-სომხეთის საზღვრებამდე) განლაგებულია ჩრდილოეთ სამხრეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა;

³⁷ ნახაზზე ნაჩვენებია წითელი ფერის წყვეტილი ხაზით

³⁸ ნახაზები მომზადებულია სნგკ-ს საინჟინრო უზუნველყოფის დეპარტამენტში სგტკ-ს ტექნიკური და კომერციული დეპარტამენტების მიერ მოწოდებული საბაზისო ინფორმაციის (სქემების) საფუძველზე

- აღმოსავლეთიდან (საქართველო-აზერბაიჯანის საზღვრიდან) დასავლეთისკენ გაზის მიწოდებას ემსახურება აღმოსავლეთ-დასავლეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა რამდენიმე ტერმინალით (ფოთის, აფხაზეთისა და აჭარის ავტონომიური რესპუბლიკების მიმართულებით).

ცხრილში მოცემულია საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების საპროექტო გამტარუნარიანობისა და პიკური დატვირთვის (2016-2019 წლების ფაქტობრივი მონაცემების მიხედვით) მაჩვენებლები³⁹.

ცხრილი 2.5. მაგისტრალური გაზსადენების საპროექტო გამტარუნარიანობა და ფაქტობრივი პიკური დატვირთვის მაჩვენებლები⁴⁰

მილსადენი/მიმართულება	საპროექტო სიმძლავრე, მლრდმ³/წ	სავარაუდო ფაქტიური გამტარუნარიანობა, მლრდმ³/წ	საშუალო საანგარიშო დატვირთვა, მლნმ³/დღ	პიკური დატვირთვის კოეფიციენტი, (2016-2019 წწ)
ჩრდილოეთ-სამხრეთის მაგისტრალური გაზსადენი	16	8,0	5,92	2,76
	8-10	4,0	5,48	2,13
აღმოსავლეთ-დასავლეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა	0,25/0,45/ 1,5/4,0	≈3,5-3,8	6,21	2,48
აზ. საზღვარი-საგურამო	4,0	≈2,5	3,69	2,28
სკმ-ს ინტერკონექტორი	4,0	≈1,6	2,08	2,73
ცენტრი-დასავლეთის მიმართულება	1,5-4,0	≈1,2	1,20	3,20
დასავლეთ საქართველოს მიმართულება	4,0	-	0,78	3,67
ბაკურიანის განშტოება	0,25/0,45/1,5	-	0,10	3,50
სამხრეთის მიმართულება	1,5/0,5	≈0,1-0,5	0,14	3,31
კახეთის მიმართულება (საგარეჯოდან)	1,5/0,5	≈0,1-0,5	0,23	3,56
ქობულეთის განშტოება	1,5	≈0,3-0,5	0,29	4,31
ჩრდილოეთის მიმართულება (ყაზბეგი და კახეთი ჟინვალისა)	4,0	≈2	0,30	3,43

ჩრდილოეთ-სამხრეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა (NSGP)

სისტემა აერთიანებს “ჩრდილოეთ-სამხრეთ კავკასიის” და “ვლადიკავკაზ-თბილისის” პარალელურ და “ყაზახი-საგურამოს” გაზსადენებს. სისტემას გაზი რუსეთის ტერიტორიაზე განლაგებული გამზომი კვანძიდან მიეწოდება “ჩრდილოეთ -სამხრეთ კავკასიის” 1200 მმ-იანი მაგისტრალით საგურამომდე. საწყისი, მდინარეების თერგისა და არაგვის ხეობების მონაკვეთები რთული რელიეფის, მეწყერ- და ზვავსაშიშ უბნებსა და არამდგრად გეოლოგიურ სტრუქტურებშია განლაგებული. ტრასის ამ ნაწილში მილსადენების დაცვის მიზნით მოწყობილია რამდენიმე მილგამტარი გვირაბი. მილსადენების ეს ნაწილი ხშირი ტექნოგენური ხასიათის ავარიების მიზეზი ხდება და განსაკუთრებით ძვირადღირებულ მომსახურებას მოითხოვს. მხოლოდ უკანასკნელი 10 წლის განმავლობაში სისტემაზე შესრულებულია დაახლოებით 60 მლნ აშშ დოლარის ღირებულების სარეაბილიტაციო სამუშაოები.

³⁹ პიკური დატვირთვის კოეფიციენტის განსაზღვრის მეთოდოლოგია მოცემულია ზემოთ

⁴⁰ გეგმის ეს ნაწილი მომზადებულია სგტკ-ს დირექტორის მოადგილის რევაზ ჩიკაშუას მიერ მოწოდებული ინფორმაციის საფუძველზე

საგურამოს კვანძის შემდგომ, მდინარე მტკვრის კალაპოტის გასწვრივ განლაგებულია 1000 მმ დიამეტრის მილსადენი. მისი ზოგიერთი მონაკვეთი, ადგილ-ადგილ ჭარბტენიან, ინტენსიური აგრიკულტურული სამუშაოებით მოცულ და განსაკუთრებით მაღალი აგრესიულობით გამორჩეულ გრუნტებშია განლაგებული. მრავალი წლის განმავლობაში მილსადენები კათოდური დაცვის გარეშე მუშაობდა, რაც მილების კოროზიულ ცვეთას განაპირობებს და გაზის გაჟონვის მიზეზი ხდება.

გაზსადენის “ჩრდილოეთ-სამხრეთ კავკასია” საქართველოს მონაკვეთი ($D=1200^{41}$ მმ, $L\approx 133$ კმ, $P_0=55$ ბარი) აშენებულია 1988-1994 წლებში. სხვადასხვა ადგილზე მილსადენი გადის რვა გვირაბში საერთო სიგრძით 4,6 კმ. მილსადენი მოიცავს 16, ერთმანეთისაგან საშუალოდ 8 კმ-ით დაშორებულ სახაზო ონკანს. ამჟამად, მილსადენი ძირითადად გამოიყენება რუსული გაზის ტრანზიტისთვის სომხეთის მიმართულებით.

გაზსადენის “ყაზახი-საგურამო” საქართველოს მონაკვეთი ($D=1000$ მმ, $L=90$ კმ, $P_0=55$ ბარი) აშენებულია 1980 წელს. იგი „ჩრდილოეთ-სამხრეთ კავკასიის“ გაზსადენის გაგრძელებაა საგურამოდან აზერბაიჯანისა და სომხეთის საზღვრებამდე. საქართველოს ტერიტორიაზე განლაგებულია მისი დაახლოებით 90 კმ-იანი მონაკვეთი და სომხეთის საზღვრისაკენ მიმართული 11,5 კმ-იანი განშტოება. გაზსადენი ძირითადად გამოიყენებულია რუსული გაზის ტრანზიტისათვის სომხეთის მიმართულებით.

„ყაზახი-საგურამოს“ გაზსადენთან მიერთებულია წითელი ხიდისა და ხრამის გამოზომი კვანძები დასავლეთისა და სომხეთის მიმართულებით მიწოდებული და აზერბაიჯანიდან შემომავალი გაზის მოცულობების აღრიცხვისათვის, შესაბამისად. საგურამოში იგი უერთდება „ვლადიკავკაზ-თბილისის“ მილსადენს, რომლის მეშვეობით პერიოდულად ხდება რუსული გაზის მიღება. „ყაზახი-საგურამოს მილსადენის კმნ 66,0 დაკავშირებულია აგრეთვე „ყარადაღი-თბილისის“ მილსადენის 484,0 კმნ-თან (რუსთავის მახლობლად).

გაზსადენის “ვლადიკავკაზი-თბილისის” საქართველოს მონაკვეთი ($D=720/529$ მმ, $L=166$ კმ, $P_0=55$ ბარი, ადგილ-ადგილ პარალელური ორი ხაზით) მშენებლობა დასრულდა 1966 წელს, თუმცა პერიოდულად ხდებოდა მისი სხვადასხვა მონაკვეთის რეაბილიტაცია-განახლება. ტრასის დაახლოებით 1,3 კმ ჯამური სიგრძის ოთხი მონაკვეთი განლაგებულია გვირაბებში. გაზსადენი ძირითადად 700 მმ-იანი მილებით არის დაკომპლექტებული და თერთმეტი, 500 მმ დიამეტრის შემაერთებელი ხაზით არის დაკავშირებული “ჩრდილოეთ-სამხრეთ კავკასიის” მილსადენის პარალელურად განლაგებულ მონაკვეთებთან. ამჟამად მილსადენი 1200 მმ-იანი ძირითადი სატრანზიტო მილსადენის დამხმარე ფუნქციას ასრულებს, აგრეთვე გამოიყენება საგურამოს კვანძიდან ჩრდილოეთის მიმართულებით გაზის მიწოდებისათვის.

⁴¹ დოკუმენტში მითითებულია მილსადენის პირობითი დიამეტრები

გაზსადენი მიერთებულია გველეთისა და საგურამოს გაზის გამზომ კვანძებთან, მასში (კმნ 186,7) ჩართულია ქვეშეთის, ამჟამად უმოქმედო, საკომპრესორო სადგური, რომლის შემომვლები მილსადენი მოწყობილია 800 მმ-იანი ჩანართით. გაზსადენის 155,7 კმ ნიშნულთან მოწყობილია კახეთის განშტოების მკვებავი „რუსთავი-თელავი-ჟინვალის“ 300 მმ-იანი 50,7 კმ სიგრძის მონაკვეთის შეჭრის წერტილი.

აღმოსავლეთ-დასავლეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა

საგურამოს კვანძში თავს იყრის სხვადასხვა მიმართულების მაგისტრალური გაზსადენები და წარმოებს იმპორტირებული ბუნებრივი გაზის, გადანაწილება ქვეყნის მთელ ტერიტორიაზე. შესაბამისად, აღმოსავლეთ-დასავლეთის მაგისტრალური გაზსადენი პირობითად ორ ნაწილად შეიძლება დაიყოს: საქართველოს სამხრეთ-აღმოსავლეთი საზღვარი-ცენტრი და ცენტრი - სოხუმი (განშტოებებით აჭარისა და ფოთის მიმართულებით).

სამხრეთ-აღმოსავლეთ საზღვრიდან-ცენტრამდე ჯგუფში გაერთიანებულია: „ყარადაღი-თბილისის“, „აზერბაიჯანის საზღვარი-გარდაბანის“, „გარდაბანი-ნავთლულის“, „ნავთლული (გამარჯვება)-საგურამოს“ გაზსადენები და სამხრეთ კავკასიურ მილსადენთან შემაერთებული „არეა 72-რუსთავის“, „კახეთის მიმართულებისა“ და „სამხრეთის მიმართულების“ განშტოებები. აღსანიშნავია, რომ ჯგუფის აზერბაიჯანის საზღვრიდან თბილისამდე მონაკვეთი წარმოდგენილია პარალელური მილსადენებით, რაც მათი მომსახურების არეალში მოქცეული ქვეყნის ძირითადი მომხმარებელი გარდაბანი-რუსთავი-თბილისის ინდუსტრიული და მჭიდროდ დასახლებული რეგიონის გარანტირებულ გაზმომარაგებას უზრუნველყოფს, საჭირო მოცულობის გაზის მოწოდებისას საიმპორტო წყაროებიდან.

გაზსადენის „ყარადაღი-თბილისი“ საქართველოს მონაკვეთის ორი პარალელური 500 და 800 მმ-იანი ხაზის ($D=500/800$ მმ, $L=46$ კმ, $P_0=55$ ბარი) მშენებლობა 1959 წელს დაიწყო. 2017 წელს აშენდა აზერბაიჯანის საზღვრიდან გარდაბნამდე მონაკვეთის ახალი 700 მმ-იანი მონაკვეთი. ამჟამად ფუნქციონირებს ახლად აშენებული 17 კმ სიგრძის 700 მმ-იანი მილსადენი და 800 მმ-იანი მილსადენის 24 კმ-იანი მონაკვეთი რუსთავამდე, რომელიც გრძელდება 700 მმ-იანი მონაკვეთით „ვლადიკავკაზ-თბილისის“ გაზსადენამდე, რაც უზრუნველყოფს აზერბაიჯანული („სოკარის“ კუთვნილი) გაზის შეუფერხებელ მიწოდებას საქართველოს ბაზარზე.

„გარდაბანი-ნავთლულისა“ ($D=700$ მმ; $L=30,2$ კმ, $P_0=55$ ბარი) და **„ნავთლული-საგურამოს“** ($D=700$ მმ; $L=50,6$ კმ, $P_0=55$ ბარი) მონაკვეთები, საერთო სიგრძით 80,8 კმ, 2007-2010 წლებში აშენდა. მილსადენები ემსახურება აზერბაიჯანული, სოკარის კუთვნილი გაზის მოწოდებას საქართველოს ბაზარზე, რომლის ტრანსპორტირება საზღვრამდე ხორციელდება „ყაზახი-საგურამოს“ გაზსადენის აზერბაიჯანული მონაკვეთით. გარდაბანი-ნავთლულის გაზსადენით ჩანაცვლდა „ყარადაღი-თბილისის“ გაზსადენის 500 მმ-იანი მონაკვეთები, ხოლო ნავთლული

(გამარჯვება)-საგურამოს გაზსადენით დაპარალელებულია „ვლადიკავკაზ-თბილისის“ ქალაქის მჭიდროდ დასახლებულ უბნებში განლაგებული მონაკვეთი, რითაც მნიშვნელოვნად ამაღლდა მაგისტრალური გაზსადენების ფუნქციონირების საიმედოობა და მოსახლეობის უსაფრთხოება, გაიზარდა სისტემის გამტარუნარიანობა. „გარდაბანი-ნავთლულის“ გაზსადენი გაჩიანთან და ნავთლულის გრს-თან დაკავშირებულია „ვლადიკავკაზი-თბილისის“ გაზსადენთან, ხოლო ამ უკანასკნელის 188-ე კილომეტრ-ნიშნული 500 მმ-იანი შემაერთებელით უკავშირდება „ნავთლული-საგურამოს“ მონაკვეთს 41-ე კილომეტრზე.

სამხრეთ კავკასიურ მილსადენთან შემაერთებული (არეა 72-რუსთავის) მონაკვეთი ($D=700(762)$ მმ, $L=12,5$ კმ, $P_0=55$ ბარი) აშენებულია 2006 წელს სამხრეთ კავკასიური გაზსადენიდან ოფციური და დამატებითი გაზის ყიდვა-გაყიდვის კონტრაქტებით გათვალისწინებული გაზის მიწოდებისათვის ბაზარზე.

კახეთის მიმართულების (რუსთავი-თელავი-ჟინვალი) გაზსადენი ($D=200/300/500$ მმ, $L=212,9$ კმ, $P_0=25/55$ ბარი) მშენებლობის სამუშაოები ძირითადად შესრულებულია 1970-1987 წლებში, ხოლო 2015 წელს აღდგენილია გასული საუკუნის 90-იან წლებში დემონტირებული რუსთავი-საგარეჯოს 300 მმ-იანი 25 კმ სიგრძის მონაკვეთი. იგი მიერთებულია „გარდაბანი-ნავთლულის“ გაზსადენთან და „ყარადაღ-თბილისის“ გაზსადენის 486-ე კმ-ნიშნულთან და 300 მმ-იანი 50,7 კმ სიგრძის მონაკვეთით ჟინვალიდან ახმეტამდე, „ვლადიკავკაზ-თბილისის“ მაგისტრალიდან, უზრუნველყოფს რეგიონის გაზმომარაგების წრიული სისტემის ფუნქციონირებას.

ჟინვალი-ახმეტის მონაკვეთზე მილსადენის (ასაკი 23-43 წლების ფარგლებში ცვალებადობს) ტრასა კვეთს 2 უღელტეხილს (1500-1600 მ ალტიტუდით) და დაახლოებით 50 კმ მანძილზე გადის დაუსახლებელ, 2-3 თვის განმავლობაში გაუვალ (უგზო), გატყიანებულ ფართობზე, სადაც ზამთრის პერიოდში პრაქტიკულად შეუძლებელია მიღწევა და სარემონტო სამუშაოების ჩატარება (იხილე ფოტო).

კახეთის განშტოება. ჟინვალი-ახმეტის მონაკვეთის მახასიათებელი უბნები



აღნიშნულის გათვალისწინებით, აუცილებელია დაიგეგმოს ჟინვალ-თიანეთის მონაკვეთის ლოკალური აღდგენითი სამუშაოების ჩატარება კახეთის რეგიონის წრიული გაზმომარაგების სისტემის მდგრადი ფუნქციონირების უზრუნველყოფის მიზნით. სამუშაოები სავარაუდოდ სისტემის ოპერატორი კომპანიის რესურსებით შესრულდება ლოკალური სამუშაოებისათვის განკუთვნილი დაფინანსების ხარჯზე.

გაზსადენს გააჩნია რამდენიმე შიდა რეგიონული განშტოება, რომელთა შორის ძირითადებია: საგარეჯოს (შეჭრის წერტილით 25-ე კმნიშნულზე), ქიზიყის (69,3 კმნიშნულზე), კაბალის (88,1 კმნიშნულზე), ყვარლის (107,8 კმნიშნულზე), გულგულა-ნაფარეულის (137,8 კმნიშნულზე), ახმეტის (162,1 კმნიშნულზე) და თიანეთის (189,6 კმნიშნულზე). ქიზიყის განშტოება, თავის მხრივ, შეჭრის წერტილიდან დაახლოებით მე-8 კმ-ზე (სიღნაღთან) ორ, დედოფლისწყაროსა და ლაგოდეხის მიმართულებებზე იყოფა.

სამხრეთის მიმართულების (წითელი ხიდი-წალკა-ახალქალაქი) გაზსადენი (D=300/500 მმ, L=195,6 კმ, P=12/25/55 ბარი), მიერთებულია „ყარადაღი-თბილისის“ გაზსადენ(ებ)ის 469.5-ე კმ-თან.

გაზსადენისა და მისი განშტოებების მშენებლობა მიმდინარეობდა გასული საუკუნის 80-ან და 2008-2017 წლებში. მაგისტრალით ბუნებრივი გაზი მიეწოდება მარნეულის, ბოლნისის, დმანისის, წალკის, ასპინძის, ახალქალაქის, ნინოწმინდის, ახალციხისა და ადიგენის მუნიციპალიტეტების საყოფაცხოვრებო და კომერციულ მომხმარებლებს.

გაზსადენს 182-ე კმნიშნულზე უერთდება ასპინძა-ახალციხე-უდე-ადიგენის განშტოება, რომელიც შედგება ასპინძა-ქოთელიას 23 კმ-იანი (D=300 მმ), ასპინძა-ახალციხის 27,5 კმ-იანი (D=300 მმ) და ახალციხე-უდეს 22,5 კმ-იანი (D=150/200 მმ), მონაკვეთებისაგან. განშტოება დაკავშირებულია ახალციხის (უდედან) გოდერძის უღელტეხილთან დამაკავშირებელი დაახლოებით 30 კმ სიგრძის 300 მმ-იანი მონაკვეთით, რომელიც ბუნებრივ გაზს მიაწვდის აჭარის მაღალმთიან კურორტებსა და ხულოს რაიონის მომხმარებლებს. გარდა ამისა, ახალციხე-უდეს გაზსადენი, არსებულ (ადგილობრივი მუნიციპალიტეტების კუთვნილ) გამანაწილებელ მილსადენებთან ერთად უზრუნველყოფს აჭარის რეგიონის რგოლურ მომარაგებას.

ინფორმაცია სამხრეთის მიმართულების გაზსადენების სისტემის ასპინძა-ქოთელიას მონაკვეთის ტექნიკური მდგომარეობის შესახებ, რომლის მდგომარეობა არ შეესაბამება თანამედროვე ტექნიკური სტანდარტების მოთხოვნებს, მოცემულია დანართში.

სამხრეთის განშტოების მეორე კრიტიკული მონაკვეთი ახალციხე-უდეს 22 კმ სიგრძის შემცირებული დიამეტრის ჩანართებია, რომლის გაგრძელებას გოდერძის უღელტეხილთან დამაკავშირებელი 300 მმ-იანი მაგისტრალური მილსადენი წარმოადგენს. შედეგად, იქმნება საშიშროება რომ მილსადენის ახალციხე -უდეს მონაკვეთი, აჭარის მიმართულებით გაზის მიწოდებისას,

განსაკუთრებით ზამთრის პიკური მოხმარების დროს, ვერ უზრუნველყოფს საჭირო გამტარუნარიანობას. სავარუდოდ საჭირო იქნება აღნიშნული, დაახლოებით 19 კმ-იანი მონაკვეთის მარშრუტისა და დიამეტრის შეცვლა.

აღმოსავლეთ-დასავლეთ მაგისტრალური გაზსადენების სისტემის ცენტრი - სოხუმის ჯგუფში გაერთიანებულია: „საგურამო-ქუთაისის“, „ქუთაისი-სოხუმის“, მისი პარალელური „ზესტაფონი-ფოთის“ მაგისტრალური მილსადენები და განშტოებები (მათ შორის ძირითადი: ცხინვალის, ბაკურიანის, აჭარის და სოხუმის).

„საგურამო-ქუთაისის“ მაგისტრალური გაზსადენი (D=500/700/800 მმ, L=212,5 კმ, P₀=55 ბარი) იწყება საგურამოს გამზომი კვანძიდან. გაზსადენი გათვალისწინებულია მცხეთა-მთიანეთის, შიდა ქართლის, სამცხე-ჯავახეთის (ბორჯომი-ბაკურიანის ზონა), ცხინვალისა და იმერეთის რეგიონების გაზმომარაგებისათვის. მისი მშენებლობა 1967 წელს დაიწყო და 1975 წლამდე გრძელდებოდა. გაზსადენის პირობითი დიამეტრი სხვადასხვა მონაკვეთზე იცვლება 700/800/500 მმ-ის ფარგლებში. ზოგიერთ უბანზე იგი პარალელური მონაკვეთებითაა წარმოდგენილი.

გაზსადენის ხაშური-ზესტაფონის დაახლოებით 77 კმ სიგრძის მონაკვეთის, საუღელტეხილო ნაწილი პრაქტიკულად მთელ სიგრძეზე განლაგებულია რთულ გეომორფოლოგიურ რელიეფზე და იმყოფება დაუშვებელ საექსპლუატაციო პირობებში (გაზსადენი ბევრგან გაშიშვლებულია, განიცდის მდინარეებისა და ეროზირებული ფერდობების მექანიკურ ზემოქმედებას, მუშაობს კათოდური დაცვის გარეშე, განლაგებულია მოქმედი ნავთობსადენიდან კრიტიკულ მანძილზე და ა.შ.).

გაზსადენის ტრასა კვეთს ღრმად ჩაჭრილი V-ს მაგვარ მდინარეთა ხეობებს, მშრალი ხევებს, კარგად გამოხატულ ეროზიული ფორმებს, კარსტულ ტერიტორიებს, მეწყრული პროცესებისადმი მიდრეკილი ფერდობებს და უკვე კარგად ჩამოყალიბებულ მეწყრულ სხეულებს.

თითქმის ყველა მდინარეზე გაზსადენის მიწისქვეშა გადასასვლელები დაზიანებული და გაშიშვლებულია, ხოლო მილსადენი იმყოფება წყლის ნაკადის მექანიკური ზემოქმედების ქვეშ. ფერდობები ეროზირებულია, რის გამოც გაზსადენი გაშიშვლებულია. ე.წ. დილიკაურის მეწყერი სერიოზულ საფრთხეს უქმნის მილსადენის მთლიანობას. დერეფანში ადგილ-ადგილ გაჩენილია კარსტული ძაბრები, რომლებიც თანდათანობით ფართოვდება და ქმნის გაზსადენის ჩაწყვეტის საფრთხეს. გაშიშვლებულ გაზსადენებზე მნიშვნელოვნად არის დაზიანებული საიზოლაციო საფარი, სადაც მილსადენის ინტენსიური კოროზია აღინიშნება.

აღსანიშნავია, აგრეთვე, რომ ლიხის ქედზე განლაგებული მაგისტრალური გაზსადენის მონაკვეთი და დასავლეთის მიმართულების საექსპორტო მილსადენი (WREP) განთავსებულნი არიან საერთო ტექნოლოგიურ დერეფანში,

დაშორება ზოგიერთ კრიტიკულ მონაკვეთზე მათ შორის 5-8 მეტრია. პარალელურად განლაგებულია კიდევ ერთი „სამგორი-ბათუმის“ უმოქმედო ნავთობსადენის საექსპლუატაციო დერეფანი. აღნიშნული გარემოება დამატებით სირთულეებს წარმოშობს სარეაბილიტაციო სამუშაოების ჩატარების დროს და მნიშვნელოვნად აძვირებს მილსადენის ექსპლუატაციას.

საუღელტეხილო მილსადენის მახასიათებელი მონაკვეთები



საგურამო-ქუთაისის მაგისტრალურ გაზსადენში შეჭრილია, ახალგორის (20,8 კმნიშნულზე), კასპის (28,2 კმნიშნულზე), გორის (64,4 კმნიშნულზე), ცხინვალი-ჯავის (80,2 კმნიშნულზე), გომი-ხაშური-ბაკურიანის (96 კმნიშნულზე) საჩხერის (131,5 კმნიშნულზე), ჭიათურის (147,3 კმნიშნულზე), ზესტაფონის (167,6 კმნიშნულზე) და ქუთაისის (203,7 და 212,5 კმნიშნულზე) განშტოებები.

„გომი-ხაშური-ბაკურიანის“ განშტოება“ ($D=300/500$ მმ, $L=52,8$ კმ, $P_0=55$ ბარი) სათავეს იღებს „საგურამო-ქუთაისის“ მაგისტრალური გაზსადენის 98-ე კმ-ზე, ვაყის გამზომი კვანძიდან. გაზსადენი 1972-1975 წლებშია აშენებული. გაზსადენის საპროექტო დიამეტრი 500-300 მმ-ია. „გომი-ხაშური-ბაკურიანის“ მილსადენით მარაგდება ხაშურისა და ბორჯომის მუნიციპალიტეტების მნიშვნელოვანი საკურორტო-რეკრეაციული ზონის მომხმარებლები, მათ შორის ბაკურიანის სამთო-სათხილამურო კომპლექსი და სასტუმროების ქსელი. გაზსადენზე მიერთებულია რამდენიმე ძირითადი განშტოება: ხაშურის (კმნიშნულზე 16,7), ახალდაბის (კმნიშნულზე 28,1), ყვებისი/ბორჯომის (კმნიშნულზე 33,8), მზეთამხის (კმნიშნულზე 52,1). დეტალური ინფორმაცია გომი-ხაშური ბაკურიანის განშტოების მილსადენების მდგომარეობის შესახებ მოცემულია დანართში.

„საგურამო-ქუთაისის“ მაგისტრალურ გაზსადენზე, არსებული მილსადენის პარალელურად, განლაგებულია ახალი, 2013-2019 წლებში აშენებული, ქსანი-გორი-ქარელი-ხაშურის 700 მმ-იანი მილსადენის მონაკვეთები, რომლებითაც ჩანაცვლებულია 500 მმ დიამეტრის სექციები, რის შედეგად მნიშვნელოვნად გაიზარდა მილსადენის გამტარუნარიანობა, ამაღლდა მისი ექსპლუატაციის საიმედოობა.

„ქუთაისი-სოხუმის“ მაგისტრალური გაზსადენი (D=500/700 მმ, L=212 კმ, P₀=55 ბარი) „საგურამო-ქუთაისის“ მაგისტრალის გაგრძელებაა, რომლის მშენებლობა 1986 წელს დასრულდა. იგი განკუთვნილია დასავლეთ საქართველოს რეგიონების გაზმომარაგებისათვის.

„ზესტაფონი-ფოთის“ მაგისტრალური გაზსადენი (D=700 მმ, L=128,7 კმ, P₀=55 ბარი) მოიცავს ახალ აშენებულ ზესტაფონი-ქუთაისის (23.2კმ), ქუთაისი-აბაშის (47კმ), აბაშა-სენაკის (29კმ) და სენაკი-ფოთის (29.6კმ) მონაკვეთებს. იგი განლაგებულია „ქუთაისი-სოხუმის“ არსებული 500 მმ-იანი გაზსადენის პარალელურად, ნაწილი კი გადატანილია მდინარე რიონის კალაპოტის მარცხენა ნაწილში. „ძველი“ და ახლად აშენებული მილსადენები ერთმანეთთან დაკავშირებულია რამდენიმე შემაერთებელით ქუთაისთან, აბაშასთან და სენაკთან. მაგისტრალის მშენებლობის რამდენიმე ეტაპიანი პროექტი განხორციელდა 2010- 2014 წლებში, ქვეყნის ენერგოუსაფრთხოების გაძლიერების მიზნით, "აშშ-ის საერთაშორისო განვითარების სააგენტოს" (USAID) მიერ საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაციისათვის გამოყოფილი გრანტით.

„ზესტაფონი-სენაკი-ფოთის“ მაგისტრალში შეჭრილია აგრეთვე არსებული აჭარის განშტოება (აბაშა-სენაკის მონაკვეთის 15,5 კმნიშნულზე). განშტოების მშენებლობა 1990 წელს დასრულდა. მოქმედი გაზსადენის დერეფანი იწყება აბაშის მუნიციპალიტეტის სოფ. სუჯუნაში და მთავრდება ქობულეთის მუნიციპალიტეტის სოფ. ოჩხამურის სამხრეთით. დერეფნის საწყისი მონაკვეთი კმნ 13+300მ-მდე განთავსებულია მდ. რიონის ჭალა-კალაპოტის, ჭალის მაღალი და ჭალისზედა I ტერასების ფარგლებში. შემდეგი მონაკვეთი (კმნ 22+200 მ-მდე) მოიცავს ირაოს ქედის ჩრდილო და სამხრეთ კალთებს, ასევე მის თხემურ ზონას. კმნ 22+200 მ-დან კმნ 67+00 მ-მდე გაზსადენის დერეფანი გადის გურია-აჭარის მთისწინეთის გორაკ-ბორცვიან ზოლში და თავის მხრივ მოიცავს მდინარეების სუფსის, ნატანების და ჩოლოქის ჭალა-კალაპოტის და დაბალი ტერასების ზონებს.

არსებული მილსადენების მდგომარეობა რამდენიმე ადგილზე (მათ შორის მდინარის ჭალის დაჭაობებულ ტერიტორიებზე განლაგებულ, სოფელ სამების მიმდებარე დამეწყრილ მონაკვეთზე და სხვა), მაღალი ალბათობით განაპირობებს კრიტიკული სიტუაციის ჩამოყალიბებისა და აჭარის მზარდი ეკონომიკური და ტურისტული ინფრასტრუქტურით გამორჩეული ზონისათვის გაზის მიწოდების ავარიული შეწყვეტის საშიშროებას.

აჭარის (ქობულეთის) არსებული განშტოების მახასიათებელი მონაკვეთები



ჩატარებული წინასწარი კვლევების შედეგების ანალიზის საფუძველზე მიღებულ იქნა გადაწყვეტილება აჭარის განშტოებაზე გაზსადენის რეკონსტრუქციის შესახებ მარშრუტის ცვლილებით⁴².

2.4. გაზის მოხმარების ტენდენციები და პროგნოზი

სტატისტიკური მონაცემების ანალიზი აჩვენებს, რომ დამოუკიდებლობის პერიოდში, გარდა რუსეთთან 2008 წლის სამხედრო კონფლიქტის შემდგომი და პარალელურად მიმდინარე 2009-2010 წლების გლობალური ფინანსური კრიზისის შემდგომი ეკონომიკის აღდგენის პერიოდებისა, გაზის მიწოდება-მოხმარება საქართველოში მუდმივად ზრდადი ტენდენციით ხასიათდება. შეფასებების მიხედვით გაზის მოხმარების ზრდის ტენდენცია უახლოესი 10-15 წლის განმავლობაშიც შენარჩუნდება.

ყოფილი ენერგეტიკის სამინისტროს ხელმძღვანელობითა და უშუალო მონაწილეობით მომზადებული ჩვეულებრივი ბიზნესის სცენარით (BAU) ქვეყნის ენერგეტიკის განვითარების მოდელი რეზის შედეგების, USAID EC-LEDS “სუფთა ენერგია საქართველოსთვის” პროგრამის ფარგლებში⁴³ შესრულებული ანალიზისა და სნგკ-ს სტრატეგიული დაგეგმვისა და პროექტების დეპარტამენტის მიერ მომზადებული გაზის საპროგნოზო გათვლების შედეგების⁴⁴, აგრეთვე, მდგრადი განვითარების ცენტრ „რემისიას“ ანგარიშის „დაბალემისიანი განვითარების სტრატეგია - ენერგეტიკის სექტორი“ (ივლისი, 2016) შედეგების შედარებითი ანალიზი აჩვენებს მიღებული პროგნოზირების შედეგების დამაკმაყოფილებელ თანხვედნას ბაზრის მიმდინარე პერიოდის მოხმარებისა და დაგეგმილი განვითარების სცენარების გათვალისწინებით ნაანგარიშებ შედეგებთან. თუმცა, დღეისათვის, როცა ამოქმედებულია ახალი, ევროპულთან ჰარმონიზებული ენერგეტიკული კანონმდებლობა და მასთან

⁴² 2019 წელს დაიწყო და ამჟამად მიმდინარეობს აჭარის განშტოების ახალი მაგისტრალის მშენებლობა, რომლის დასრულების შემდეგ უზრუნველყოფილი იქნება რეგიონის გარანტირებული გაზომარაგება პიკური მოხმარების დროს, მიუხედავად კლიმატური პირობებისა

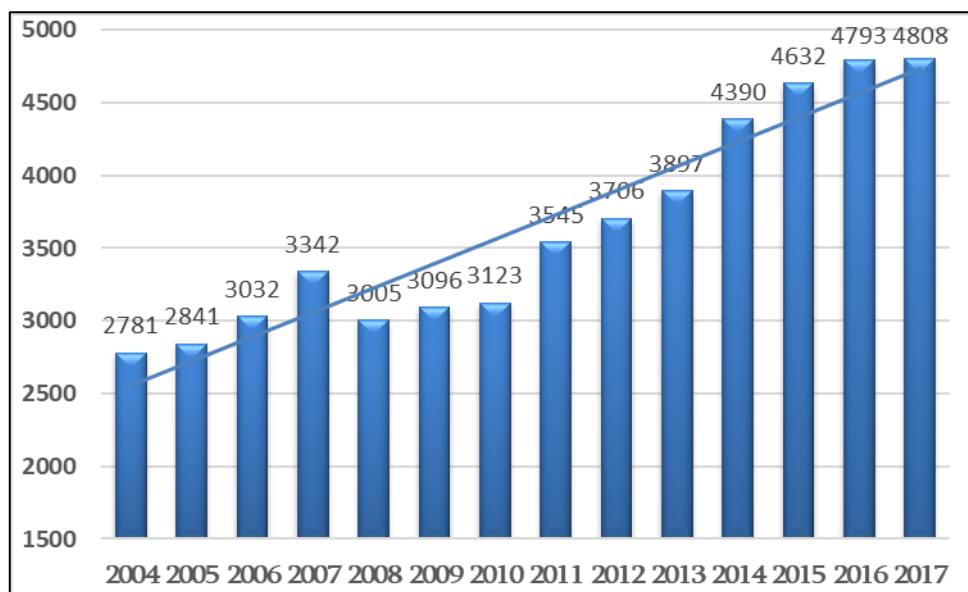
⁴³ Enhancing Capacity for Low Emission Development Strategies (EC-LEDS) Clean Energy Program, Updated MARKAL-Georgia BAU Scenario Report, USAID, Winrock International Georgia, April, 2016

⁴⁴ იხ: Teimuraz Gochitashvili, Oil and Gas Sector of Georgia in the Transition Period, Tbilisi, Meridiani Publishing House, 2020 (აგრეთვე ხელნაწერი: „საქართველოს ბუნებრივი გაზის სატრანსპორტო ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა“, 2020-2029, სნგკ, 2019)

დაკავშირებული ვალდებულებები გარემოს დაცვისა და ენერგიის ეფექტური მოხმარების კუთხით, აგრეთვე, მოთხოვნა-მოხმარების მნიშვნელოვანი ცვლილებების გამო, რაც გამოწვეულია ქვეყნის ეკონომიკაზე კოვიდ პანდემიის ზემოქმედების შედეგად⁴⁵, პროგნოზირების შედეგები არსებით კორექტირებას მოითხოვს.

გაზის მოხმარების პროგნოზის კორექტირებისათვის, კორონა ვირუსის პანდემიასთან დაკავშირებული ეკონომიკური კრიზისის შედეგების გათვალისწინებით, პირობითად შეიძლება გამოყენებულ იქნეს 2008 წლის კრიზისის შემდგომი 2,5 და 5 წლიანი პერიოდის ფაქტიური მონაცემები.

ნახაზზე მოცემულია პირველადი ენერგეტიკული რესურსების მიწოდების (TPES) ისტორიული მონაცემები. როგორც ანალიზი აჩვენებს, 2008 წლის კრიზისის შემდგომ პერიოდში, ამ წლის მე-3 კვარტლიდან 2011 წლამდე, ენერგეტიკული რესურსების მოხმარება ქვეყანაში, არსებული ტენდენციით განსაზღვრულ მონაცემებთან შედარებით საშუალოდ 12 %-ით (9-დან 13 %-მდე ფარგლებში), ხოლო შემდგომი სამი წლის განმავლობაში დაახლოებით 3,7 %-ით (2,5-დან 5,5 %-მდე) შემცირდა.

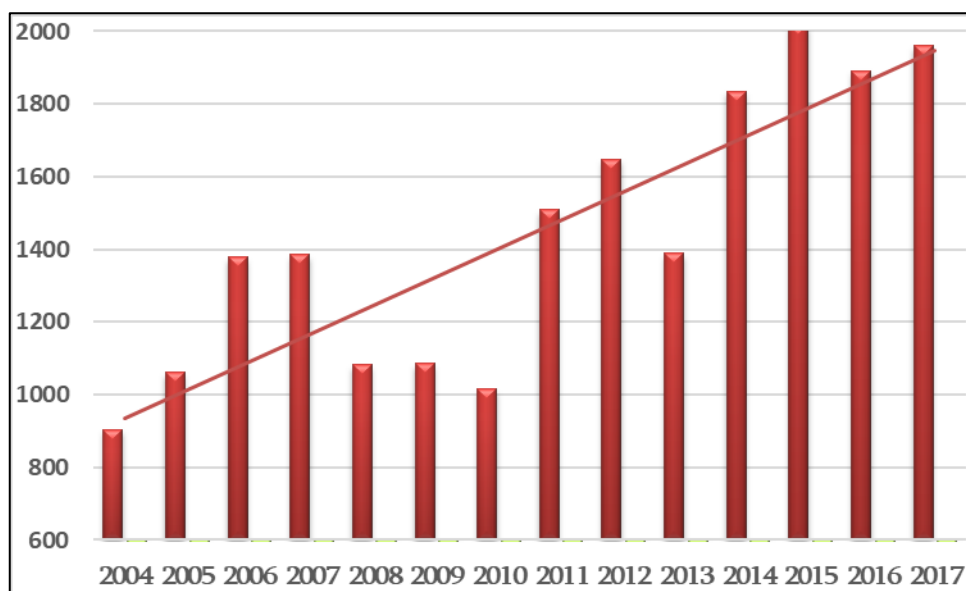


ნახაზი 2.5. პირველადი ენერგეტიკული რესურსების მიწოდება, 1000 ტნ⁴⁶

მოხმარების უფრო მნიშვნელოვანი შემცირება შეიძლება ვივარაუდოთ, თუ მოდელირების საბაზისო სცენარად აღებული იქნება 2008 წლის კრიზისის შემდგომი პერიოდის გაზის მიწოდების ფაქტიური მონაცემები.

⁴⁵ 2008 წლისა და შემდგომი პერიოდის გამოცდილება აჩვენებს, რომ ეპიდემიასთან ბრძოლა და შემდგომი ეკონომიკური აღდგენა სავარაუდოდ რამდენიმე წელიწადს გაგრძელდება, რაც ადექვატურად აისახება ენერგორესურსების, მათ შორის ბუნებრივი გაზის მოხმარებაზე ქვეყანაში, არა მარტო მიმდინარე პერიოდში

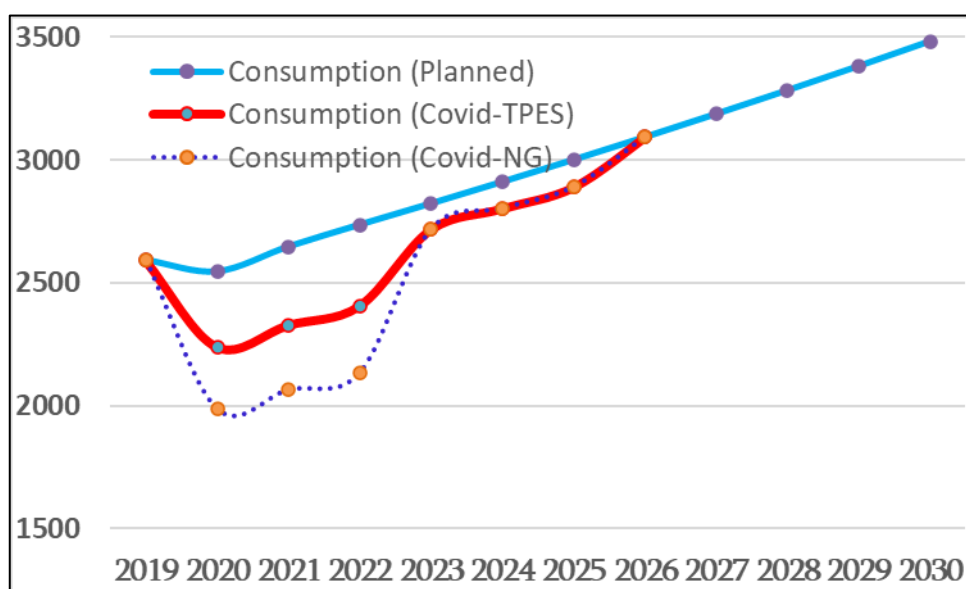
⁴⁶ წყარო: IEA Statistical Data, 2018



ნახაზი 2.6. ბუნებრივი გაზის მოხმარების დინამიკა, 1000 ტნ/წ⁴⁷,

ანალიზი აჩვენებს, რომ 2008 წლის კრიზისის შემდგომ პერიოდში გაზის მოხმარება ქვეყანაში დაახლოებით 20-22 %-ით (16-დან 26 %-ის ფარგლებში) შემცირდა.

მიმდინარე კრიზისის შემდგომი პერიოდის მოდელირებისათვის ამ მონაცემების გამოყენებით, შესაძლებელია დადგენილ იქნეს გაზის სავარაუდო მოხმარების შემცირების მაჩვენებლები, პროგნოზირებულთან შედარებით (იხ. ნახაზი).



ნახაზი 2.7. გაზის მოხმარების პროგნოზი, სხვადასხვა საბაზისო (სნგკ-ს/ ავტორის პროგნოზი ნახაზზე 2.6) მოდელირების სცენარის გათვალისწინების შემთხვევაში, 1000 მ³/წ

2008 წლის კრიზისის შემდგომი პერიოდის ადექვატური ტენდენციის გადმოტანისას მიმდინარე პერიოდის კრიზისის სავარაუდო შედეგების პროგნოზირებისათვის, მიიღება, რომ უახლოესი 2,5-3,5 წლის განმავლობაში

⁴⁷ წყარო: IEA Statistical Data, 2018

გაზის მოხმარება საქართველოში 300 მლნ მ³/წ-ით და მეტად შეიძლება შემცირდეს. საშუალო ვადიან პერიოდში გაზის საპროგნოზო მოხმარება შემცირება დაახლოებით 100-120 მლნ მ³/წ ფარგლებშია მოსალოდნელი. კრიზისამდელი პერიოდის მოხმარების ტენდენციაზე დაბრუნება კი ქვეყანაში 2025 წლისათვის შეიძლება ივარაუდებოდეს.

კიდევ უფრო პესიმისტურია ენერგეტიკის საერთაშორისო სააგენტოს პროგნოზი გლობალურ პანდემიასთან დაკავშირებით.⁴⁸ გამოკვლევის თანახმად მიმდინარე პერიოდში მოთხოვნა ენერგეტიკულ რესურსებზე რამდენჯერმე უფრო მეტად არის შემცირებული, ვიდრე 2008 წლის გლობალური ფინანსური კრიზისით გამოწვეული რეცესიის დროს.

აღნიშნული აუცილებელ ასახვას მოითხოვს ინფრასტრუქტურის განვითარების გეგმებში, რომლებიც კოორდინირებული იქნება ქვეყნის ეკონომიკური განვითარების კრიზისის შემდგომი პერიოდის სახელმწიფო გეგმებთან.

2.4.1. პროგნოზირება „ზემოდან-ქვემოთ“ მეთოდოლოგიის გამოყენებით
2005-2019 წლების მშპ-ს და გაზის მოხმარების ისტორიული მონაცემებზე დაყრდნობით (იხ. ცხრილი) ჩატარებული რეგრესიული ანალიზის შედეგად დადგენილია კორელაციური კავშირი.

ცხრილი 2.5. მშპ-ის და გაზის მოხმარების მაჩვენებლები⁴⁹, 2005-2019 წლები

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
მშპ-ის წლიური ცვალებადობა, %	9,6	9,4	12,6	2,4	-3,7	6,2	7,4	6,4	3,6	4,4	3,0	2,9	4,8	4,9	5,1
გაზის მიწოდების ცვალებადობა, %	19,6	35,7	11,1	-13,5	-19,2	-5,7	2,4	10,5	-2,9	13,8	9,6	-6,2	3,2	-2,1	13,3

განსაზღვრულია წრფივი რეგრესიის განტოლების ალფა და ბეტა კოეფიციენტების მნიშვნელობები ($a=2,6$; $b=9,06$) და კორელაციის კოეფიციენტი ($r=0,71$).

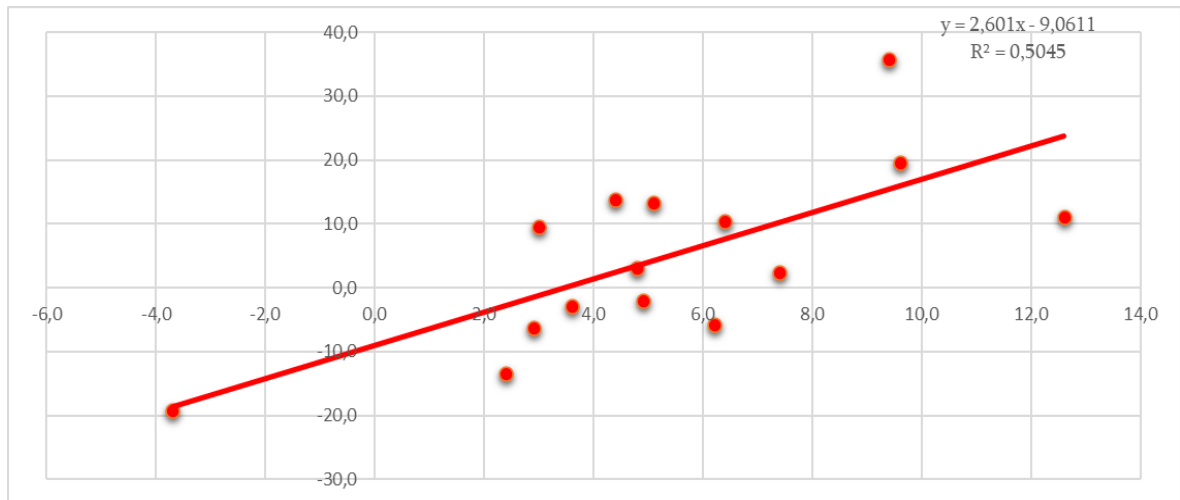
მიღებული შედეგების გათვალისწინებით დადგენილია 2021-2030 წლების გაზის მოხმარების საპროგნოზო მაჩვენებლები. მშპ-ს ცვალებადობის საპროგნოზო მაჩვენებლები განსაზღვრულია საერთაშორისო სავალუტო ფონდის მონაცემებიდან (იხ. ნახაზი 2.8):

1. საბაზისო ვარიანტი, იასამნისფერი მრუდი გრაფიკზე, მშპ-ს საბაზისო ცვალებადობისას;
2. პესიმისტური ვარიანტი, წითელი მრუდი გრაფიკზე, 2026 წლიდან მშპ-ს თანაბარი ზრდით მთელ დარჩენილ საპროგნოზო პერიოდში;

⁴⁸ წყარო: *the International Energy Agency. Global Energy Review 2020, The Impacts of COVID-19 crisis on global energy demand and CO₂ emissions, 2020*

⁴⁹ ცხრილში 2007 და 2011 წლის მონაცემები მიჩნეულია ე.წ. „ამოვარდნილ“ წერტილებად და ანალიზის დროს შესაბამისი მნიშვნელობები ნაანგარიშებია წინა და მომდევნო წლების მაჩვენებლების გასაშუალებით

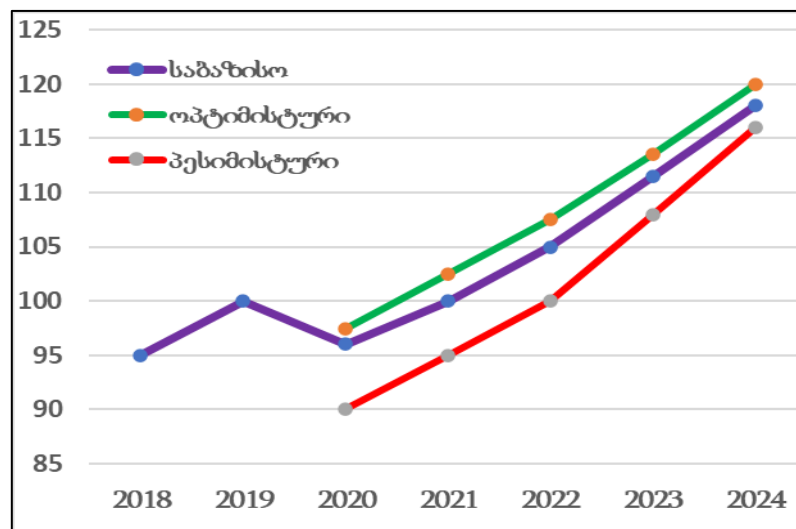
3. ოპტიმისტური ვარიანტი, მწვანე მრუდი გრაფიკზე, 2026 წლიდან თანაბარი ზრდით მთელ დარჩენილ საპროგნოზო პერიოდში.



ნახაზი 2.8. რეგრესიული ანალიზის შედეგები

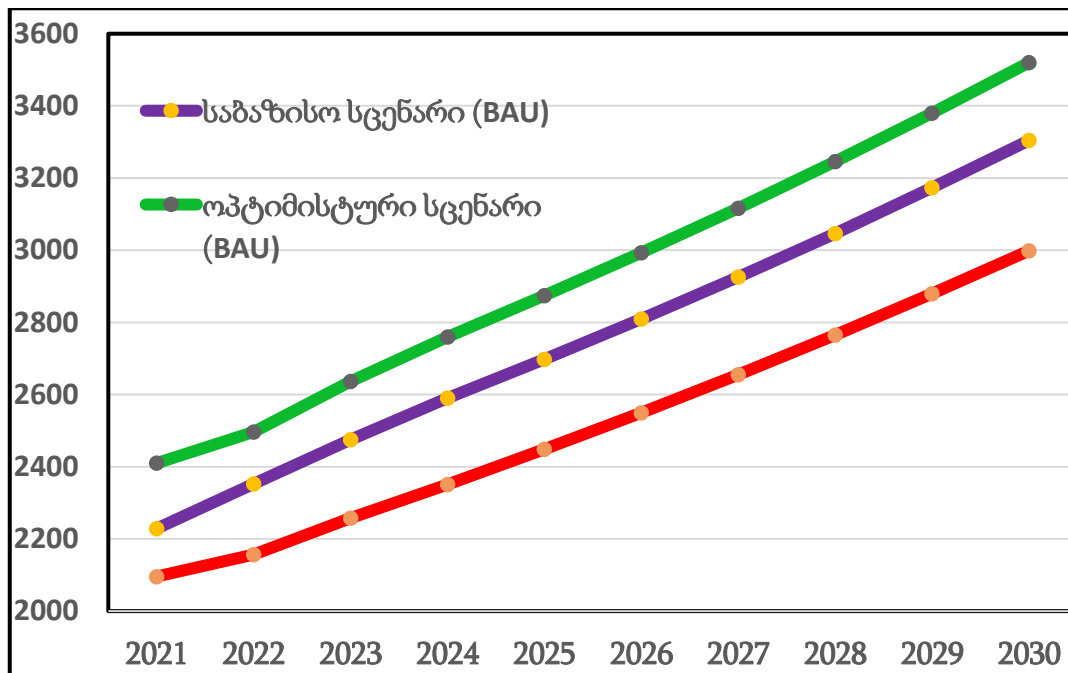
აგრეთვე დაშვებულია, რომ:

- 2020 წელს მშპ-ს საპროგნოზო მაჩვენებელი შემცირდება -5%-ით (ეროვნული ბანკის მიერ მოწოდებული ინფორმაციის საფუძველზე);
- 2021 წლის სსფ-ის პროგნოზი შემცირდება 0,5 %-ით რადგან ეროვნულმა ბანკმა შეამცირა სსფ-ის 2020-ის პროგნოზი;
- 2026 წლიდან მშპ-ს ცვალებადობა გაგრძელდება სტაბილურად.



ნახაზი 2.9. რეალური მშპ-ს ცვალებადობის პროგნოზი სსფ-ს მონაცემების მიხედვით, %

ბუნებრივ გაზზე მოთხოვნის პროგნოზის შედეგები მშპ-ცვალებადობის საბაზისო, ოპტიმისტური და პესიმისტური სცენარების დროს ნაჩვენებია ნახაზზე.



ნახაზი 2.10. გაზის მოხმარების პროგნოზი ჩვეულებრივი განვითარების (BAU) სცენარის დროს

თუ გათვალისწინებულ იქნება, რომ ენერგოეფექტურობის ეროვნული სამოქმედო გეგმის მიხედვით⁵⁰, პირველადი ენერგიის დაგეგმილი ჯამური მოხმარება, 2020 წლის 63 185 გიგა ვტს-დან ნაცვლად 2030 წლის 101 810 გიგა ვტს-სა, ბიზნესის ტრადიციული გზით განვითარების (BAU) შემთხვევაში, მხოლოდ 87 226 გიგა ვტს-მდე უნდა გაიზარდოს, ქვეყანაში ენერგიის დაზოგვის სხვადასხვა ღონისძიებების განხორციელების მეშვეობით, ქვეყანაში 10 წლის განმავლობაში მინიმუმ 24 041 გიგა ვტს პირველადი ენერგია უნდა დაიზოგოს (წლიურად საშუალოდ 3,3 %).

EBRD-ის შეფასებით ენერგიის დაზოგვის მნიშვნელოვანი პოტენციალი (30 %-მდე) გააჩნია ბუნებრივი გაზის ერთ-ერთ ძირითად მომხმარებელ საქართველოს კომერციულ სექტორს. სათბობი რესურსების დაზოგვა შესაძლებელია უზრუნველყოფილ იქნეს ენერგოეფექტური ტექნოლოგიების დანერგვით, განსაკუთრებით მეტალურგიული და ქიმიური მრეწველობის, არალითონური წიაღისეულის, საკვებისა და სასმელების მწარმოებელ მსხვილ და საშუალო კომპანიებში⁵¹, რომლებიც, როგორც წესი, გაზს უშუალოდ გადამცემი ქსელიდან იღებენ (ე.წ. „კვალიფიციური“ მომხმარებლები არიან - იხ. დანართი). ასეთი მომხმარებლების წილმა მთლიანად კომერციული სექტორის ჯამურ მოხმარებაში, 2019 წელს 44 % შეადგინა (393,4მლნ მ³).

აღნიშნულის გათვალისწინებით, გაზის დანაზოგმა კომერციულ სექტორში წლიურად დაახლოებით 12,9 მლნ მ³ შეიძლება შეადგინოს.

⁵⁰ წყარო: ენერგოეფექტურობის ეროვნული სამოქმედო გეგმა (ეესგ), 2019-2020

⁵¹ შედარებით უმნიშვნელოა ენერგიის მოხმარების ეფექტური ტექნოლოგიების პოტენციალი კორპორაციულ ორგანიზაციებში, მცირე და საშუალო საწარმოებსა და შინამეურნეოებში.

ენერგიის დაზოგვის წყაროდ შეიძლება ჩაითვალოს ენერგოეფექტურობის სტანდარტების დანერგვა ახალ შენობებსა და არსებული საზოგადოებრივი შენობების განახლებაში. აღსანიშნავია, რომ ქვეყნის საცხოვრებელი ფონდის უმრავლესობა (70 პროცენტი) აშენებულია 1961-1990 წლებში, რომელთა 10-15 პროცენტი ავარიულ მდგომარეობაშია, შეზღუდული გამოყენების ხანგრძლივობით.⁵²

თუ დაშვებულ (გათვალისწინებულ) იქნება, რომ 2021-2030 წლებში:

- გაახლდება ქვეყნის საცხოვრებელი ფონდის დაახლოებით 12,5 %;
- ახალი შენობები დაპროექტდება და აშენდება ენერგოეფექტურობის მოთხოვნების (სტანდარტების) გათვალისწინებით, რაც გათბობაზე ენერგიის დაახლოებით 40% დაზოგვის საშუალებას იძლევა;
- გათბობის წილი საყოფაცხოვრებო მომხმარებლის (ოჯახის) ენერგიის ჯამურ მოხმარებაში დაახლოებით 58 %-ს შეადგენს⁵³;
- საყოფაცხოვრებო სექტორი მოიხმარს ჯამური მოხმარების დაახლოებით 38 % პირველად ენერგიას,

მივიღებთ, რომ აღნიშნული ღონისძიების დანერგვით, ყოველწლიურად დაიზოგება 2,4-დან 3,6 მლნ მ³-მდე ბუნებრივი გაზი.

ბუნებრივი გაზის დაზოგვის ყველაზე მნიშვნელოვანი პოტენციალი ენერგოგენერაციის სექტორს გააჩნია. როგორც ცნობილია, 2023 წელს ექსპლუატაციაში შევა გარდაბნის 272 მგვტ დადგმული სიმძლავრის გაზის კომბინირებული ციკლის თბოელექტროსადგური CCGT (გვც გარდაბანი-3)⁵⁴, ხოლო 2025 წელს გენერაციის კიდევ ერთი ახალი ანალოგიური ობიექტი (გარდაბანი-4). 0,66 საანგარიშო დატვირთვის კოეფიციენტის დროს, თითოეული კომბინირებული ციკლის თესის წლიური გამომუშავება 1,5 მლრდ კვტს-ს გადააჭარბებს (დეტალური ინფორმაცია გვც გარდაბანი-3 თეს-ის ფუნქციონირების პირობებზე იხილეთ დანართში)⁵⁵.

⁵² წყარო: EBRD, Country Strategy, Georgia, 2016

⁵³ ენერგიის მოხმარების მინიმალური სანიტარული ნორმა საბჭოთა პერიოდის სტატისტიკური მონაცემების თანახმად

⁵⁴ 2020 წლის აგვისტოს ბოლოს სნგკ-მ დაიწყო გარდაბანი 3 გაზის კომბინირებული ციკლის თესის EPC კონტრაქტორის შერჩევის პროცესი. ტექნიკური დავალებიშ თანახმად თესი ოპერირებისათვის მზადყოფნაში უნდა იყოს 2023 წლის მესამე კვარტლის დასაწყისში

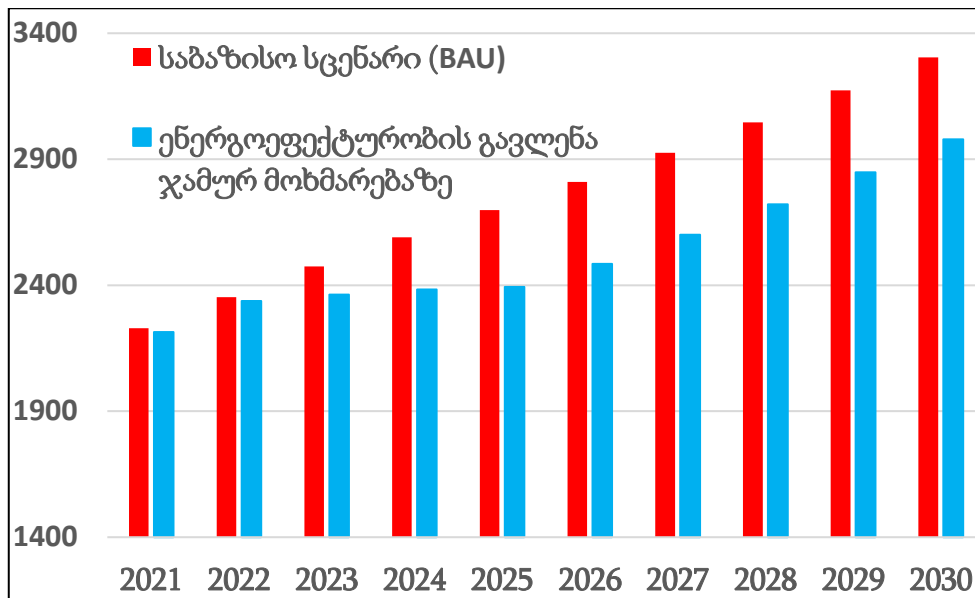
⁵⁵ წყარო: გარდაბნის 272 მგვტ დადგმული სიმძლავრის გაზის კომბინირებული ციკლის თბოელექტროსადგურის ტედ, სნგკ, 2020

ცხრილი 2.6. საპროექტო გვც თეს(ებ)ის ტექნიკური და საექსპლუატაციო მახასიათებლები

თესის დადგმული სიმძლავრე, მგვტ	272
მინიმალური ეფექტურობა	0,55
საათში წარმოებული ენერგია(მგვტ/სთ) 100% დატვ.	272
საათში წარმოებული ენერგია(მგვტ/სთ) საანგარიშო დატვირთვის დროს	262
გაზის ხვედრითი მოხმარება (მ³/კვტსთ)	0,175
სამუშაო დრო 0,666 დატვ. კოეფიციენტის დროს (სთ/წ)	5 840
საათში მოხმარებული გაზი (1000 მ³)	45,804
წ-ში მოხმარებული გაზი (მლნ მ³)	267,5
მინიმალური წლიური გამომუშავება (გიგა ვტსთ)	1,500

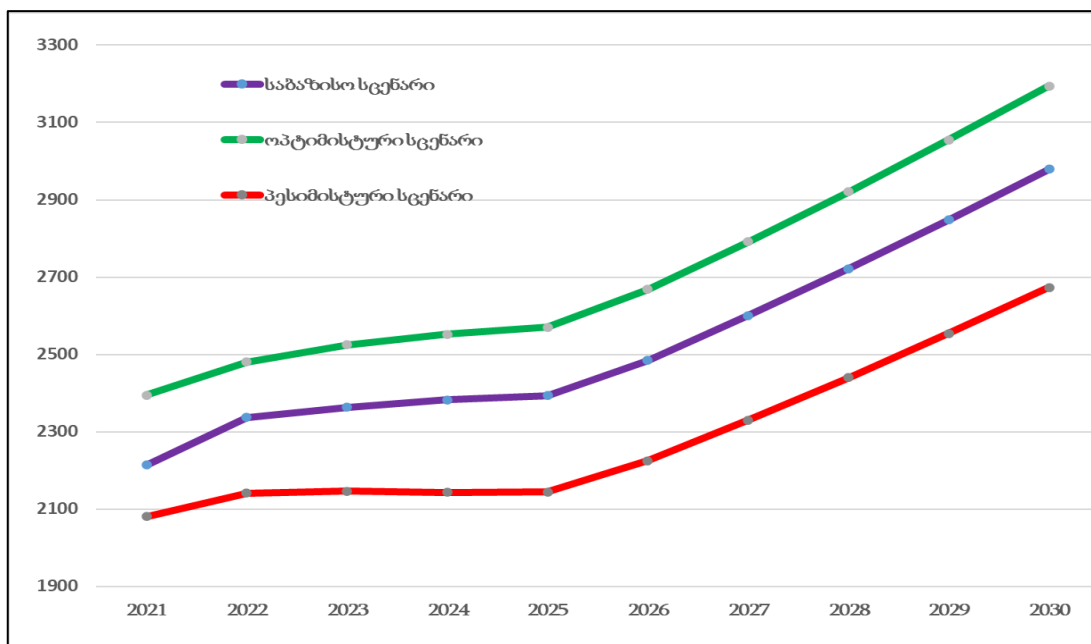
ანალოგიური გამომუშავების უზრუნველსაყოფად „ძველ“ გენერაციის ობიექტებზე, საჭიროა დაახლოებით 460 მლნ მ³ გაზი. შესაბამისად, დანაზოგი ერთი CCGT-ს ოპერირების დროს წლის განმავლობაში დაახლოებით 190-195 მლნ მ³-ს შეადგენს. თეორიულად შემდეგი გვც თეს-ის ამოქმედების შემდეგ დანაზოგი გაზის მოცულობა უნდა გაორმაგდეს (≈ 385 მლნ მ³), თუმცა, „ძველი“ ბლოკების შეზღუდული სიმძლავრის გამო (გარანტირებული ფაქტობრივი ჯამური დადგმული სიმძლავრე 450 მგვტ), იმავე დროის განმავლობაში მათ შეუძლიათ გამოიმუშავონ არაუმეტეს 2,628 გიგა ვტსთ ენერგია. შესაბამისად, CCGT ბლოკები ჩაანაცვლებენ მხოლოდ ამ რაოდენობის ელენერგიას, ხოლო სხვაობა, სავარაუდოდ, წლიურად დაახლოებით 432 მგვტსთ ($2 \cdot 1530 - 2628$), ჩაანაცვლებს იმპორტს, რაც ქვეყანაში დამატებითი, დაახლოებით 76 მლნ მ³ გაზის მოხმარებას განაპირობებს. შედეგად, გაზის ფაქტობრივი საანგარიშო დანაზოგი 2026-2030 წლებში, ორი ახალი გვც თეს-ის ამოქმედების შემთხვევაში, დაახლოებით 310 მლნ მ³-ს გაუტოლდება.

ბუნებრივი გაზის მოხმარების სავარუდო შემცირება ენერგოეფექტურობის ეროვნული სამოქმედო გეგმით აღებული ვალდებულებების გათვალისწინების შემთხვევაში, ნაჩვენებია ნახაზზე.



ნახაზი 2.11. გაზის მოხმარების საანგარიშო შემცირება, მლნ მ³/წ

ნახაზზე ნაჩვენებია გაზის მოთხოვნის საპროგნოზო მაჩვენებლები ქვეყნის დაგეგმილი მაკროეკონომიკური განვითარებისა და ენერგოეფექტურობის სამოქმედო გეგმის გათვალისწინებით.



ნახაზი 2.12. ბუნებრივი გაზის საანგარიშო მოხმარების გრაფიკები, მლნ მ³/წ

2.4.2. „ქვემოდან-ზემოთ“ მეთოდოლოგიით პროგნოზირების შედეგები

როგორც აღინიშნა პროგნოზირების ეს მეთოდოლოგია ეფუძნება გაზის ძირითადი მომხმარებელი სექტორების მოთხოვნის ზრდის პროგნოზს. ამასთან ერთად, ანალიზის დროს, სხვადასხვა სექტორისათვის პროგნოზირების განსხვავებული მეთოდოლოგია შეიძლება იქნეს გამოყენებული, თუმცა, პრიორიტეტი ენიჭება დაინტერესებულ მხარეებთან კონსულტაციების შედეგად

მიღებულ ინფორმაციას, რომლის კორექტირება შეიძლება მოხდეს ლოგიკურ დაშვებებზე დაყრდნობილი დეტალური ანალიზის შედეგად.

საყოფაცხოვრებო სექტორისათვის, საბაზისო სცენარში გამოყენებულია დაინტერესებულ მხარეთა გამოკითხვის შედეგად მიღებული ინფორმაცია (იხ. ცხრილი)⁵⁶, უკანასკნელ პერიოდში ქვეყანაში განვითარებული მოვლენების გათვალისწინებით.

ცხრილი 2.7. დაინტერესებულ მხარეებთან კონსულტაციების შედეგად დადგენილი ბუნებრივი გაზის საპროგნოზო მოთხოვნა, მლნ მ³/წ

	საყოფაცხოვრებო სექტორი	ელექტრო გენერაცია	კომერციული სექტორი	სულ
2021	976	1118,4	851,0	2945
2022	989	1037,0	894,0	2920
2023	1022	1038,4	943,6	3003
2024	1149	1044,0	992,0	3185
2025	1172	1042,5	1039,5	3254
2026	1196	1044,4	1088,6	3329
2027	1120	1046,5	1140,0	3307
2028	1142	1052,0	1193,0	3387
2029	1163	1050,4	1249,5	3463
2030	1186	1052,4	1308,7	3547

შედარებითი ანალიზი აჩვენებს, რომ პროგნოზირების შედეგები „ქვემოდან-ზემოთ“ მეთოდოლოგიის მიხედვით, მნიშვნელოვნად განსხვავდება „ზემოდან-ქვემოთ“ მათოდოლოგიით დადგენილ მაჩვენებლებიდან, რაც სავარაუდოდ განპირობებულია მიღებულ ინფორმაციაში კოვიდ პანდემიის შესაძლო შედეგების გათვალისწინებლობით ქვეყნის ეკონომიკაზე საწყისი რამდენიმე წლის განმავლობაში, დაინტერესებულ მხარეთა მიერ გამოყენებული დაშვებების შესაძლო არაადექვატურობით⁵⁷, აგრეთვე, ელექტრო გენერაციის სექტორში არსებული გენერაციის საშუალებების ნაცვლად ახალი, მაღალ ეფექტური თესების ჩართვის შედეგად გაზის მოხმარების მნიშვნელოვანი შემცირების უგულებელყოფით.

კოვიდ პანდემიის პირობებში შემოღებული შეზღუდვების დროს მოსახლეობის თვითიზოლაციის პირობებში, 2020 წლის იანვარ-ივლისის განმავლობაში დაახლოებით 13,4 %-ით გაიზარდა გაზის მოხმარება საყოფაცხოვრებო სექტორში და წლიურმა საპროგნოზო მოხმარებამ დაახლოებით 1100 მლნ მ³ შეადგინა. მოხმარების ეს დონე, სავარაუდოდ შენარჩუნებული იქნება მინიმუმ მომდევნო 2 წლის განმავლობაშიც პანდემიასთან დაკავშირებული ეკონომიკური რეცესიის პირველი ტალღის დასრულებამდე. პარალელურად, საქართველოს მთავრობის

⁵⁶ სგტკ-ს მიერ გამოკითხულია მსხვილი პირდაპირი მომხმარებლები (რომელთა მოხმარება აღემატება 5 მლნ მ³/წ), ელექტროგენერაციის ობიექტები, განაწილების ლიცენზიატები, ბუნებრივი გაზის მწარმოებლები, გაზსაცავის განმახორციელებელი კომპანია, ტრეიდერები და მიმწოდებლები, რომელთაც დაეგზავნათ საგანგებოდ მათთვის შედგენილი კითხვარი (იხ. დანართი)

⁵⁷ პრაქტიკულად ყველა რესპოდენტმა მიუთითა გაზზე მოთხოვნის შესაძლო მაქსიმალური დონე

2019-2021 და 2022-2024 წლების გაზიფიცირების გეგმების რეალიზაციის შემთხვევაში, ქვეყნის გაზიფიცირების დონე 90 %-ს მიაღწევს (გეგმის მიხედვით, 2021-2024 წლების განმავლობაში, ბუნებრივი გაზის ქსელთან მიერთების შესაძლებლობა იქნება დამატებით დაახლოებით 70780 საყოფაცხოვრებო მომხმარებელს, რაც წლის განმავლობაში მომხმარებელთა და, შესაბამისად გაზზე მოთხოვნის, 2 %-იან ზრდას გულისხმობს)⁵⁸. გაზიფიცირების ასეთი დონე, საქართველოს მსგავსი რელიეფის ქვეყნისათვის გონივრულ ზღვრად ითვლება და შემდგომში, დახლოებით 2024 წლიდან, სექტორის მოთხოვნის ზრდა გაგრძელდება კონსერვატიული ტრენდით, წლიურად დაახლოებით 1-1,5%-ის ფარგლებში, რაც დაკავშირებული იქნება მოსახლეობის საცხოვრებელი პირობების რუტინულ გაუმჯობესებასთან. შედეგად, 2025 წლისათვის საყოფაცხოვრებო სექტორის მოთხოვნა გაზზე 1133, ხოლო 2030 წლის მოთხოვნა 1191 მლნ მ³-მდე გაიზრდება.

ენერგეტიკულ სექტორში გაზის მოთხოვნის პროგნოზირებისათვის გამოყენებულია საქართველოს ელექტროენერგეტიკის გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმით განსაზღვრული პროგნოზი ელენერგიის მოხმარების შესაძლო ზრდისა და თბოგენერაციის ახალი ობიექტების ექსპლუატაციაში შესვლის შესახებ⁵⁹ (იხ. ზემოთ), რომლებიც ძველ, დაბალი ეფექტიანობის ბლოკებს ჩაანაცვლებენ, როგორც კი და რამდენადაც, ამის შესაძლებლობა ჩამოყალიბდება.

აღნიშნულის გათვალისწინებით გაანგარიშებული ელექტროგენერაციის სექტორის გაზის მოთხოვნის პროგნოზის შედეგები, საბაზისო სცენარისათვის, მოცემულია ცხრილში.

ცხრილი 2.8. გაზის საპროგნოზო მოთხოვნა ელექტრო გენერაციის სექტორში

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
გვც თესების დადგმული სიმძლავრე, მგვტ	464	464	736	736	1008	1008	1008	1008	1008	1008
მაქსიმალური გამომუშავება, მგვტს/წ	2668000	2668000	3526667	4232000	5071500	5796000	5796000	5796000	5796000	5796000
გაზის ჯამური მოხმარება, მლნ მ ³ /წ	493,3	493,3	639,8	767,8	911,5	1041,7	1041,7	1041,7	1041,7	1041,7
მოთხოვნა თესებზე წარმოებულ ელენერგიაზე, მგვტს/წ	3500000	3400000	3500000	3500000	3500000	3600000	3800000	4100000	4400000	4400000
"ძველი" თეს-ების გამომუშავება, მგვტს/წ	832000	732000	0	0	0	0	0	0	0	0
გაზის საპროგნოზო მოხმარება გვც თესებზე, მლნ მ ³ /წ	493,3	493,3	639,8	635,0	629,0	647,0	683,0	736,9	790,8	790,8
გაზის საპროგნოზო მოხმარება "ძველ" თესებზე, მლნ მ ³ /წ	242,4	213,3		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
გაზის ჯამური საპროგნოზო მოხმარება, მლნ მ ³ /წ	735,8	706,6	639,8	635,0	629,0	647,0	683,0	736,9	790,8	790,8

ალტერნატიული სცენარების დროს, თუკი მთლიანად იქნება ათვისებული ამჟამად მოქმედი და ახალი გვც თესების პოტენციალი, ხოლო ზედმეტი ელენერგია ექსპორტირებული იქნება, ან იმ შემთხვევაში თუკი არ

⁵⁸ წყარო: მთავრობა გაზიფიცირების პროგრამას 2024 წლამდე გააგრძელებს, 27.10.2020, <https://bm.ge/ka/article/mtavroba-gazificirebis--programas-2024-wlamde-gaagrdzelebs/67093/>

⁵⁹ წყარო: საქართველოს ელექტროენერგეტიკის გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა, 2019

განხორციელდება ახალი გვც თესვის მშენებლობის პროექტები და ელენერგიაზე ქვეყნის საკუთარი მოთხოვნის დაკმაყოფილებისათვის (ექსპორტის გარეშე), ოპერირებას გააგრძელებენ „თბილსრესისა და „მტკვარი ენერჯის“ კუთვნილი უადრესად დაბალი ეფექტურობის ბლოკები, გაზზე მოთხოვნა სექტორში წლიურად საშუალოდ 150-დან 300 მლნ მ³-მდე გაიზრდება.

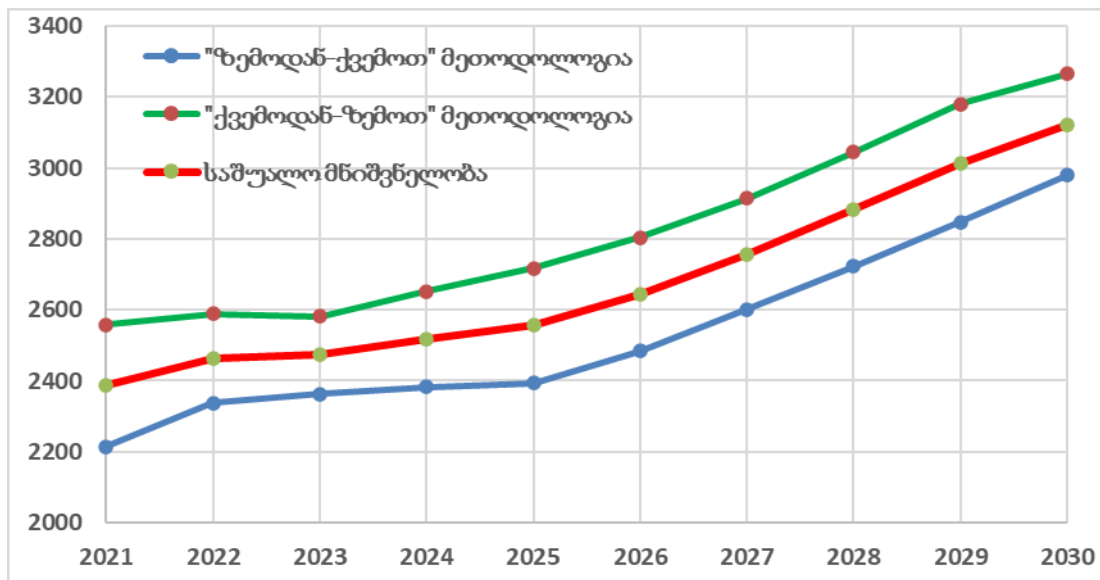
კომერციულ სექტორში პროგნოზირება დაკავშირებულია ქვეყნის მაკროეკონომიკური ზრდის პროგნოზთან, იმის გათვალისწინებით, რომ მოხმარება ამ სექტორში ძლიერ კორელაციურ კავშირშია ქვეყნის მშპ-ს ზრდის ტენდენციასთან (იხ. ნახაზი 1.7). მაღალი დონის კორელაციას კომერციული სექტორის გაზის მოთხოვნასა და ეკონომიკის განვითარების ტენდენციას შორის, ადასტურებს კოვიდ პანდემიის პერიოდის მაჩვენებლებიც. როგორც სტატისტიკური მონაცემების ანალიზი აჩვენებს 2020 წლის იანვარ-ივლისის ეკონომიკის ბლოკირების (block-down) პერიოდში, კომერციული სექტორის გაზის მოთხოვნა დაახლოებით 12%-ით შემცირდა 2019 წლის შესაბამისი პერიოდის მოთხოვნასთან შედარებით, ნაცვლად დაგეგმილი 3%-იანი ზრდისა.

ცხრილში მოცემულია „ქვემოდან-ზემოთ“ მეთოდოლოგიით დადგენილი გაზის მოთხოვნის პროგნოზი კომერციული სექტორისა და საერთოდ ქვეყნის ყველა სამომხმარებლო სექტორისათვის.

ცხრილი 2.9. ბუნებრივი გაზის მოთხოვნის პროგნოზი, მლნ მ³/წ

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
საყოფაცხოვრებო სექტორი	1100,0	1100,0	1100,0	1116,5	1133,2	1144,6	1156,0	1167,6	1179,3	1191,1
ენერგო გენერაციის სექტორი	735,8	706,6	639,8	635,0	629,0	647,0	683,0	736,9	790,8	790,8
კომერციული სექტორი	723,0	782,0	841,7	899,6	954,5	1012,8	1074,6	1140,0	1209,5	1283,1
სულ	2558,8	2588,6	2581,5	2651,1	2716,8	2804,4	2913,5	3044,5	3179,5	3264,9

ნახაზზე მოცემულია ბუნებრივი გაზის მოხმარების პროგნოზი ორი განსხვავებული მეთოდოლოგიის გამოყენებით და მათი გასაშუალებული, საანგარიშო მნიშვნელობა.



ნახაზი 2.13. ბუნებრივი გაზის მოხმარების პროგნოზი, მლნ მ³/წ

გადამცემი ქსელის განვითარების დაგეგმარებისათვის გამოყენებული ბუნებრივი გაზის საანგარიშო სატრანსპორტო მოცულობები ადგილობრივი ბაზრის მოთხოვნისა და სომხეთში დაგეგმილი ტრანზიტის გათვალისწინებით, მოცემულია ცხრილში.

ცხრილი 2.10. ბუნებრივი გაზის სატრანსპორტო და სატრანზიტო მოცულობები, მლნ მ³/წ

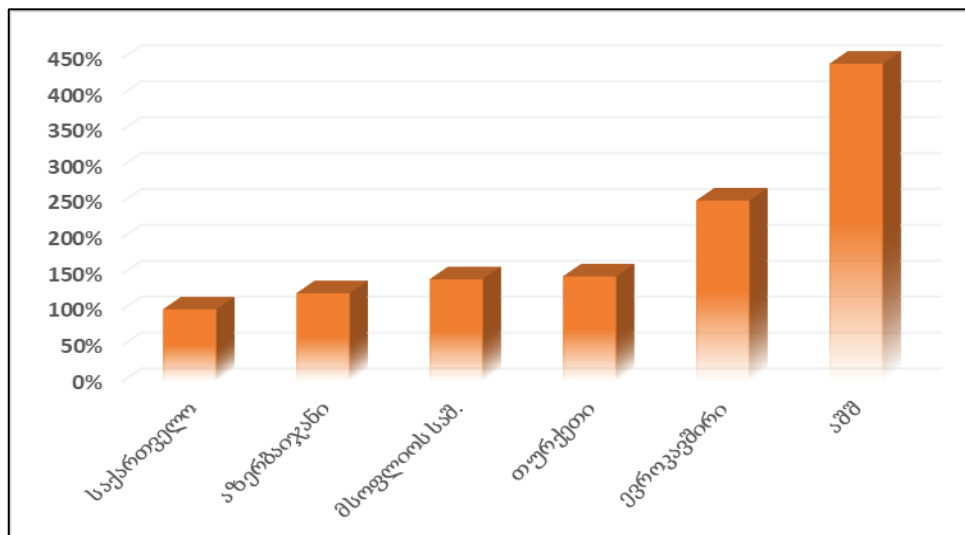
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ადგილობრივი ბაზარი	2386	2463	2472	2517	2555	2644	2757	2883	3014	3122
ტრანზიტი	2000	2010	2020	2030	2040	2050	2060	2070	2085	2100
სულ	4386	4473	4492	4547	4595	4694	4817	4953	5099	5222

2.5. ენერგეტიკული უსაფრთხოება

პირველად ენერგეტიკულ რესურსებზე მზარდი მოთხოვნის დაკმაყოფილება, სხვადასხვა ხასიათის ტექნიკურ-ეკონომიკური ღონისძიებებისა და პოლიტიკური ნების გარდა, მნიშვნელოვან დამატებით ინვესტიციებს მოითხოვს წარმოების, ტრანსპორტირებისა და დარეზერვების ინფრასტრუქტურის სათანადო მოწყობისათვის. ამასთან, გასათვალისწინებელია, რომ რთული და ძვირადღირებული გარდამავალი პროცესი წარიმართება კორნავირუსის ეპიდემიასთან დაკავშირებული კრიზისით განპირობებული ხელმისაწვდომი კაპიტალის დეფიციტისა და ქვეყნის მოსახლეობის მაღალი უმუშევრობისა და გაუარესებული ცხოვრების დონის პირობებში, რის გამოც პრიორიტეტი მიენიჭება სახელმწიფო დაფინანსების, მობილიზებას ძირითადად სოციალური და ეკონომიკის რეანიმაციის მიმართულებებით⁶⁰.

⁶⁰ იხილეთ საქართველოს მთავრობის პოსტკრიზისული გეგმის ძირითადი მიმართულებები, საქართველოს პრემიერ-მინისტრი, 24 აპრილი, 2020 წ

მიუხედავად პირველადი ენერგეტიკული რესურსების მიწოდების მზარდი ტენდენციისა ზოგადად, საქართველო, ერთ სულ მოსახლეზე პირველადი ენერგიის მოხმარების დონით, კვლავ მნიშვნელოვნად ჩამორჩება ინდუსტრიულად განვითარებული რეგიონების (იხ. ნახაზი) და მსოფლიოს გასაშუალებულ, აგრეთვე მეზობელი ქვეყნების მაჩვენებლებს⁶¹, რასაც თან ერთვის ქვეყანაში წარმოებული პროდუქციის ენერგოტევადობის მაღალი დონე, მოწინავე ინდუსტრიულ ქვეყნებთან შედარებით.



ნახაზი 2.14. პირველადი ენერგეტიკული რესურსების მოხმარება ერთ სულ მოსახლეზე მსოფლიოს სხვადასხვა რეგიონში, გიგაჯ/წ

შესაბამისად, მოსახლეობის კეთილდღეობის სასურველი დონის მისაღწევად, აუცილებელია ენერგეტიკული რესურსების მოხმარების მნიშვნელოვანი ზრდა, ენერგოეფექტურ ტექნოლოგიების დანერგვასთან ერთად. პირველადი ენერგეტიკული რესურსების იმპორტზე კრიტიკული დამოკიდებულების გამო, მოხმარების ზრდამ, შესაძლებელია ქვეყანა მნიშვნელოვანი გამოწვევების წინაშე დააყენოს ენერგეტიკული უსაფრთხოების კუთხით, რაც მოითხოვს ბაზარზე იმპორტული რესურსების გარანტირებული მიღების უზრუნველყოფასა და ქვეყნის შიგა მიწოდება-განაწილების ინფრასტრუქტურის მოქნილობისა და საიმედო ფუნქციონირების უზრუნველყოფას.

ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის საბოლოო მიზანია შემუშავდეს ბუნებრივი გაზის ინფრასტრუქტურის განვითარების დროის მიხედვით განაწილებული და ფინანსურად ხელმისაწვდომი სამუშაო გეგმა, რომლის რეალიზაცია უზრუნველყოფს მომხმარებელთა გარანტირებულ გაზმომარაგებას საერთაშორისო პრაქტიკაში მიღებული კრიტერიუმების შესაბამისად, არა მარტო ორდინარულ, არამედ კრიზისულ სიტუაციებშიც, კერძოდ დააკმაყოფილებს შესაბამისი ევრორეგულაციების (Directive 2004/67/EC და Regulation (EU) 994/110 Concerning measures to safeguard security of gas supply) მოთხოვნებს.

⁶¹ BP Statistical Review of World Energy, 2020

ენერგოუსაფრთხოება გულისხმობს უწყვეტ ენერგომომარაგებას, მიწოდების უსაფრთხოების უზრუნველყოფას ხელმისაწვდომ ფასად, სახელმწიფოსა და მისი მოსახლეობის დაცვას ენერგეტიკული რესურსების ნებისმიერი სახის დეფიციტისაგან, რომელიც შეიძლება წარმოიქმნას ბუნებრივი, ტექნოლოგიური და⁶² სოციალურ-ეკონომიკური, შიდა ან გარე ფაქტორების ზემოქმედებით.

შესაბამისად, ენერგეტიკული უსაფრთხოება შეიძლება განიმარტოს როგორც ქვეყნის შესაძლებლობა უზრუნველყოს მიმდინარე და საპროგნოზო მოთხოვნა და მარტივად, ნაკლები დანაკარგებითა და მინიმალური შეზღუდვების დაწესებით გადალახოს მიწოდების დაუგეგმავი შეწყვეტის შემთხვევები, რაც გარანტირებული მიწოდების ეფექტური მართვის სხვა ღონისძიებებთან ერთად, ენერგეტიკული ინფრასტრუქტურის საიმედოობასა და მედეგობასაც მოიცავს.

ენერგეტიკის საერთაშორისო სააგენტოს მიერ რეკომენდებული მოკლევადიანი ენერგეტიკული უსაფრთხოების შეფასების მეთოდოლოგია დაფუძნებულია შიდა და გარე ფაქტორებისა და სისტემების რაოდენობრივი ინდიკატორების ანალიზზე, რომლებიც უსაფრთხოების ორ ძირითად ასპექტს განსაზღვრავენ:

- ენერგიის მიწოდების შეფერხების რისკებს და
- ენერგეტიკული სისტემის მედეგობას (resilience), ანუ დაუგეგმავი შეფერხებების შემდეგ მიწოდების ნორმალური რეჟიმით აღდგენის სიმარტივესა და სისწრაფეს.

თავის მხრივ მიწოდების დაუგეგმავი შეფერხებები, საქართველოს ბუნებრივი გაზის სექტორში, დაკავშირებულია იმპორტის შეფერხებასთან პოლიტიკური, კომერციული, ტექნოლოგიური ან ბუნებრივ კატასტროფებთან დაკავშირებულ რისკებთან, ხოლო სისტემის მედეგობა განისაზღვრება უნარით საჭიროების შემთხვევაში მინიმალური დანაკარგებით და ოპერატიულად აღდგეს მიწოდება ან ჩანაცვლდეს იმპორტული მიწოდების წყარო, მარშრუტი ან ენერგეტიკული რესურსი (ბუნებრივი გაზი), სტრატეგიული მარაგიდან ან ალტერნატიული რესურსით.

მიმდინარე პერიოდში საქართველოს ენერგეტიკული უსაფრთხოების ძირითადი გამოწვევები დაკავშირებულია:

- გეოპოლიტიკურ ფაქტორებთან, რაც ძირითადად რუსეთის მიერ ქვეყნის ტეროტორიის ნაწილის ოკუპაციასთან არის დაკავშირებული;⁶³
- ენერგორესურსების იმპორტზე კრიტიკულად მაღალი

⁶² Measuring short-term energy security, IEA, Paris, 2011

⁶³ ოკუპაცია ენერგეტიკულ სექტორში რამდენიმე ძირითადი ნეგატიური ფაქტორით ვლინდება, მათ შორის ოკუპირებულ ტერიტორიებზე ან მის უშუალო სიახლოვეს კრიტიკულ ინფრასტრუქტურის (მაგისტრალური ნავთობ- და გაზსადენები, მაღალი ძაბვის ელექტროგადამცემი ხაზები, ენგურის ჰესი და სხვა) განლაგებით, სექტორში რუსული სახელმწიფო და კომერციული კომპანიების მაღალი ჩართულობით, არასათანადო კიბერ დაცულობით და ა.შ.

დამოკიდებულებით და ამ დამოკიდებულების ზრდის ტენდენციით;

- ენერგეტიკული ინფრასტრუქტურის ხანდაზმულობითა და საერთაშორისო ტექნიკურ სტანდარტებთან შეუთავსებლობით;
- ენერგორესურსების მოწოდების წყაროებისა და მარშრუტების დივერსიფიკაციის სირთულით;
- რესურსების სტრატეგიული რეზერვების არარსებობით;
- არსებული ენერგეტიკული აქტივების კიბერუსაფრთხოების არასათანადო დონით;⁶⁴
- კორონავირუსის ეპიდემიასთან დაკავშირებული კრიზისით განპირობებული გარდამავალი პროცესი, ხელმისაწვდომი კაპიტალის დეფიციტისა და ქვეყნის მოსახლეობის გაუარესებული ცხოვრების დონის პირობებში.

აღნიშნული გამოწვევების პოტენციური ნეგატიური ზემოქმედება მნიშვნელოვან საფრთხეებსა და რისკებს წარმოშობს და ენერგორესურსების მიწოდების კრიტიკულ მოწყვლადობას (vulnerability⁶⁵) განაპირობებს. კერძოდ, როგორც ანალიზითაა დადგენილი, ენერგეტიკულ მოწყვლადობაზე პოტენციურად ზემოქმედი, მოკლე- და გრძელვადიანი პერიოდის რისკებიდან და საფრთხეებიდან ყველაზე მნიშვნელოვნად შეიძლება შეფასდეს:⁶⁶

- ტექნოლოგიური ავარიები, კატასტროფები და სტიქიური უბედურებები;
- არასაკმარისი სამარაგო მოცულობები და სტრატეგიული რეზერვები;
- ენერგეტიკული რესურსების მიწოდება-მოხმარების დისბალანსით გამოწვეული პრობლემები;
- მოწოდების შეფერხება მომწოდებელი ან ტრანზიტორი ქვეყნის მიერ;
- ბლოკადა/აკრძალვა კონკურენტი ან მტრულად განწყობილი ქვეყნის მხრიდან;
- დივერსია/თავდასხმა კრიტიკულ ინფრასტრუქტურულ ობიექტზე⁶⁷;
- ინვესტიციების დეფიციტი;
- მზარდი და არამდგრადი მოთხოვნა, ან არასაკმარისი წარმოება იმპორტიორ ქვეყანაში და აღნიშნულთან დაკავშირებული დეფიციტი ქვეყანაში და გლობალური მასშტაბით;
- სტრატეგიული ენერგეტიკული ობიექტებისა და ინფრასტრუქტურის კონტროლი უცხო ქვეყნის მიერ;
- სარისკო გრძელვადიანი დათმობები (შეთანხმებები) უცხოელ პარტნიორებთან;
- ენერგეტიკული პოლიტიკისა და/ან სტრატეგიის არაადეკვატურობა.

⁶⁴აგრეთვე, განვითარების გეგმების მომზადებისა და რეალიზაციის პროცესში პროგრამული უზრუნველყოფისა და ელექტრონული სერვისების არასათანადო ჩართულობით.

⁶⁵ Energy vulnerability, Journal of Contemporary European Research, Vol.5, No.2, 2009, pp.274-292

⁶⁶ წყარო: Teimuraz Gochitashvili, Oil and Gas Sector of Georgia in the Transition period, "Meridiani", Tbilisi, 2020

⁶⁷ზოგადი განმარტებით „კრიტიკული ინფრასტრუქტურა“, იმ ფიზიკური და ინფორმაციული (კიბერ) აქტივების ერთობლიობასა და მათ მომსახურე პერსონალს მოიცავს, რომელთა ხელყოფა ქვეყნის ეკონომიკური, ჯანდაცვისა და უსაფრთხოების სისტემის არსებით დასუსტებას იწვევს.

იმპორტული რესურსების გარანტირებული მიღება ერთ-ერთი ის გარეგანი ფაქტორია, რომელმაც შეიძლება წარმოქმნას მნიშვნელოვანი რისკები და საფრთხეები მოსახლეობის კეთილდღეობის უზრუნველყოფის, განსაკუთრებულ ექსტრემალურ სიტუაციებში კი ქვეყნის ტერიტორიულ მთლიანობის, ან სახელმწიფო ინსტიტუტების გამართული ფუნქციონირების მიმართ. მოწოდების იმპორტული წყაროებისა და მარშრუტების დივერსიფიკაცია ხელს შეუწყობს ენერგეტიკული უსაფრთხოების რისკების შემცირებას.

გარეგანი ფაქტორების უარყოფითი ზემოქმედების ხარისხი შესაძლებელია ენერგომომარაგების სისტემის მოწყვლადობის (vulnerability) კრიტერიუმით განისაზღვროს⁶⁸.

როგორც ანალიზი აჩვენებს, ყველაზე კრიტიკული სიტუაციის ჩამოყალიბება გაზის სექტორში შეიძლება დაკავშირებული იყოს სტრატეგიული მარაგის არარსებობასთან, რაც განაპირობებს სისტემის მოქნილობის განსაკუთრებით დაბალ დონეს, მაშინ როდესაც ქვეყანა თითქმის მთლიანად იმპორტირებულ სათბობზე არის დამოკიდებული და ენერგეტიკულ ბალანსში, გაზს, იმპორტირებულ ნავთობპროდუქტებთან ერთად, წამყვანი როლი აქვს დაკისრებული.

მაღალია კრიტიკული სიტუაციის ჩამოყალიბების ალბათობა უცხოელ პარტნიორებთან დადებული გრძელვადიანი სარისკო შეთანხმებების ეფექტიანობის განჭვრეტის სირთულის გამო გრძელვადიან პერსპექტივაში, იმის გათვალისწინებით, რომ ეს კომპანიები დისტრიბუციის ძირითადი საშუალებების მნიშვნელოვან ნაწილსაც აკონტროლებენ.

ხშირი და დამაზიანებელი კრიტიკული სიტუაციის ჩამოყალიბების მაღალი რისკთან არის დაკავშირებული ინფრასტრუქტურის ავარიები და მოწოდების შეფერხებები გარეგანი ფაქტორების ზემოქმედებით.

მოწოდების გაუთვალისწინებელი შეფერხების მიზეზი შეიძლება გახდეს ბუნებრივ კატასტროფებთან, პოლიტიკურ საბოტაჟთან ან ტექნოლოგიურ უწყესივრობასთან დაკავშირებული ავარიები, რაც განპირობებულია საქართველოს ლანდშაფტისა და კლიმატის თავისებურებებით, არასტაბილური პოლიტიკური სიტუაციით რეგიონში და მაგისტრალური მილსადენებისა და მასთან დაკავშირებული მოწყობილობის ნაწილის დაბალი ტექნიკური საიმედოობით. უკანასკნელი წლების განმავლობაში საქართველოში გაზის მოწოდების დაუგეგმავი შეწყვეტის შემთხვევებია დაფიქსირებული (იხ. ცხრილი), რის შედეგად ქვეყანაში მოწოდებული გაზის მოცულობა სხვადასხვა წყაროდან ავარიულად შეწყდა 1-დან 3 კვირამდე პერიოდის განმავლობაში ან შემცირდა საერთო მოწოდების მინიმუმ 30%-ით⁶⁹.

⁶⁸ Energy vulnerability, Journal of Contemporary European Research, Vol.5, No.2, 2009, pp.274-292

⁶⁹ ენერგეტიკული თანამეგობრობის კანონმდებლობა, მიწოდების ფართომასშტაბიან წყვეტად აწესებს მესამე ქვეყნიდან ჯამური მიწოდების 20 %-ზე მეტი მოცულობის გაზის მოწოდების შეწყვეტას

ცხრილი 2.11. ინფრასტრუქტურის ავარიებით გამოწვეული ზარალი

ავარიის ადგილი	ავარიის ხასიათი	ავარიის შედეგი
მენესო, 224,5 კმ - ჩრდ-სამხრ. მაგისტრ. გაზსადენი, 1200 მმ	მეწყერით გამოწვეული გაგლეჯა	5,8 მლნ მ³ გაზის გაფრქვევა, მოწოდებისა და ტრანზიტის შეწყვეტა
მენესო, 132,0 კმ - ჩრდ-სამხრ. მაგისტრ. გაზსადენი, 700 მმ	მეწყერით გამოწვეული გაგლეჯა	4,5 მლნ მ³ გაზის გაფრქვევა, მოწოდებისა და ტრანზიტის შეწყვეტა
ლემშენიერა, 61 კმ - ყაზახი-საგურამო, 1000 მმ	გაჟონვით გამოწვეული ხანძარი	2,8 მლნ მ³ გაზის გაფრქვევა, მოწოდებისა და ტრანზიტის შეწყვეტა
მცხეთა, 122,0 კმ - ჩრდ-სამხრ. მაგისტრ. გაზსადენი, 1000 მმ	მეწყერით გამოწვეული გაგლეჯა	4,7 მლნ მ³ გაზის გაფრქვევა, მოწოდებისა და ტრანზიტის შეწყვეტა
გორისციხე, 78 კმ - ვლადი-კავკაზი-თბილისი, 700 მმ	მეწყერით გამოწვეული გაგლეჯა	3,5 მლნ მ³ გაზის გაფრქვევა, მოწოდების შეწყვეტა
კესალო, 55 კმ - ყაზახი-საგურამო, 1000 მმ	მილსადენის კოროზია	3,6 მლნ მ³ გაზის გაფრქვევა, მოწოდებისა და ტრანზიტის შეწყვეტა
საქართველო-რუსეთის საზღვარი - ჩრდ-სამხრ. კავკ. მაგისტრ. გაზსადენი, 1200 მმ; 55,5 კმ - ვლადი-კავკაზი-თბილისი, 700 მმ	აფეთქების შედეგად გამოწვეული მილსადენის ორი ხაზის გაგლეჯა	ტრანზიტისა და მოწოდების სრული შეწყვეტა რუსეთიდან 2 კვირის განმავლობაში
ნანაინი, 233 კმ - ჩრდ-სამხრ. მაგისტრ. გაზსადენი, 1200 მმ	მეწყერით გამოწვეული გაგლეჯა	2,4 მლნ მ³ გაზის გაფრქვევა, ტრანზიტის შეწყვეტა
სტეფანწმინდა, 66 კმ - ვლადი-კავკაზი-თბილისი, 700 მმ	ზვავით გამოწვეული დაზიანება	დაახლოებით 350 მ სიგრძის მონაკვეთის დაზიანება და მაგისტრალის მწყობრიდან გამოსვლა აღდგენამდე
დედდორაკი, 143,1 კმ - NSCGP, 1200 მმ; 55,5 კმ - ვლად.-თბილისი, 700 მმ	ღვარცოფით გამოწვეული გაგლეჯა	0,5 მლნ მ³ გაზის გაფრქვევა, ტრანზიტის შეწყვეტა 5 დღის განმავლობაში

გარეგანი ფაქტორების ზემოქმედებით განპირობებული მტყუნებები, სათბობის სტრატეგიული მარაგის არარსებობის პირობებში, განაპირობებს სისტემის პრაქტიკულ უუნარობას უზრუნველყოს ეფექტური ფუნქციონირება პიკური მოხმარების ან მოწოდების გაუთვალისწინებელი შეფერხება-შეწყვეტისას⁷⁰.

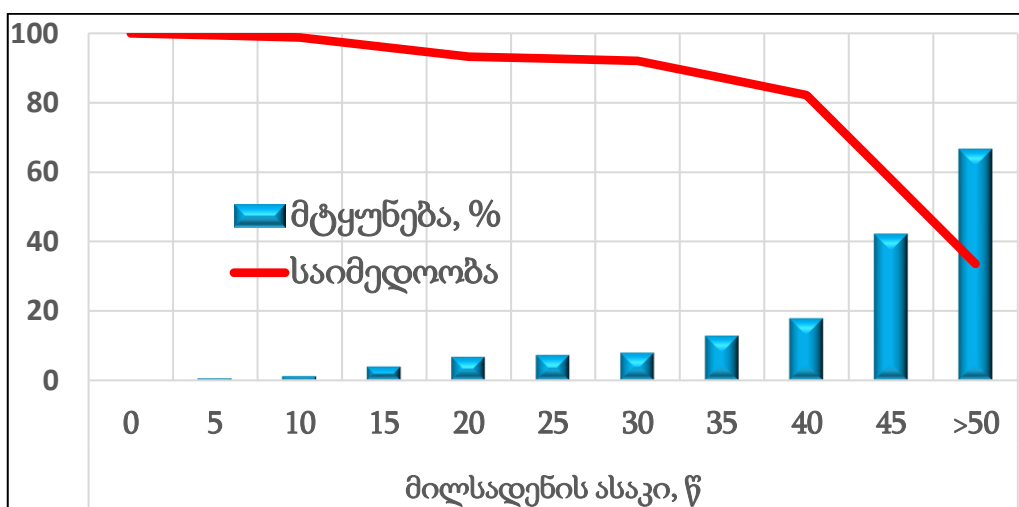
მოხმარების პიკური ზრდა, თავის მხრივ, დაკავშირებულია კლიმატური პირობების მკვეთრ სეზონურ ცვალებადობასთან და საყოფაცხოვრებო სექტორსა და თბოელექტრო ენერგეტიკაში გაზზე მოთხოვნის ადექვატური ცვალებადობით სეზონების მიხედვით, რასაც უფრო ამძაფრებს იმპორტით მიღებული გაზის შედარებით სტაბილური მოწოდების პირობები.

არსებული მაგისტრალური მილსადენებისა და მასთან დაკავშირებული მოწყობილობის ნაწილის დაბალი ტექნიკური საიმედოობისა და არასაკმარისი გამტარუნარიანობის გამო, მნიშვნელოვანი სირთულეები იქმნება გაზის

⁷⁰ Teimuraz Gochitashvili, Oil and Gas Sector of Georgia in the Transition Period, Tbilisi, 2020

ნაკადების რაციონალური მართვისა და სეზონური მოთხოვნა-მიწოდების დაბალანსების შეუძლებლობის გამო საკუთარი ძალებით.

ამორტიზებული მაგისტრალური მილსადენებისა და მათთან დაკავშირებული მოწყობილობის ნაწილის ხანდაზმულობა, რომელთა ასაკი 40 წელს აჭარბებს, სისტემის დაბალი ტექნიკური საიმედოობის მიზეზი ხდება. მილსადენების ასაკი (ოპერირების ხანგრძლივობა) მათი კოროზიული დაზიანების ერთ-ერთი ძირითადი განმაპირობებელი ფაქტორია, იწვევს მყუნებების სიხშირის ზრდასა და ექსპლუატაციის საიმედოობის შემცირებას (იხ. ნახაზი) და აუცილებლად უნდა იქნეს გათვალისწინებული ინფრასტრუქტურის განვითარების გეგმების მომზადების დროს.



ნახაზი 2.15. დამოკიდებულება მტყუნებებს/საოპერაციო საიმედოობასა და მილსადენის ასაკს შორის⁷¹

ცხრილი 2.12. მაგისტრალური მილსადენების განაწილება ასაკის მიხედვით

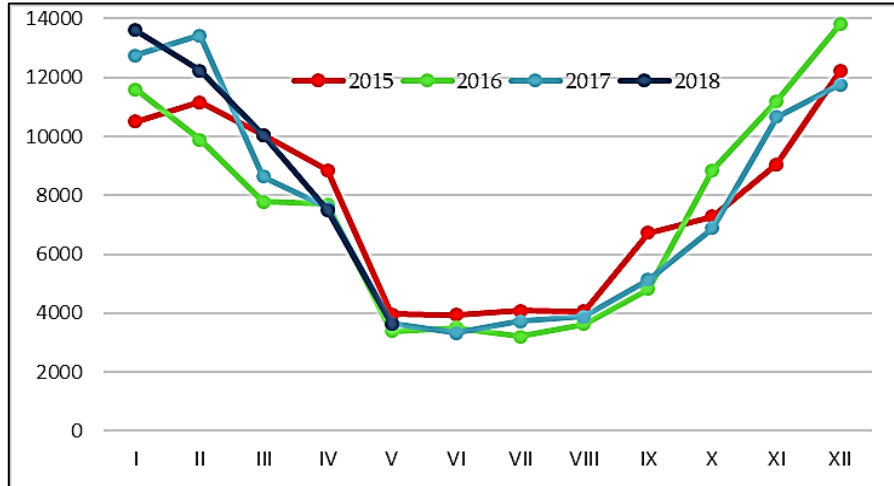
მილსადენის ასაკი, წელი	სიგრძე, კმ	%
> 40	546,106	28,5%
>20-40≤	829,46	43,4%
>10-20≤	200,904	10,5%
≤10	336,58	17,6%
სულ	1913,05	100%

მაგისტრალური მილსადენების ნაწილი კი არასაკმარისი გამტარუნარიანობით ხასიათდება (დიამეტრის სიმცირისა და მუშა წნევის შეზღუდვის გამო) და მნიშვნელოვან სირთულეებს წარმოშობს გაზის ნაკადების რაციონალური მართვისა და სეზონური, განსაკუთრებით კი პიკური, მოთხოვნა-მიწოდების დაბალანსების შეუძლებლობის გამო.

⁷¹ წყარო (პირველადი): Gas Pipeline Incidents, EGIG, 2015

საქართველოში გაზის მოხმარება ზამთრისა და ზაფხულის პერიოდებში მკვეთრად გამოხატული უთანაბრობით ხასიათდება: ზამთრის თვეებში ქვეყანა 2,5-3,5-ჯერ მეტ ბუნებრივ გაზს მოიხმარს, ვიდრე ზაფხულში.

სეზონების მიხედვით გაზის უთანაბრო მოხმარების ტენდენცია პრაქტიკულად უცვლელად არის შენარჩუნებული დაკვირვების რამდენიმე წლის განმავლობაში.

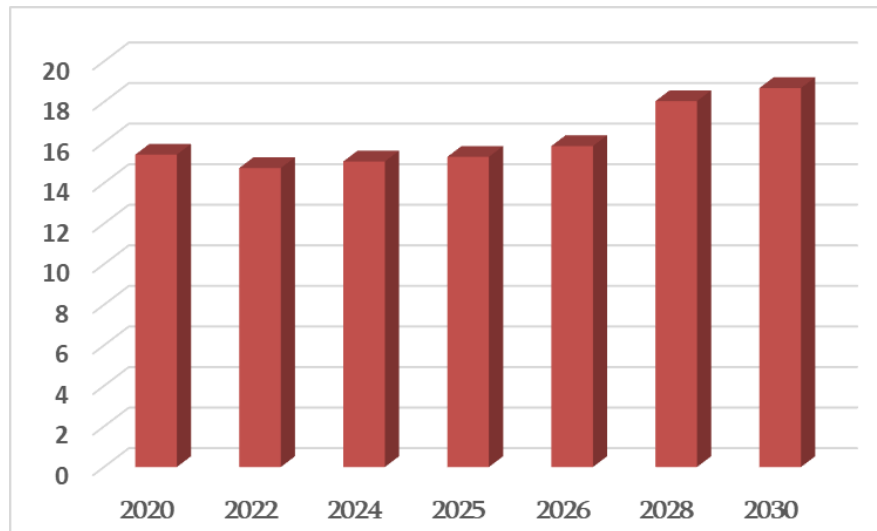


ნახაზი 2.16. გაზის უთანაბრო მოხმარების ტენდენცია, მლნ მ³/დღ

კიდევ უფრო მნიშვნელოვანია დღე-ღამური მოხმარების უთანაბრობა პიკური დატვირთვისა და ზაფხულის მინიმალური მოხმარების დროს მიწოდებულ მოცულობებს შორის (დაახლოებით 6-7-ჯერადი), რაც სერიოზულად ართულებს მილსადენების რაციონალური პარამეტრებით დაპროექტებისა და გაზის ნაკადის ეფექტური მართვის პროცესებს.

მოხმარების უთანაბრობა ძირითადად განპირობებულია ელექტროენერგიის წარმოებაში თბოსადგურების წილის ჩართვის აუცილებლობით ზამთრის პერიოდში, როცა წყალმცირობის გამო მკვეთრად არის შემცირებული ჰიდროენერგოგენერაციის წარმოება, აგრეთვე, საყოფაცხოვრებო სექტორის გათბობის ინტენსიურ რეჟიმზე გადასვლით.

ნახაზზე ნაჩვენებია გაზის პიკური მოხმარების ფაქტიური და საპროგნოზო მონაცემები.

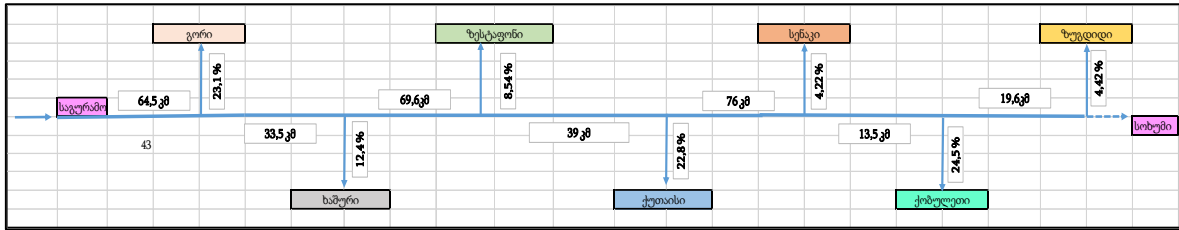


ნახაზი 2.17. გაზის პიკური მოხმარების ფაქტიური (2020 წ) და საპროგნოზო მაჩვენებლები, მლნ მ³/დღ

პიკური მოხმარების საპროგნოზო მაჩვენებლების შედარებით ცხრილი 2.1-ის მონაცემებთან დასტურდება, რომ გრძელვადიან პერსპექტივაში, გაზის მიღების არსებული ტრანს-სასაზღვრო პუნქტები, ვერ უზრუნველყოფენ ქვეყნის საპროგნოზო მოხმარების შესაბამისი პიკური მოცულობების გატარებას, რაც შესაბამისი ღონისძიებების გატარებას მოითხოვს.

ჩატარებული ჰიდრავლიკური გაანგარიშებების საფუძველზე განსაზღვრულია, აგრეთვე, ბუნებრივი გაზის გადანაწილებასთან დაკავშირებული სირთულეები მიწოდების ზოგიერთი მნიშვნელოვანი მიმართულებისა და განშტოების მიხედვით. კერძოდ, ჰიდრავლიკური მოდელირების შედეგების, სავარაუდო პიკური დატვირთვებისა და მილსადენების ასაკისა და მდგომარეობის გათვალისწინებით ჩატარებული ანალიზის შედეგად დადგენილია, რომ:

- **დასავლეთის (საგურამოდან) მიმართულების** 2030 წლის საპროგნოზო პიკური მოხმარების უზრუნველყოფისათვის, არსებული ინფრასტრუქტურის გამოყენებით, საჭირო იქნება ტრასის დასაწყისში 30,9 ბარი წნევა, ხოლო დასავლეთ საქართველოს (ჩორჩანადან) 2030 წლის საპროგნოზო პიკური მოხმარების უზრუნველყოფისათვის - 17,8 ბარი წნევა;
- დღეისათვის, საგურამოს კვანძში დაფიქსირებული მაქსიმალური წნევა პიკური მოხმარების დროს 20 ატმ-ზე ნაკლებია და არსებული მილსადენების 500 მმ-იანი და „მველი“ (დაახლოებით 40 წლის და მეტი ნასაკის) 700 მმ-იანი მონაკვეთების არასახარბიელო მდგომარეობის გამო, აგრეთვე, აზერბაიჯანიდან მოწოდებული გაზის შეზღუდული წნევის გამო, საჭირო წნევით გაზის მიწოდება შეუძლებელია. შესაბამისად, დასავლეთის მიმართულების ცენტრალური მაგისტრალის საგურამო-ჩორჩანას მონაკვეთის ყველა არსებული 500 მმ-იანი და „მველი“, 700 მმ-იანი გაზსადენების ჩანაცვლება ახალი, გაზრდილი წნევისა და გამტარუნარიანობის 700 მმ-იანი მილსადენებით აუცილებელია;



ნახაზი 2.18. სქემა დასავლეთის მიმართულების გაზსადენების ჰიდრავლიკური მოდელირებისათვის⁷²

ცხრილი 2.13. ჰიდრავლიკური გაანგარიშების შედეგები დასავლეთის მიმართულებით არსებული გაზსადენებით გაზის მიწოდების დროს, 2030 წლის საპროგნოზო პიკური მოთხოვნის გათვალისწინებით

უბნის დასახელება	DN	L, კმ	P _{აწ.} ბარი	P _{ბოლ.} ბარი	მოხმარება, მლნ მ³/დღ
საგურამო-გორი	DN500	22,4	30,9	22,0	0,538
საგურამო-გორი	DN700	43,0	22,0	19,1	0,538
გორი-ხაშური	DN700	33,5	19,1	17,8	0,578
ხაშური-ზესტაფონი	DN700	69,60	17,8	14,6	0,398
ზესტაფ.-ქუთაისი	DN700	39,0	14,6	13,5	1,067
ქუთაისი-სენაკი	DN700	76,0	13,5	12,8	0,197
სენაკი-ქობულეთი	DN500	13,5	12,8	12,0	1,141
ქობულეთი-ზუგდიდი	DN500	19,6	12,0	12,0	0,206

ცხრილი 2.14. ჰიდრავლიკური გაანგარიშების შედეგები დასავლეთის მიმართულებით დაგეგმილი (DN700) გაზსადენებით გაზის მიწოდების დროს, 2030 წლის საპროგნოზო პიკური მოთხოვნის გათვალისწინებით

უბნის დასახელება	DN	L, კმ	P _{აწ.} ბარი	P _{ბოლ.} ბარი	მოხმარება, მლნ მ³/დღ
საგურამო-გორი	DN700	65,4	22,1	18,2	1,077
გორი-ხაშური	DN700	33,5	18,2	16,8	0,578
ხაშური-ზესტაფონი	DN700	69,6	16,8	14,6	0,398
ზესტაფ.-ქუთაისი	DN700	39,0	14,6	13,5	1,067
ქუთაისი-სენაკი	DN700	76,0	13,5	12,8	0,197
სენაკი-ქობულეთი	DN500	13,5	12,8	12,0	1,141
ქობულეთი-ზუგდიდი	DN500	19,60	12,0	12,0	0,206

ჰიდრავლიკური გაანგარიშება აჩვენებს, აგრეთვე, რომ ფაქტობრივი მაქსიმალური წნევის პირობებში (<20 ატმ), არსებული მილსადენებს შეუძლია გაატაროს 2030 წლის სავარაუდო საპროგნოზო დღიურ პიკურ დატვირთვაზე დაახლოებით 1,5-2 მლნ მ³-ით ნაკლები გაზი

- დასავლეთ საქართველოს მკვებავი მაგისტრალის საწყის წერტილში (ხაშურში) ფაქტიურად დაფიქსირებული მაქსიმალური წნევა $18,92 > 17,8$

⁷²პირობით აღებულია, რომ სქემაზე მითითებულ თითოეულ გაცემის პუნქტში მიეწოდება ამ პუნქტამდე არსებული ყველა მომხმარებლის ჯამური მოთხოვნა. პროცენტული განაწილება პუნქტების მიხედვით, დადგენილია უკანასკნელი 5 წლის ფაქტობრივი სტატისტიკური მონაცემების გათვალისწინებით

ბარზე, რაც იმაზე მიუთითებს, რომ წნევის მიხედვით 2030 წლის მოხმარების უზრუნველყოფისათვის, შეზღუდვა ნაკლებადაა მოსალოდნელი. ამავე დროს, უღელტეხილის მთაგორიან რელიეფზე და მკაცრი კლიმატური პირობებით (დიდთოვლიანობით) გამორჩეულ რეგიონში განლაგებული ჩორჩანა (ხაშური)-ზესტაფონის მონაკვეთი, აშენებულია 1974-75 წლებში და თუ გათვალისწინებულ იქნება საერთაშორისო გამოცდილება, 45 წელზე მეტი ასაკის მილსადენების ტექნოლოგიური საიმედოობის მკვეთრი შემცირებისა და მტყუნების ძალიან მაღალი ალბათობის შესახებ⁷³, აგრეთვე, ავარიის შემთხვევაში მისი ოპერატიული ლიკვიდაციის სირთულეს, მიზანშეწონილი ხდება შეფასდეს მისი რეაბილიტაციის საჭიროების საკითხი. საბოლოო გადაწყვეტილება ჩორჩანა (ხაშური)-ზესტაფონის მილსადენის პროექტის რეაბილიტაციის მიზანშეწონილობის შესახებ უნდა მიღებულ იქნეს ხარჯთსარგებლიანობის ეკონომიკური კრიტერიუმებით შეფასების საფუძველზე.

- გომი-ხაშური-ბაკურიანის მილსადენით მომარაგებული რეგიონის 2030 წლის სავარაუდო პიკური მოხმარების დროს, დისტრიბუციის ქსელში გაზის მინიმალური 6 ბარით მიწოდებისას, საჭირო მუშა წნევა 8,1 ბარს შეადგენს, მაშინ როდესაც მილების ექსპლუატაციის ხანგრძლივობისა და არასასურველი მდგომარეობის გამო, ფაქტობრივი წნევა არსებულ გაზსადენში 6 ბარზე ნაკლებია;

- TYNDP-ის საანგარიშო ათწლიან პერიოდში, არსებული გომი-ხაშური-ბაკურიანის გაზსადენის მწყობრიდან ავარიული გამოსვლის მაღალი ალბათობისა და აღდგენის შემთხვევაში ამორტიზებულ მილებში წნევის შეზღუდვასთან დაკავშირებით 2030 წლის სავარაუდო პიკური მოთხოვნის დაკმაყოფილების სირთულის გამო, მიზანშეწონილია მისი მოდერნიზაცია ან ალტერნატიული მიწოდების მარშრუტის უზრუნველყოფა;

- ალტერნატიული მიწოდების, ახალი ტაბაწყური-ბაკურიანის გაზსადენის პროექტის რეალიზაცია, მოხსნის წნევის შეზღუდვებთან დაკავშირებულ პრობლემას, უზრუნველყოფს გაზის შეუფერხებელ მიწოდებას არსებულ ინფრასტრუქტურის მწყობრიდან გამოსვლის შემთხვევაში და საშუალებას იძლევა მნიშვნელოვნად გაუმჯობესდეს ბორჯომ-ბაკურიანის რეკრეაციული ზონის გაზმომარაგება;

- გარდა ამისა, პროექტის რეალიზაცია საშუალებას იძლევა კრიტიკულ სიტუაციაში განხორციელდეს საქართველოს ცენტრალური (ან სამხრეთი) რეგიონების გაზმომარაგება დროებითი, საავარიო სქემით სამხრეთ საქართველოს გაზმომარაგების სისტემის “წითელი ხიდი-წალკა-ახალციხის” მილსადენის 160 კმ-დან აღმოსავლეთ-დასავლეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემის შემადგენელი საგურამო-ქუთაისის მაგისტრალური

⁷³ წყაროები: Gas Pipeline Incidents, 1970-2013, EGIG, 2015 (Primary Source); Teimuraz Gochitashvili, Oil and Gas Sector of Georgia in the Transition period, Tbilisi, “Meridiani”, 2020 (იხ. აგრეთვე ნახაზი 2.15)

გაზსადენის 90 კმ-თან (გომი-ხაშური-ბაკურიანის განშტოების მიერთების წერტილში), ანდა პირიქით.

▪ სამხრეთის განშტოების (უდე-გოდერძის მონაკვეთის ჩათვლით) გარანტირებული მომარაგება რეგიონის 2030 წლის საპროგნოზო პიკური მოთხოვნის დროს არსებული ინფრასტრუქტურის გამოყენებით, საჭიროებს 23 ატმ-ზე მეტ წნევას მაგისტრალის დასაწყისში. მაშინ როდესაც ფაქტობრივი სამუშაო წნევა დღეისათვის 14 ატმ არ აღემატება. განშტოების ვალე-უდეს 200 მმ-იანი (16 კმ) და 150 მმ-იანი (3 კმ), სადისტრიბუციო ქსელის პარამეტრებით დაპროექტებული მილსადენის⁷⁴ 300 მმ-იანი მაგისტრალური მილსადენით ჩანაცვლება საშუალებას იძლევა წნევის დანაკარგები ახალციხე-უდეს მონაკვეთზე დაახლოებით 3 ატმ-ით შემცირდეს, პარალელურად კი განშტოების სხვა მონაკვეთების მიმდინარე აღდგენითი სამუშაოების ეფექტური რეალიზაციის შემთხვევაში, იქმნება შესაძლებლობა უზრუნველყოფილ იქნას რეგიონის (აჭარის მაღალმთიანეთის ჩათვლით) 2030 წლის პიკური მოთხოვნის დაკმაყოფილება, აგრეთვე, შესაძლებელი იქნება უდე-გოდერძის ახალ აშენებული მაგისტრალური მილსადენის გამოყენება აჭარის საავარიო გაზმომარაგებისათვის, ქობულეთის განშტოებიდან მოწოდების შესაძლო შეფერხების დროს.

▪ კახეთის რგოლური მომარაგების სისტემა საშუალებას იძლევა დაკმაყოფილდეს რეგიონის 2030 წლის საპროგნოზო მოხმარება მიწოდების ორივე მიმართულების (რუსთავიდან და ჟინვალიდან) გამოყენებით. შესაბამისად, ამ განშტოებაზე მილსადენების მსხვილმასშტაბიანი მშენებლობა-რეაბილიტაციის სამუშაოების ჩატარება ახლო მომავალში არ მოითხოვება. ამასთან, საჭიროა ქსელის ოპერატორმა განსაკუთრებული ყურადღება გაამახვილოს სისტემის ყველაზე ხანდაზმული და რთულ რელიეფზე განლაგებული ჟინვალი-ახმეტის მონაკვეთის პერმანენტული მონიტორინგისა და პროფილაქტიკური და მიმდინარე სარემონტო სამუშაოების დროულ დაგეგმვასა და ეფექტურ განხორციელებაზე.

▪ აჭარის არსებული განშტოების ტრასა განლაგებულია მთაგორიან რელიეფისა და უხვი თოვლიანობით გამორჩეულ რეგიონში. მილსადენის ასაკისა და მშენებლობის სტანდარტების დაუცველობის გამო, შესაბამისი სამუშაოების წარმოების დროს, დიდია მათი მწყობრიდან ავარიულ გამოსვლის ალბათობა. რადგან ავარიის ოპერატიული ლიკვიდაცია და მიწოდების განახლება პრაქტიკულად შეუძლებელია, არსებობს რეგიონისთვის გაზის მიწოდების რამდენიმე დღით შეფერხების საშიშროება. აღნიშნულის გათვალისწინებით დაწყებულია აჭარისა და მიმდებარე გურიის რეგიონების გაზმომარაგების ალტერნატიული მარშრუტის მშენებლობა. პროექტის რეალიზაცია გაზის გარანტირებულ მიწოდებათან ერთად, ავარიის შემთხვევაში, უზრუნველყოფს რეგიონის შეუფერხებელ მომარაგებასაც 2030 წლის საპროგნოზო პიკური დატვირთვის დროს - საჭირო

⁷⁴ მილსადენის საჰაერო მონაკვეთები განლაგებულია დასახლებული პუნქტების ტერიტორიაზე

წნევა ტრასის დასაწყისში 15 ატმოსფეროს შეადგენს, რაც სრულიად მიღწევადია დასავლეთის მიმართულების გაზსადენების დაგეგმილი რეაბილიტაციის გეგმის დასრულების შემდეგ.

გაზის მწვავე დეფიციტი შესაძლებელია წარმოიქმნას რომელიმე ძირითადი წყაროდან (აზერბაიჯანი ან რუსეთის ფედერაცია) მოწოდების დაუგეგმავი შეწყვეტის (ან მნიშვნელოვნად შემცირების) შემთხვევაში, ზამთრის პიკური მოხმარების პირობებში, რის კომპენსირების საშუალება საკუთარი ძალებით ქვეყანას არ გააჩნია⁷⁵. ამიტომ საჭირო ხდება განსაკუთრებული, სასწრაფო ღონისძიებების გატარება მომხმარებელთა სათბობითა და ელენერგიით მომარაგების მნიშვნელოვანი გართულებების თავიდან აცილების მიზნით.

დღეისათვის, იანვარ-თებერვლისა და დეკემბრის პიკური მოხმარების პერიოდში გრძელვადიანი კონტრაქტებით მოთხოვნის სრული დაკმაყოფილების შეუძლებლობის დროს, გაზის შესყიდვა წარმოებს მიმდინარე პერიოდის საბაზრო, კომერციული ფასით, რომელიც მნიშვნელოვნად აღემატება საყოფაცხოვრებო სექტორისა და ელექტრო გენერაციისათვის განკუთვნილი („სოციალური სექტორის“) გაზის ფასს. ასეთ პერიოდში საქართველო ვეღარ ასრულებს ტრანზიტის ხელშეკრულებით გათვალისწინებულ ყველა ვალდებულებასაც. შედეგად, მომავალში, იმპორტული გაზის მიმღები კვანძების შეზღუდული გამტარუნარიანობის გამო, ფიზიკურადაც შეუძლებელი იქნება დეფიციტის დაფარვა საპროგნოზო პიკური მოხმარების დროს ნორმალურ რეჟიმში მუშაობისას და, მითუმეტეს, მოწოდების დაუგეგმავი შეწყვეტისას რომელიმე იმპორტული წყაროდან.

შესაბამისად, აუცილებელია ზრუნვა კრიტიკულ სიტუაციებში გაზის დეფიციტის შევსების უზრუნველყოფის მიზნით, მაგალითად სატრანზიტო სამხრეთ კავკასიურ მილსადენზე გაზის მიღების მეორე კვანძის (ან არსებული კვანძის გაფართოების) და გაცვლაზე (swap) დაფუძნებული გარიგებების ორგანიზაციის მეშვეობით დამატებითი გაზის მიღება თურქეთიდან ან გაზის სამხრეთ კორიდორთან დაკავშირებული სხვა ევროპული ქვეყნიდან.

დღეისათვის არსებული წინაპირობების გათვალისწინებით, შესაფასებელია სამხრეთ კავკასიური გაზსადენიდან გაზის მიღების მე-2 პუნქტისა და საქართველოს მაგისტრალურ გაზსადენებთან დამაკავშირებელი ინფრასტრუქტურის მშენებლობის პროექტების რეალიზაციის მიზანშეწონილობა, სავარაუდოდ 2025-2026 წლებისათვის, რადგან თუ მოხერხდება დასავლეთიდან გაზის მიღების ორგანიზაცია გაცვლის (swap) პრინციპზე დაფუძნებული გარიგებების მეშვეობით, სამხრეთ კავკასიური გაზსადენის არსებულ მიმღებ კვანძს და მასთან მაკავშირებელ მილსადენს, გააჩნია შეზღუდული რაოდენობით დამატებითი გაზის მიღების შესაძლებლობა.

⁷⁵ Feasibility study for Samgori South Dome, Task 10: Final report and recommendation for next step, GEOSTOCK Entreprouse, April, 2016

კორონა ვირუსის პანდემიამდე პერიოდში აქტიურად განიხილებოდა, აგრეთვე, მიწისქვეშა გაზსაცავის მშენებლობის პროექტი⁷⁶ სამგორის სამხრეთი თადის ნავთობის საბადოს შუა ეოცენის დანალექი შრის რეზერვუარის ბაზაზე. გაზსაცავი ბუნებრივი გაზის ნაკადების რაციონალური მართვისა და გაზის მიწოდების უსაფრთხოების უზრუნველყოფის ერთ-ერთი ფართოდ გავრცელებული საშუალებაა. გაზსაცავის მნიშვნელობა განსაკუთრებით მაღალია საქართველოსათვის, როცა ბაზარი ძირითადად ენერგეტიკული რესურსების იმპორტზეა დამოკიდებული. მიწისქვეშა გაზსაცავი ასრულებს ბაზრის დაბალანსების ერთ-ერთ უმნიშვნელოვანეს ფუნქციასაც.

შეთანხმებული იყო პროექტისათვის 150 მლნ ევროს სესხის გამოყოფა გერმანიის რეკონსტრუქციის საკრედიტო (KfW) ბანკიდან. თუმცა, პანდემიის შედეგად წარმოშობილ სიტუაციაში, ქვეყანაში გაჩნდა ფინანსების დეფიციტი სოციალური და ჯანდაცვასთან დაკავშირებული პრობლემების გადასაჭრელად. შესაბამისად, საქართველოს მთავრობამ დონორ ორგანიზაციასთან შეთანხმებით, მიიღო გადაწყვეტილება სესხის დღეისათვის აუთვისებელი ნაწილის, 120 მლნ ევროს რეპროგრამირებისა და მისი სახელმწიფო ბიუჯეტში მიმართვის შესახებ, მხარდაჭერის სახით.⁷⁷ შესაბამისად, როგორც მინიმუმ რამდენიმე წლით გადაიწევს გაზსაცავის საქართველოს მაგისტრალურ გაზსადენებთან დამაკავშირებელი მილსადენის მშენებლობაც.

⁷⁶ Samgori South Dome Underground Gas Storage, Feasibility Study Report, GEOSTOCK, 2016

⁷⁷ იხ.: საქართველოს ეკონომიკისა და მდგრადი განვითარების სამინისტროს 2020 წლის 24 აპრილი # 23/2731 წერილი სნგკ-ს გენერალური დირექტორისადმი

3. ინფრასტრუქტურის განვითარება

3.1. შესავალი

მაგისტრალური გაზსადენების სისტემის ძირითადი მონაკვეთებისა და ცალკეული განშტოებების რეაბილიტაცია-მოდერნიზაციის სამუშაოების დაგეგმვასა და რეალიზაციას, დიდი მნიშვნელობა ენიჭება სისტემის ოპერატიული მოქნილობისა და ექსპლუატაციის საიმედოობის ამაღლებისათვის, რითაც უზრუნველყოფილი უნდა იქნეს გაზის გაზრდილი საპროგნოზო მოცულობების შეუფერხებელი და ეფექტური გადანაწილება მთელი ქვეყნის ტერიტორიაზე.

TYNDP-ის შემადგენელი სამშენებლო-სარეაბილიტაციო პროექტები (სამუშაოები) ხასიათისა და დანიშნულების მიხედვით პირობითად 4 ძირითად კატეგორიად შეიძლება დაიყოს:

- სამშენებლო-სარეაბილიტაციო პროექტები, რომელთა მიზანია ქვეყნის ერთიანი გაზმომარაგების სისტემის უზრუნველყოფა დივერსიფიცირებული გაზმომარაგებით და სისტემური საიმედოობის ამაღლება;
- სამშენებლო-სარეაბილიტაციო პროექტები, რომელთა მიზანია ქვეყნის ყველა რეგიონისა და განვითარებადი სამრეწველო-ეკონომიკური ზონების გარანტირებული გაზმომარაგებით უზრუნველყოფა;
- სარეაბილიტაციო პროექტები, რომელთა მიზანია მაგისტრალური გაზსადენის ცალკეული მონაკვეთებისა და მოწყობილობის ფუნქციონირების ხანმედგეგმობისა და ტექნოლოგიური საიმედოობის ამაღლება;
- სარეაბილიტაციო პროექტები, რომელთა მიზანია სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურის სისტემური საიმედოობის ამაღლება.

ათწლიან გეგმაში შესული პროექტების პრიორიტეტული განაწილებისათვის დროის მიხედვით, ძირითადად გათვალისწინებულია შემდეგი კრიტერიუმები:

1. დაზიანებული და მწყობრიდან გამოსული ინფრასტრუქტურა რომელიც დაუყოვნებლივ აღდგენას მოითხოვს, ან ინფრასტრუქტურა რომელთა შემდგომი ექსპლუატაცია საფრთხის შემცველია, არასათანადო ტექნიკური საიმედოობისა გამო;
2. არასაკმარისი გამტარუნარიანობის ინფრასტრუქტურა, რომელიც ვერ უზრუნველყოფს გაზის გარანტირებულ მიწოდებას საპროგნოზო პიკური დატვირთვების დროს ან არასაკმარისი მოქნილობის (მწყობრიდან გამოსვლის შემდეგ აღდგენის ოპერატიულობის) ინფრასტრუქტურა;
3. ახალი ან აღდგენა-რეკონსტრუქციისათვის განკუთვნილი ინფრასტრუქტურის პოტენციური ზეგავლენის ხარისხი ქვეყნის ენერგეტიკულ უსაფრთხოების უზრუნველყოფასა და ეკონომიკურ ზრდაზე;
4. დაგეგმილი ინფრასტრუქტურის პოტენციური ზეგავლენის ხარისხი საერთაშორისო ენერგეტიკულ უსაფრთხოების უზრუნველყოფასა და ბუნებრივ და სოციალურ გარემოზე.

ცხრილში მოცემულია ზემოთ მოცემულ ანალიზის საფუძველზე შერჩეული პროექტების ჩამონათვალი.

ცხრილი 3.1. სავარაუდოდ განსახორციელებელი პროექტების ჩამონათვალი

პროექტი	მიმდინარე სტატუსი	დანიშნულება (პრიორიტეტი)	რეალიზაციის სავარაუდო პერიოდი
ქობულეთის განშტოება	მშენებლობა	2	მოკლე ვადიანი
ნატახტარი-წილკანი-ქსანი	მშენებლობა	2	მოკლე ვადიანი
ლესურა-სვენეთი	მშენებლობა	2	საშუალო ვადიანი
საჰაერო გადასასვლელი არაგვზე	პროექტი	2,3	საშუალო ვადიანი
ხაშური-ზესტაფონი, I ეტაპი	შესყიდვები	1,2	მოკლე ვადიანი
ხაშური ზესტაფონი, II ეტაპი	პროექტი	1,2	საშუალო ვადიანი
ხაშური ზესტაფონი, III ეტაპი	პროექტი	1,2	საშუალო ვადიანი
ხაშური ზესტაფონი, IV ეტაპი	პროექტი	1,2	გრძელვადიანი
ასპინძა-ქოთელია	პროექტი	2	საშუალო ვადიანი
ახალციხე-უდე	პროექტი	2	საშუალო ვადიანი
გაზსაცავის მაკავშირებელი მილსადენი და გრს	კონცეფცია (გაზსაცავის პროექტის შემადგენლობაში)	3	გრძელვადიანი
სმკ-ს თეს-თან მაკავშირებელი მილსადენი და წნევის რეგულირების კვანძი	კონცეფცია	3	გრძელვადიანი
SCADA	პროექტირება	3	საშუალო ვადიანი
ტაბაწყური-ბაკურიანი	კონცეფცია	3	საშუალო
ყაზახი-საგურამო	პროექტი	4	საშუალო ვადიანი
სკმ-ს II მიღების პუნქტი	კონცეფცია	3	გრძელვადიანი
ვალე-ვანი	კონცეფცია	3	გრძელვადიანი

მოკლე- და საშუალოვადიან პერიოდებში პრიორიტეტულად განსახორციელებელ პროექტებს ძირითადად მიეკუთვნება დასავლეთი მიმართულების მაგისტრალური გაზსადენის არასაკმარისი გამტარუნარიანობის მონაკვეთების რეაბილიტაცია, ხოლო გრძელვადიან პერსპექტივაში საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების სხვადასხვა მიმართულების და განშტოებების ურთიერთ დამაკავშირებელი ინტერკონექტორების მშენებლობა, პირველ რიგში კი ისეთი მონაკვეთების დარეზერვება, რომლებიც განლაგებულია უამინდობის პირობებში რთულად მისადგომ მთიან რეგიონებში და შესაძლო ავარიის შემთხვევაში გაძნელებულია მათი სწრაფი რეაბილიტაციის დაწყება.

იგეგმება, აგრეთვე, გაზსადენების აღჭურვა დისტანციური მონიტორინგისა და მართვის და ინფორმაციული უზრუნველყოფის თანამედროვე სისტემის (SCADA) გამარტივებული ვარიანტით, რაც მოიცავს 10 ყველაზე მნიშვნელოვანი სახაზე ონკანის დისტანციურ მართვას ცენტრალური სადისპეტჩერო პუნქტიდან (როგორც ცნობილია, საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების მრავალი მონაკვეთი მიმდინარე ეტაპზე, ფაქტობრივად არასაპროექტო რეჟიმული

პარამეტრებით მუშაობს და მაღალტექნოლოგიური კონტროლის სრულყოფილი სისტემით მათი ეფექტური მომსახურება, თვით ინფრასტრუქტურის სრულ მოწესრიგებამდე, პრაქტიკულად შეუძლებელია).

ცხრილში მოცემულია მაგისტრალური მილსადენებისა და ინფრასტრუქტურის მიმდინარე პროექტების სტატუსი 2020 წლის ივლისის მდგომარეობით.

ცხრილი 3.2. მიმდინარე პროექტების სტატუსი

პროექტის დასახელება	მიმდინარე სტატუსი (2020 წლის ივლისი)
ქობულეთის განშტოება (D-500 მმ, L-18,3 კმ)	ტენდერში გამარჯვებულმა კონტრაქტორმა კომპანიამ არ შეასრულა ხელშეკრულებით გათვალისწინებული სამუშაოები. მიღებულია გადაწყვეტილება კონტრაქტის შეწყვეტის თაობაზე. ამ ეტაპზე მიმდინარეობს პროცედურები ახალი ტენდერის გამოცხადების მიზნით. მშენებელ კონტრაქტორთან ხელშეკრულების გაფორმება ნავარაუდევია 2020 წლის მე-4 კვარტალში, სამუშაოების დასრულების ვადა 1 წელი
ნატახტარი-წილკანი-ქსანი (D-700 მმ, L-18,2 კმ)	შეფერხდა დაგეგმილი სამუშაოების შესრულება მიწის მესაკუთრეებთან სასამართლო დავების გაჭიანურების გამო. პროექტის რეალიზაცია სავარაუდოდ 2021 წლისთვის იგეგმება
ლეხურა-სვენეთი (D-700 მმ, L-20,6 კმ)	სამშენებლო მასალები შესყიდული და მოწოდებულია. დასრულებულია დაპროექტების სამუშაოები. მიმდინარეობს მარშრუტის გასწვრივ მიწის გამოყოფასთან დაკავშირებული სამუშაოები. სამშენებლო სამუშაოების დაწყება სავარაუდოდ 2021 წლის მე-4 კვარტალში იგეგმება.
საჰაერო გადასასვლელი არაგვზე საგურამოში (D-700 მმ, L-2,9 კმ)	დასრულებულია საჰაერო გადასასვლელის პროექტირება. მიმდინარეობს მიწის გამოყოფის პროცედურები სამშენებლო დერეფანში.
ხაშური (ჩორჩანა) - ზესტაფონის მონაკვეთი (D-700 მმ, L-70 კმ)	მიმდინარეობს მონაკვეთის დაპროექტება. დაწყებულია სატენდერო პროცედურები საწყისი მონაკვეთისათვის მასალების შესაძენად

3.2. დაგეგმარების საანგარიშო პარამეტრები

TYNDP მომზადების ერთ-ერთი ძირითად საფუძველს მოთხოვნა-მოწოდების პროგნოზი წარმოადგენს. ინფრასტრუქტურის განვითარების გეგმის დასამუშავებლად გაზის მოცულობების განსაზღვრისათვის გათვალისწინებულია ცხრილი 2.10-ის მონაცემები.

შიდა სატრანსპორტო სისტემის ცალკეული მიმართულებებსა და ძირითად განშტოებებზე მილსადენების პარამეტრების შესარჩევად გამოყენებულია მოხმარების არსებული ტენდენციები პიკური დატვირთვების გათვალისწინებით, ქვეყნის რეგიონებისა და ძირითადი განშტოებების მიხედვით. მაგალითად, 2030 წლის საანგარიშო პარამეტრების დასადგენად გათვალისწინებულია პროგნოზით დადგენილი გაზის საშუალო შეწონილი სატრანსპორტო მოცულობის ფარდობითი ზრდა შიგა ბაზრისათვის და პიკური მოხმარების ფაქტობრივი კოეფიციენტის მნიშვნელობები რეგიონების მიხედვით (იხ. თავი 2).

განსხვავებული მიდგომაა გამოყენებული ტრანსსასაზღვრო მილსადენების საანგარიშო პარამეტრების დასადგენად. კერძოდ:

ა) სკმ-თან დამაკავშირებელი ინტერკონექტორის მაქსიმალური გამტარუნარიანობა აღებულია გაზის მიმღებ პუნქტზე (არეა 72 სკმ-ის ნიშანდების მიხედვით) მოწყობილი წნევის დამწევი და გამზომი კვანძის მონაცემები, რომლის მაქსიმალური გამტარუნარიანობა რეკონსტრუქციის შემდეგ 5,4 მლნ მ³/დღ შეადგენს;

ბ) აზერბაიჯანის საზღვრიდან შემოსული გაზისათვის გათვალისწინებულია, რომ საზღვრიდან თბილისამდე (ნავთლულის გზა-მდე) მონაკვეთი წარმოდგენილია ორი პარალელური მილსადენით, რომელთა ჯამური საპროექტო გამტარუნარიანობა 20 მლნ მ³/დღ მეტია, თუმცა აზერბაიჯანიდან მოწოდებული გაზის ლიმიტირებული წნევის გამო 22-24 ბარამდე, სისტემის ფაქტობრივი გამტარუნარიანობა პრაქტიკულად 7 მლნ მ³/დღ არ აჭარბებს (მოკლე დროით შესაძლებელია 8 მლნ მ³/დღ-მდე გამტარუნარიანობის უზრუნველყოფა).

გ) ჩრდილოეთ-სამხრეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემიდან გაზის მიღების შესაძლებლობა ლიმიტირებულია საქართველოს შიდა გაზმომარაგების სისტემასთან დამაკავშირებელი წნევის მარეგულირებელი და გამზომი კვანძის გამტარუნარიანობით, რომელიც დაახლოებით 4,2 მლნ მ³/დღ შეადგენს. გარდა ამისა, თვით სისტემის ფაქტიური გამტარუნარიანობა შემცირებულია საპროექტოსთან შედარებით წნევის შეზღუდვით საქართველოს ტერიტორიაზე (მაქსიმალური საოპერაციო წნევა საზღვრის მიმდებარე 1200 მმ-იან მონაკვეთზე 34 ბარს, ხოლო 1000 მმ-იან მილსადენში 25 ბარს არ აჭარბებს). სისტემის გველეთი-საგურამოს 1200 მმ-იან და საგურამო - წითელი-ხიდის 1000 მმ-იან მონაკვეთებზე აღდგენითი და სამშენებლო სამუშაოების შესრულების შემთხვევაში, რაც მათი საპროექტოსთან მიახლოებული პარამეტრებით მუშაობის შესაძლებლობას შექმნის.

სისტემის ექსპლუატაციის ფაქტიური სტატისტიკური მონაცემებისა და პროგნოზირების შედეგების ანალიზი აჩვენებს, რომ 2030 წლის საპროგნოზო მოხმარების დასაკმაყოფილებლად:

- ჩრდილოეთ-სამხრეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემის გამტარუნარიანობა საკმარისი იქნება გრძელვადიანი საპროგნოზო დატვირთვის უზრუნველყოფისათვის⁷⁸, თუკი განხორციელდება ყაზახი-საგურამოს მილსადენის ცალკეული მონაკვეთების (მათ შორის 53,4-57,4 კმ ნიშნულებს შორის განლაგებული მონაკვეთისა და სომხეთთან დამაკავშირებელი 11,5 კმ-იანი განშტოების) სისტემატური მონიტორინგი და, საჭიროების შემთხვევაში, დროული რეაბილიტაცია, მათი ტექნიკური მდგომარეობის საპროექტოსთან მიახლოების მიზნით.

- აზერბაიჯანის საზღვარი-საგურამოს ახალი 700 მმ-იანი მილსადენისა და პარალელური 700/800 მმ მილსადენის ჯამური მაქსიმალური გამტარუნარიანობა იმ პირობით, რომ მილსადენის განტვირთვის პროცენტული განაწილება პიკური დატვირთვისას უცვლელად იქნება შენარჩუნებული და საგურამომდე ტრანსპორტირებული იქნება დასავლეთის და ჩრდილოეთის მიმართულებებისათვის საჭირო წნევისა და მოცულობის გაზიც, საკმარისია

⁷⁸ მათ შორის იმ შემთხვევაშიც, თუ კი საქართველო დამატებით გაზს „ახალი კონტრაქტით“ რუსეთიდან მიიღებს

დაგეგმილი მოცულობების ტრანსპორტირებისათვის. თუმცა, ამავე დროს უნდა უზრუნველყოფილი იყოს აზერბაიჯანიდან საკმარისი მოცულობის გაზის მოწოდება, რაც დღეისათვის გაზის მოცულობების შეზღუდვის გამო (დაახლოებით 8 მლნ მ³/დღ) შეუძლებელია (დეფიციტი კომპენსირდება სამხრეთ კავკასიური გაზსადენიდან დამატებითი გაზის მიღებით). 2030 წლისათვის კი, როცა დამატებითი გაზის ტრანსპორტირება იქნება საჭირო⁷⁹, ხოლო პიკური დღე-ღამური დატვირთვა 19 მლნ მ³-მდე გაიზრდება, აუცილებელი გახდება სპეციალური, დამატებითი ღონისძიებების გატარება აზერბაიჯანული გაზის დამატებითი მოცულობების მიღების უზრუნველყოფისათვის.

- 2030 წლის საპროგნოზო პიკური დატვირთვის დროს საგურამო-დასავლეთის მიმართულებით აღდგენითი და რეკონსტრუქციის დაგეგმილი პროგრამის დასრულების შემდეგ, რაც ითვალისწინებს მიმართულების მთლიანად 700 მმ პირობითი დიამეტრის მიღებით დაკომპლექტებას, ხოლო ფოთის ინდუსტრიულ ზონაში სამრეწველო საწარმოებისათვის საჭირო მინიმალური წნევის - 12 ბარის შენარჩუნებას, საჭირო ჭარბი წნევის სიდიდე საგურამოში დაახლოებით 22 ბარს გაუტოლდება და შესაძლებელია უზრუნველყოფილ იქნეს არსებული ინფრასტრუქტურის გამოყენებით.

- სამხრეთის განშტოების მომარაგების მიზნით რეგიონის (აჭარის მაღალმთიანეთის ჩათვლით) 2030 წლის საპროგნოზო პიკური მოთხოვნის დროს, მიზანშეწონილია განშტოების ახალციხე-უდეს 200 მმ-იანი, სადისტრიბუციო ქსელის პარამეტრებით დაპროექტებული მილსადენის⁸⁰ 300 მმ-იანი, 16 კმ სიგრძის მაგისტრალური მილსადენით ჩანაცვლება.

- კახეთისა და ჩრდილოეთის მიმართულებებით პიკური გამტარუნარიანობის უზრუნველყოფა საანგარიშო პერიოდში, შესაძლებელია არსებული მილსადენების გამოყენებით, პირობითი დიამეტრის ცვლილების გარეშე. ამ მილსადენებზე შესაძლებელია საჭირო გახდეს მხოლოდ უზნობრივი აღდგენითი სამუშაოების ჩატარება.

3.3. განვითარების მოკლევადიანი პროგრამა

მოკლევადიან პერიოდში პრიორიტეტულად განსახორციელებელ საინვესტიციო ინფრასტრუქტურულ პროექტებს მიეკუთვნება აღმოსავლეთ-დასავლეთის მაგისტრალური გაზსადენის მთლიანად 700 მმ დიამეტრის მიღებით დაკომპლექტება.

პრიორიტეტულობის მიხედვით აღმოსავლეთ-დასავლეთის მიმართულების გაზსადენების სარეაბილიტაციო-განვითარების სამუშაოები შემდეგნაირად არის დაგეგმილი: ნატახტარი-წილკანი-ქსანის 18,2 კმ სიგრძის მონაკვეთი; ლეხურა-სვენეთის 20,6 კმ სიგრძის მონაკვეთი; საჰაერო გადასასვლელი მდინარე არაგვზე; ხაშური-ზესტაფონის დაახლოებით 70 კმ სიგრძის მონაკვეთი. აღნიშნული პროექტების რეალიზაცია, ეტაპობრივად, არაუგვიანეს 2024 წლისათვის დასრულდება.

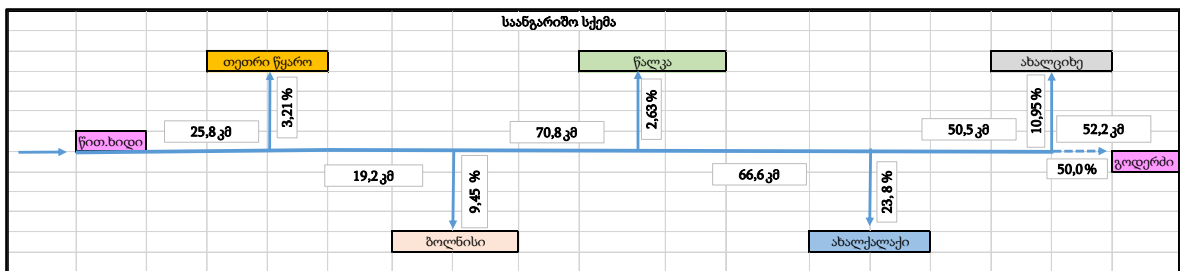
⁷⁹ თუ დამატებითი გაზი აზერბაიჯანიდან იქნება მოწოდებული

⁸⁰ მილსადენის საჰაერო მონაკვეთები განლაგებულია დასახლებული პუნქტების ტერიტორიაზე

აღნიშნული პროექტების რეალიზაცია უზრუნველყოფს ქვეყნის დასავლეთი და ცენტრალური რეგიონების მოსახლეობის, კომერციული სექტორისა და ინდუსტრიის გარანტირებულ გაზმომარაგებას, მათ შორის განვითარებადი ინდუსტრიული ზონებისა და შავი ზღვისპირა რეკრეაციული ზონის განვითარების პერსპექტივების გათვალისწინებით.

როგორც აღინიშნა, სამხრეთის მიმართულების გაზსადენების სისტემის ასპინძა-ქოთელიას მონაკვეთის ექვემდებარება რეკონსტრუქციას. სამხრეთის განშტოების მეორე კრიტიკული მონაკვეთი ახალციხე-უდეს 22 კმ-სიგრძის შემცირებული დიამეტრის ჩანართებია, რომლის გაგრძელებას (19,3 კმ-დან) გოდერძის უღელტეხილთან დამაკავშირებელი 300 მმ-იანი მაგისტრალური მილსადენი წარმოადგენს. შედეგად, იქმნება საშიშროება რომ მილსადენის ახალციხე-უდეს მონაკვეთი, აჭარის მიმართულებით გაზის მიწოდებისას, განსაკუთრებით ზამთრის პიკური მოხმარების დროს, ვერ უზრუნველყოფს საჭირო გამტარუნარიანობას. აღნიშნული, მონაკვეთის მარშრუტისა და დიამეტრის შეცვლა საშუალებას იძლევა წნევის ჯამური დანაკარგები დაახლოებით 8 ატმ-თი შემცირდეს.

ნახაზზე მოცემულია სამხრეთის განშტოების ჰიდრავლიკური მოდელირების საანგარიშო სქემა 2030 წლის საპროგნოზო პიკური მოხმარების პირობებისათვის.



ნახაზი 3.1. საანგარიშო სქემა

ცხრილი 3.3. სამხრეთის განშტოების ჰიდრავლიკური გაანგარიშების შედეგები

უბნის დასახელება	DN (მმ)	L (კმ)	P _{საწ.} (ატმ)	მოხმარება მ³/დღ
0-23 მარნეული/ თეთრი წყარო	500	25,8	38,0	820 519
23-45 ბოლნისი	DN300	19,2	37,8	
82-115 წალკა	DN300	70,8	35,4	
115-182 ახალქალაქი	DN300	66,6	27,5	
182-234 ახალციხე	DN300	50,5	20,2	
234-256 უდე-გოდერძი	DN200	16	16,7	
	DN200	3,3	7,2	
	DN300	32,9	5,5	

პერმანენტულად მიმდინარეობს მცირე მასშტაბის, ლოკალური დანიშნულების პროექტების რეალიზაცია, მათ შორის:

- არსებული გაზსადენების დაზიანებული, ძირითადად კოროზირებული, ან არასაკმარისი გამტარობის მქონე მცირე დიამეტრისა და სიგრძის მონაკვეთებისა და მოწყობილობის შეცვლა;
- სახაზო ონკანებისა და გაზგამანაწილებელი სადგურების ელემენტების სარეაბილიტაციო სამუშაოები, რაც საშუალებას იძლევა მნიშვნელოვნად გაუმჯობესდეს სისტემის ოპერატიული მოქნილობა და საავარიო მონაკვეთების სწრაფი ლოკალიზება, უზრუნველყოფილ იქნას სისტემის მუშაობის რეჟიმების ოპტიმიზაცია და მინიმუმამდე შემცირდეს გაზის დანაკარგები⁸¹;
- მაგისტრალური მილსადენების გამწმენდი ღონისძიებების დაგეგმვა და რეალიზაცია, რაც საშუალებას იძლევა მნიშვნელოვნად გაიზარდოს ცალკეული მონაკვეთების გამტარუნარიანობა, იცავს გაზგამანაწილებელი სადგურების მოწყობილობასა და სახაზო ონკანებს კოროზიისა და ეროზიული ცვეთისაგან;
- ელექტროქიმიური დაცვის სისტემის აღდგენა-განვითარება, რაც საშუალებას იძლევა მინიმუმამდე შემცირდეს მილსადენების კოროზიული ცვეთა და გაიზარდოს სისტემის ფუნქციონირების საიმედოობა;
- ნაპირსამაგრი სამუშაოები, რაც ითვალისწინებს მაგისტრალური გაზსადენების მიერ მდინარეებისა და სხვა ბუნებრივი წინააღმდეგობის გადაკვეთის ადგილების გამაგრებას, რათა გამორიცხული იქნას გარემოს კატასტროფული ზემოქმედების უარყოფითი ზეგავლენა მილსადენის მუშაობის საიმედოობაზე.

ლოკალური პროექტები, დანიშნულებისა და საანგარიშო დანახარჯების მიხედვით სნგკ-სა და სგტკ-ს შორის დადებული საიჯარო ხელშეკრულების პირობების გათვალისწინებით, დაყოფილია კაპიტალურ და მიმდინარე აღდგენით სამუშაოებად, რომელთა დაფინანსება წარმოებს სატრანსპორტო სისტემის მფლობელის ან ოპერატორის ბიუჯეტიდან, შესაბამისად.

წინასწარ გაუთვალისწინებელი, ლოკალური კაპიტალური რეაბილიტაციის სამუშაოების მოცულობა, არსებული გამოცდილების გათვალისწინებით საშუალოდ 1,8 მლნ ლ/წ შეადგენს (იხ. ცხრილი 3.3. დეტალური ინფორმაცია ლოკალური დანიშნულების სარეაბილიტაციო სამუშაოებზე 2015-2020 წლების განმავლობაში, იხილეთ დანართში).

სამომავლო ინვესტიციების გაანგარიშებისათვის, ლოკალური სარეაბილიტაციო სამუშაოების შესასრულებლად გათვალისწინებული საშუალო წლიური დანახარჯი მრავლდება თადარიგის 1,25 კოეფიციენტზე, რაც აგრეთვე ითვალისწინებს სავალუტო კურსის მერყეობას.

⁸¹ აღნიშნული მოწყობილობის სრული რეაბილიტაციის სამუშაოები განსაკუთრებით დიდ დანახარჯებთან არის დაკავშირებული და უახლოეს პერიოდში მათი შესრულების მიზანშეწონილობა და ფინანსური უზრუნველყოფის შესაძლებლობა, დამატებით შესწავლას მოითხოვს

ცხრილი 3.4. ლოკალური (კაპიტალური) რეაბილიტაციის
სამუშაოების დანახარჯები, ლ/წ

2015	1 299 564
2016	2 269 099
2017	2 232 680
2018	1 471 508
2019	1 744 110
სულ	9 016 961
საშუალო	1 803 392

გარდა ამისა, მილსადენის ოპერატორი კომპანია გეგმავს მიმდინარე სარეაბილიტაციო სამუშაოების შესრულებას, რომლის განახლება წარმოებს ყოველწლიურად, ხოლო 3 წელიწადში ერთხელ, განახლებული საინვესტიციო პროგრამის სახით წარადგენს სემეკში სატარიფო გაანგარიშების მიზნებისათვის. არსებული გამოცდილება აჩვენებს, რომ ეს დანახარჯები საშუალოდ 9 მლნ ლ/წ შეადგენს (ზუსტდება ყოველწლიურად მიმდინარე პერიოდის ფაქტიური მდგომარეობის გათვალისწინებით).

ცხრილში 3.5 მოცემულია 2021-2023 წლების პერიოდის ინფრასტრუქტურის საინვესტიციო პროექტების ჩამონათვალი მათ მოკლე ტექნიკურ მახასიათებლებთან ერთად. საშუალოვადიანი, 2022 და 2023 წლების საინვესტიციო გეგმების ნაწილი დეტალური ან კონცეპტუალური დაპროექტების სტადიაშია და მათი საინვესტიციო ღირებულები მოცემულია მხოლოდ საინფორმაციოდ, რადგან მათი სიზუსტე, -15÷+30 %-ის ფარგლებში შეიძლება ცვალებადობდეს (იხ. ცხრილი 1.6 ზემოთ).

ცხრილი 3.5. 2021-2023 წლების საინვესტიციო პროექტების გეგმა

სამუშაოს დასახელება	სიგრძე, კმ	DN, მმ	ღირებულება, 1000 ლარი	შენიშვნა
2021 წელი				
ქობულეთის განშტოება	18,3	500	2 755	
ნატახტარი-წილკანი -ქსანი	18,2	700	6 000	
საჰაერო გადასასვლელი არაგვზე საგურამოში	2,9	700	2 900	პროექტის ღირებულება დადგენილია იმ დაშვებით, რომ 1 კმ სიგრძის გადასასვლელის დაყვანილი შეფასებითი ღირებულება 1 მლნ ლარს უტოლდება
ხაშური - ზესტაფონი (I ეტაპი)	70	700	22 768	2021 წელს დაგეგმილია საპროექტო სამუშაოების დასრულება, ნებართვების აღება და მასალების ნაწილის (50%) შეძენა. დანარჩენი მასალის შეძენა მოხდება და სამშენებლო

				სამუშაოები შესრულდება 2022 და 2024 წლებში
გაზსადენების დისტანციური მონიტორინგისა და მართვის სისტემა (SCADA)			5 000	გათვალისწინებული SCADA სისტემის ელემენტების იმპლემენტაცია ადგილობრივი სპეციფიკის გათვალისწინებით. პროექტის სავარაუდო ჯამური ღირებულება 7,5 მლნ ლარია.
ლოკალური აღდგენითი (კაპიტალური) სამუშაოები			2 254	მოიცავს ლოკალურ სარეაბილიტაციო და დიაგნოსტიკის, საპროექტო, ნაბართვების მიღების, სერვიტუტების გაფორმებისა და სხვა სამუშაოების ღირებულებებს
სულ სნგკ-ს დანახარჯები			41 677	სნგკ-ს დაფინანსებით
ლოკალური აღდგენითი (მიმდინარე) სამუშაოები			9000	სგტკ-ს დაფინანსებით (დაზუსტდება ყოველწლიურად)
2022 წელი				
ხაშური - ზესტაფონი (II ეტაპი)		700	40 618	2022 წელს დაგეგმილია სამშენებლო სამუშაოების შესრულება დაახლოებით 23,3 კმ სიგრძის მონაკვეთზე და დანარჩენი (50%) მასალების შეძენა
ასპინძა-ქოთელია	23	300	3 668	გათვალისწინებულია არსებული, შეუსაბამო ტექნიკური პარამეტრების მქონე მონაკვეთის რეაბილიტაცია
ლეხურა-სვენეთი	20,6	700	6600	
ყაზახი-საგურამო (კმნ: 53,4-57,4)	4	1000	9 600	პროექტის რეალიზაციის მიზანშეწონილობა უარყოფლია ENPV ანალიზის შედეგების საფუძველზე
SCADA			3 500	2022 წელს გათვალისწინებულია პროექტის დასრულება.
ლოკალური აღდგენითი (კაპიტალური) სამუშაოები			2 254	
სულ სნგკ-ს დანახარჯები			56 640	სნგკ-ს დაფინანსებით
ლოკალური აღდგენითი (მიმდინარე) სამუშაოები			9000	სგტკ-ს დაფინანსებით
2023 წელი				
ხაშური- ზესტაფონი (III ეტაპი)	23,3	700	17 850	მე-3 ეტაპზე შესრულდება სამშენებლო სამუშაოები დაახლოებით 23,3კმ სიგრძის მონაკვეთზე.

ახალციხე-უდე	16	300	6 002	დაგეგმილია არსებული, 200 მმ-იანი მილსადენის ჩანაცვლება 300 მმ-იანი, გაზრდილი გამტარუნარიანობის მაგისტრალური მილსადენით
ლოკალური აღდგენითი (კაპიტალური) სამუშაოები			2 254	
სულ სნგკ-ს დანახარჯები			26 106	სნგკ-ს დაფინანსებით
სულ დანახარჯები სნგკ-ს ბიუჯეტიდან, 2021-2023 წ.წ.			124 423	სნგკ-ს დაფინანსებით
ლოკალური აღდგენითი (მიმდინარე) სამუშაოები			9 000	სგტკ-ს დაფინანსებით
სულ სგტკ-ს დანახარჯები, 2021-2023 წ.წ.			27 000	სგტკ-ს დაფინანსებით

3.4. საშუალო- და გრძელვადიანი პერიოდის პროექტები

ინფრასტრუქტურის განვითარების საშუალო- და გრძელვადიანი გეგმა ძირითადად ითვალისწინებს რამდენიმე ინტერკონექტორის (შემკრავის), მათ შორის, ვალე-ვანისა და ტაბაწყური-ბაკურიანის მაგისტრალური მილსადენებისა და გაზის მიმღები მე-2 პუნქტის მშენებლობის პროექტებს, რომელთა რეალიზაციის შემთხვევაში პრაქტიკულად დასრულდება დასავლეთ და სამხრეთ საქართველოს, აგრეთვე ბორჯომ-ბაკურიანის რეკრეაციული ზონის გაზომარაგების სისტემის ჩიხური არქიტექტურის შეცვლა გაცილებით მაღალი უსაფრთხოების დონის მქონე რგოლური გაზომარაგებით. რგოლური მიწოდების სქემა საშუალებას იძლევა კრიტიკულ სიტუაციებში მოხდეს გაზის ნაკადების გადამისამართება ნებისმიერი მომწოდებლიდან ნებისმიერი მსხვილი მომხმარებლისა და გამანაწილებელი კომპანიისათვის.

„ვალე-ვანის“ მაგისტრალური გაზსადენი

დასავლეთ საქართველოს რეგიონების ყველა პოტენციური მომხმარებლის, მათ შორის პერსპექტიული მაღალტექნოლოგიური ინდუსტრიული პროექტების, ჯამური მოთხოვნის უზრუნველყოფის ერთ-ერთ შესაძლო ვარიანტად ითვლება ვალეში, სამხრეთ კავკასიური გაზსადენიდან გაზის მიღების მეორე პუნქტის (off-take) მოწყობა სამხრეთ კავკასიური მილსადენის საქართველო-თურქეთის საზღვრის გადაკვეთამდე, ახალციხის მახლობლად და მისი დაკავშირება არსებული მაგისტრალური მილსადენების სისტემასთან ვანის მინიციპალიტეტის ტერიტორიაზე. პროექტის რეალიზაცია იძლევა ქვეყნის მაგისტრალური გაზსადენებით გაზის ნაკადების რაციონალური გადანაწილების საშუალებას, როდესაც შაჰ დენიზის საბადოდან მკვეთრად გაიზრდება საქართველოს ტერიტორიის გავლით მიწოდებული გაზის ნაკადები და შესაბამისად, ტრანზიტთან დაკავშირებული ხელშეკრულებების მეშვეობით შესყიდული გაზის მოცულობები. არსებული პროგნოზის თანახმად, სკმ-დან მოწოდებული გაზის მოცულობებმა შესაძლოა 1,6 მლრდ მ³/წ-ს მიაღწიოს. ამ მოცულობის გაზის მიღება ამჟამად არსებული, არეა 72-ის მიმღები პუნქტის გავლით მიმდებარე ტერიტორიაზე განლაგებულ შიგა მაგისტრალურ გაზსადენებში, რომლებითაც აგრეთვე წარმოებს აზერბაიჯანიდან შემომავალი,

კომპანია “სოკარის” კუთვნილი გაზის მოწოდებაც, არარაციონალურია და მნიშვნელოვანი ტექნიკური პრობლემები შეიძლება წარმოშვას ქვეყნის ცენტრალურ და დასავლეთ რეგიონების მომხმარებელთა მომარაგებაში.

პროექტის რეალიზაციით, აგრეთვე, ქვეყნის გაზომომარაგების სისტემაში ფაქტიურად ახალი მიწოდების წყარო ჩაირთვება, რომლის შემდგომი განვითარებით უზრუნველყოფილი იქნება სისტემის რგოლური გაზომომარაგება და ხარისხობრივად გაიზრდება მისი ფუნქციონირების საიმედოობა. ამასთან, სამხრეთ-კავკასიურ მილსადენზე გაზის მიღების მეორე პუნქტის მოწყობის მიზანშეწონილობა დაკავშირებული იქნება, აგრეთვე, პერსპექტიული საერთაშორისო სატრანზიტო პროექტების განხორციელებასა და დასავლეთ საქართველოს ინდუსტრიული საწარმოებისა და აჭარის საკურორტო-რეკრეაციული ზონის განვითარების ფაქტობრივ ტემპებზე.

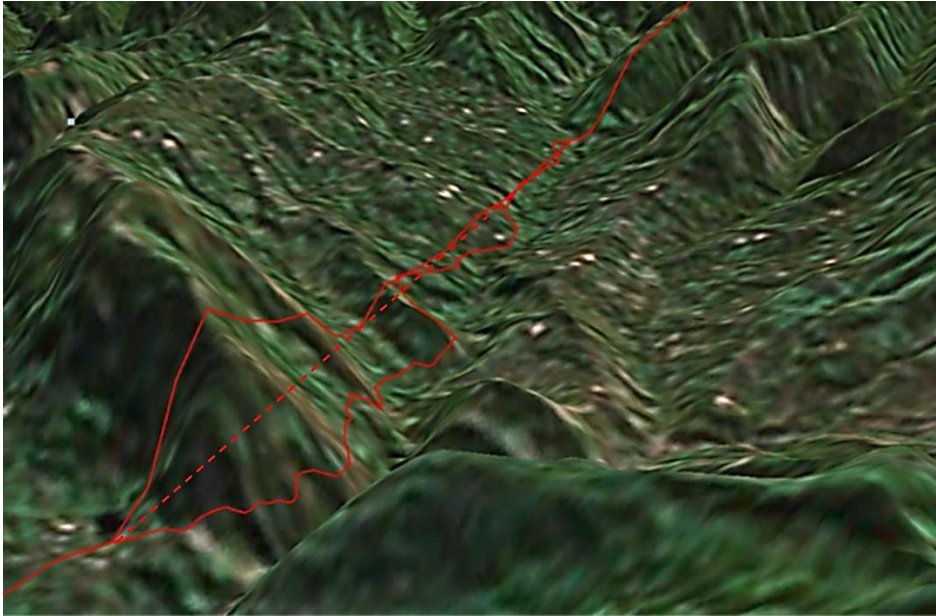
როგორც ანალიზი აჩვენებს, არსებული საყოფაცხოვრებო და კომერციული მომხმარებლების მოთხოვნის სავარაუდო ზრდისა და რეგიონში ახალი, მსხვილი ინდუსტრიული საწარმოების მშენებლობისათვის საკმარისი იქნება 500 მმ დიამეტრის 55 ატმ საპროექტო წნევაზე მომუშავე ვალე-ვანის მილსადენის მშენებლობა.⁸²

ვალე-ვანის მაგისტრალური გაზსადენის საწყის წერტილად პირობითად განსაზღვრულია სამხრეთ-კავკასიური მილსადენი სისტემის წნევის მარეგულირებელი და გამზომი სადგური საქართველო-თურქეთის საზღვარზე ახალციხის რაიონის დაბა ვალესთან (არეა 80 სამხრეთ კავკასიური მილსადენი სისტემის პროექტის სპეციფიკაციის მიხედვით). საბოლოო წერტილი (ვალე-ვანისა და ქუთაისი-აბაშის მონაკვეთების კვეთის წერტილი) ვანის მუნიციპალიტეტის სოფელ ამაღლების მიმდებარე ტერიტორიაზე, მდინარე რიონის მარცხენა სანაპიროს მეორად ტერასაზე. გაზსადენის სავარაუდო ტრასა კი გაივლის ადიგენისა და ვანის რაიონების, ძირითადად მაღალმთიან და მთისწინა ადგილებსა და მდინარეების ტერასებზე.

ვალე-ვანის მონაკვეთი მშენებლობისა და პროექტის ორგანიზაციის თვალსაზრისით არის უაღრესად რთული, კლდოვან რელიეფსა და/ან ტყის საფარით დაფარულ და დაუსახლებელ (მიუდგომელ) ტერიტორიებზე განლაგების გამო, ზღვის დონიდან დაახლოებით 2600 მ და მეტ სიმაღლეზე (ტრასის უმაღლესი წერტილი 2801 მ-ზეა განლაგებული). გრუნტი პრაქტიკულად მთელი ტრასის გასწვრივ მე-5 და მე-6 კატეგორიის კლდოვანი ქანებისგან შედგება და რთულად დასამუშავებელია. მათ შორის ბურღვა-აფეთქებითი სამუშაოების გამოყენებით. ტრასა მოიცავს, აგრეთვე, მთიან და მთისწინა, განსაკუთრებულად მცირემწიან დასახლებულ პუნქტებს, რაც დაკავშირებულია რეგლამენტით დადგენილ შეზღუდვებთან საცხოვრებელი სახლებისა და სამეურნეო ნაგებობების მშენებლობისა და აგრიკულტურული საქმიანობისათვის.

⁸² უფრო დეტალური ინფორმაცია მილსადენის შესაძლო გამტარუნარიანობასა და შესაბამის ტექნიკურ პარამეტრებზე მოცემულია ნაშრომში :საქართველოს ბუნებრივი გაზის სატრანსპორტო ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა, 2019-2028“, სნგკ, 2018 წ.

ტრასის ბოლო, დაახლოებით 11 კმ სიგრძის მონაკვეთის (მშენებლობის ტრადიციული მეთოდების გამოყენების დროს), სოფელ უხუთისა და ამაღლების მიმდებარე ტერიტორიაზე გამავალი ნაწილი განსაკუთრებული მორფოლოგიური სირთულითა და ინტენსიური ურბანული საქმიანობით არის გამორჩეული, რაც დღის წესრიგში აყენებს ამ მონაკვეთზე გვირაბის მოწყობის მიზანშეწონილობის განსაზღვრას. ნახაზზე ნაჩვენებია ტრასის სავარაუდო მარშრუტის შესაბამისი სივრცული განფენა ტრადიციული მეთოდით აშენებული და/ან გვირაბით გავლილი ტრასის მითითებით.



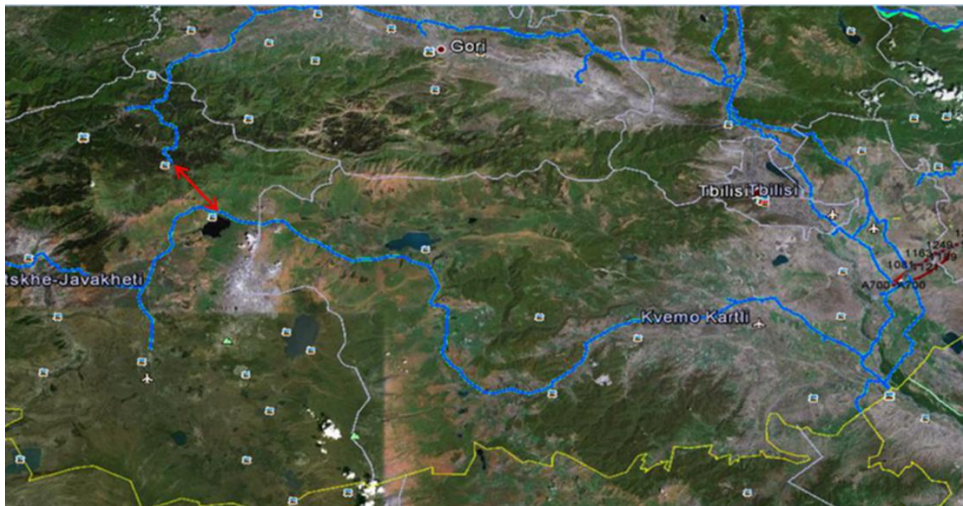
ნახაზი 3.1. ტრასის ბოლო მონაკვეთის ალტერნატივები ზედაპირის რელიეფურ გეგმაზე

განსაკუთრებით აღსანიშნავია რომ, აღნიშნულ მონაკვეთზე ტრადიციული მეთოდით ტრასის მშენებლობის შემთხვევაში, მნიშვნელოვან მავნე ზემოქმედებას დაექვემდებარება არსებული ბუნებრივი და სოციალური გარემო. კერძოდ უშუალოდ მილსადენის დაცვის 1-ლი ზონით სავარაუდოდ გადაიკვეთება 56 საკარმიდამო ნაკვეთი თხილის, ხეხილის, ვაზის ნარგავებით და ბოსტნებით, ხოლო შეზღუდვის ზონაში მოხვდება დაახლოებით 200 ჰა ფართობი, მათ შორის ძირითადად კერძო მოსახლეების კუთვნილი 430 სასოფლო-სამეურნეო სავარგული, 55 საცხოვრებელი სახლი და დანარჩენი ტყე-ბუჩქნარით დაფარული მთა-გორიანი რელიეფი.

საპროექტო ვალე-ვანის მაგისტრალური გაზსადენი წარმოადგენს საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების სისტემის დასავლეთის მიმართულების გაზსადენების რეაბილიტაცია-განვითარების პერსპექტიული, მრავალეტაპიანი გეგმის ნაწილს, რომელიც ითვალისწინებს რეგიონის მოსახლეობისა და საწარმოთა, დაგეგმილი თავისუფალი ინდუსტრიული ზონებისა და შავიზღვისპირა რეკრეაციული ზონის გარანტირებული გაზმომარაგების უზრუნველყოფას გრძელვადიან პერიოდში.

ტაბაწყური-ბაკურიანის შემკრავი

მაგისტრალური მილსადენების სამხრეთის განშტოების ქვეყნის დასავლეთ და ცენტრალურ რეგიონებთან დამაკავშირებელი ტაბაწყური-ბაკურიანის შემკრავის ერთ-ერთი ძირითადი დანიშნულებაა ბორჯომ-ბაკურიანის საკურორტო-რეკრეაციული ზონისათვის გარანტირებული გაზმომარაგების უზრუნველყოფა გაზის მიწოდების რგოლური სისტემის მეშვეობით. გარდა ამისა პროექტის რეალიზაცია საშუალებას იძლევა კრიტიკულ სიტუაციაში განხორციელდეს საქართველოს ცენტრალური (ან სამხრეთი) რეგიონების გაზმომარაგება დროებითი, საავარიო სქემით სამხრეთ საქართველოს გაზმომარაგების სისტემის “წითელი ხიდი-წალკა-ახალციხის” მილსადენის 160 კმ-დან ქვეყნის ცენტრალური რეგიონების მაგისტრალურ გაზსადენებამდე, ანდა პირიქით. მილსადენის საპროექტო წნევაა 55 ბარი, დიამეტრი 300 მმ, სიგრძე დაახლოებით 18 კმ. ახალი გაზსადენი უკვე არსებულ, ახალციხე-ვალეს (არალის) დამაკავშირებელ მილსადენთან ერთად, საშუალებას იძლევა მნიშვნელოვნად გაუმჯობესდეს ბორჯომ-ბაკურიანის რეკრეაციული ზონის გაზმომარაგება.



ნახაზი 3.3. ტაბაწყური-ბაკურიანის შემკრავის სქემა

ტრანსსასაზღვრო მილსადენები და ინფრასტრუქტურა

საქართველო ბუნებრივი გაზის ტრანსსასაზღვრო სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურით დაკავშირებულია აზერბაიჯანის, სომხეთის, თურქეთისა და რუსეთის სისტემებთან, რომელთა საიმედო ოპერირებასა და შემდგომი განვითარება-სრულყოფის სამუშაოებს დიდი მნიშვნელობა ენიჭება.

საქართველოს მაგისტრალური მილსადენების სისტემის **სომხეთთან** დამაკავშირებელი 11,5 კმ-იანი მონაკვეთი მიერთებულია ყაზახი-საგურამოს 1000 მმ-იანი მილსადენთან და იწყება წითელი ხიდის გამზომ კვანძთან. გაზსადენი გამოყენებულია რუსული გაზის ტრანზიტისათვის სომხეთის მიმართულებით. იგი განლაგებულია საქართველო-აზერბაიჯანის, საქართველო-სომხეთისა და სომხეთ-აზერბაიჯანის სასაზღვრო ზონაში და კვეთს საზღვარს სომხეთ-აზერბაიჯანის კონფლიქტის პერიოდული აქტიური სამხედრო მოქმედებების ზონაში. აგრეთვე, მილსადენის მიმდებარე სტრატეგიულ მაღლობებზე მოწყობილია დაპირისპირებულ მხარეთა საცეცხლე წერტილები, რაც

პრაქტიკულად შეუძლებელს ხდის გაზსადენის ნორმალურ მოვლა-პატრონობასა და ოპერირებას.

აღნიშნულის გათვალისწინებით, განხილულ იქნა სომხეთ-საქართველოს ინტერკონექტორის ახალი სეგმენტის მშენებლობის მიზანშეწონილობა, კონფლიქტის ზონიდან დაშორებულ საექსპლოატაციო ზოლში განლაგებული მილსადენით საქართველოს დასაკავშირებლად კოლბის (სომხეთი) გაზგამზომ სადგურთან.

ჩატარებული ეკონომიკური (ENPV) ანალიზი აჩვენებს პროექტის განხორციელების მიზანშეწონილობას განსახილველ პერიოდში (იხ. დანართი). შესაბამისად, მისი რეალიზაცია შეიძლება მოხდეს მხოლოდ იმ შემთხვევაში, თუ საინვესტიციო დანახარჯებს ბენეფიციარი (გაზპრომი/არმაგაზპრომი) გაიღებს.

რუსეთთან საქართველოს 1200 მმ დიამეტრის ჩრდილოეთ კავკასია - სამხრეთ კავკასიის მაგისტრალური გაზსადენი აკავშირებს. გაზსადენით გაზის გარანტირებული გატარებისა და მომსახურების მაღალი ხარისხის უზრუნველყოფის მიზნით, აუცილებელია მაგისტრალზე სარეაბილიტაციო სამუშაოების ჩატარება, რომელიც მოიცავს მილგამტარი გვირაბების⁸³ სარემონტო და ნაპირსამაგრი სამუშაოების ჩატარებას მდ. თერგის ხეობაში, მილსადენების გამწმენდი სადგურების (დევდორაკში და საგურამოში) და ელექტროქიმიური დაცვის სიტემების აღდგენას და ა.შ. სასურველია, აგრეთვე, სარეაბილიტაციო სამუშაოების ჩატარება 1000 მმ-იან ყაზახი-საგურამოს მილსადენზე, რომელიც მოიცავს აზერბაიჯანისა და სომხეთის საზღვრების მიმდებარე ტერიტორიაზე მილსადენის დაახლოებით 11,5 კმ-იანი მონაკვეთის რეკონსტრუქციას, ცალკეული მილების აღდგენას (რემონტს) 4 კმ-იან კოროზირებულ მონაკვეთზე (კმნ 53,4-57,4)⁸⁴, რეაბილიტაციას დაახლოებით 12 კმ-იან კმნ 41,1-53,4 მონაკვეთზე, სარემონტო და ნაპირსამაგრი სამუშაოების ჩატარებას, აგრეთვე, მილსადენების გამწმენდი სადგურების (საგურამოში, წითელ ხიდთან) და ელექტროქიმიური დაცვის სიტემების აღდგენასა და ა.შ., რომელთა რეალიზაცია იგეგმება ლოკალური სამუშაოების ფარგლებში. აღნიშნული მონაკვეთების რეაბილიტაციის პროექტების ეკონომიკური შეფასების საფუძველზე (იხ. დანართი), უარყოფილია მათი მიმდინარე საგეგმო პერიოდში რეაბილიტაციის მიზანშეწონილობა.

აზერბაიჯანიდან, სოკარის კუთვნილი მილსადენების სისტემით მოწოდებული გაზის მაქსიმალური წნევა საზღვარზე შეზღუდულია, რაც მნიშვნელოვნად ართულებს საჭირო მოცულობის გაზის მოწოდებას ზამთრის პიკური მოხმარების დროს. საკონტრაქტო ვალდებულებით გათვალისწინებული,

⁸³ დეტალური ინფორმაცია მილგამტარი გვირაბის მდგომარეობის შესწავლის შედეგებზე იხილეთ ანგარიშში „ჩრდილოეთ-სამხრეთ კავკასიის მაგისტრალური გაზსადენის ტექნიკური მდგომარეობის წინასწარი შესწავლის შედეგები რუსეთ-საქართველოს საზღვარზე მდებარე #1 გვირაბში“, სნგკ, 2017, დაცულია კორპორაციის ელექტრონულ არქივში (SharedFolder (\\datasrv) (X:) - გენერალური დირექტორატი - სტრატეგიული დაგეგმვისა და პროექტების დეპარტამენტი)

⁸⁴ სტატკ-ს მერ შესრულებულია აღნიშნული მონაკვეთის ცალკეული უბნების აღდგენითი სამუშაოები, თუმცა, მილსადენის ასაკისა და აგრესიულ კოროზიულ გარემოში ექსპლუატაციის გამო, მიზანშეწონილია მონაკვეთის პერმანენტული მონიტორინგისა და რეაბილიტაციის საკითხის განხილვის უზრუნველყოფა

მომავალში კი გაზის საპროგნოზო მოცულობების უზრუნველსაყოფად, შესაძლებელია სხვადასხვა ტექნიკური გადაწყვეტის შეფასება (მათ შორის ახალი საკომპრესორო სადგურის მოწყობა აზერბაიჯანის ტერიტორიაზე).

აღდგენითი სამუშაოები საქართველოს დროებით ოკუპირებულ რეგიონებში

გათვალისწინებულია საქართველოს დროებით ოკუპირებულ რეგიონებში კონფლიქტის მოგვარების შემდეგ სარეაბილიტაციო სამუშაოების განხორციელება, რომელთა რეალიზაცია ეკონომიკურ სარგებელთან ერთად მნიშვნელოვანი სოციალური და პოლიტიკური პრობლემების გადაწყვეტასა და ამ რეგიონების საქართველოს ეკონომიკურ სივრცეში რეინტეგრაციასაც შეუწყობს ხელს⁸⁵.

გარდა ამისა, ზუგდიდი-სოხუმის 110 კმ სიგრძის 500 მმ დიამეტრის მაგისტრალური გაზსადენის აღდგენა, (განშტოვებით: გალში - $D=325$ მმ, $L=3.4$ კმ), ოჩამჩირეში - 529 მმ, 1.5 კმ და სოხუმში - 529 მმ, 0.5 კმ), შესაძლებელს ხდის აფხაზეთის გაზიფიცირებულ ქალაქებსა და რაიონებს მიეწოდოს იაფი და მარტივად მოსახმარი სათბობი რესურსი უკვე მიმდინარე პერიოდში, ენგურის ჰესის დაგეგმილი რეაბილიტაციისას, ტრადიციულად მიწოდებული ელენერგიის ნაწილობრივ ჩასანაცვლებლად.

გამწმენდი და დიაგნოსტიკის მოწყობილობის მიმღებ-გამშვები სადგურები

მოქმედი მაგისტრალური გაზსადენების მნიშვნელოვანი ნაწილი, რომლებიც აშენებულია გასული საუკუნის 70-80-იან წლებში, არაა აღჭურვილი ნაკადის მართვის, კონტროლისა და მილსადენების დიაგნოსტიკის თანამედროვე საშუალებებით. დაგეგმილია გამწმენდი და დიაგნოსტიკის მოწყობილობის მიმღებ-გამშვები სადგურების მოწყობა აღმოსავლეთ-დასავლეთისა და ჩრდილოეთ-სამხრეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემებზე (დეტალები იხილეთ ნაშრომში: „საქართველოს ბუნებრივი გაზის სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურის განვითარების ათწლიანი გეგმა, 20016-2025“, სნგკ, 2016). კერძოდ, აღმოსავლეთ-დასავლეთის 700 მმ-იან მაგისტრალური გაზსადენების სისტემაზე, აზერბაიჯანის საზღვრიდან უღელტეხილის 158 კმ ნიშნულამდე (ბოსლევის გაშტოვებასთან) მონაკვეთზე დასამონტაჟებელია სამი მიმღებ-გამშვები სადგური: საგურამოში, ხაშურში და ბოსლევში (აზერბაიჯანის საზღვარზე, ვანსა და ფოთში არსებული სადგურები დამონტაჟებულია მილსადენების შესაბამისი მონაკვეთების მშენებლობის დროს).

ჩრდილოეთ-სამხრეთ კავკასიის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემის 1200 მმ-იან მილსადენზე, საჭიროა ერთი სადგურის აღდგენა (გუდაურში, რომელიც დამონტაჟებული იყო 700 მმ მილსადენზე, მაგრამ ფაქტიურად არასოდეს უმუშავია) და დასამონტაჟებელია ერთი გამშვები სადგური რუსეთის საზღვართან დევდორაკში და ერთი მიმღები სადგური საგურამოში. ამავე სისტემის 1000 მმ-იან მონაკვეთზე დასამონტაჟებელია ერთი გამშვები (საგურამოში) და ერთი მიმღები სადგური (წითელ ხიდთან).

⁸⁵ წარმოდგენილი გეგმა არ მოიცავს დროებით ოკუპირებულ ტერიტორიებზე დაგეგმილი აღდგენითი სამუშაოების დაფინანსების საკითხებს

გამწმენდი და დიაგნოსტიკის მოწყობილობის მიმღებ-გამშვები სადგურების რეაბილიტაციის სამუშაოები უნდა დაიგეგმოს და განხორციელდეს ქსელის ოპერატორის მიმდინარე აღდგენითი სამუშაოების ფარგლებში.

წნევის მარეგულირებელი და გამზომი სადგურები

წინასწარი შესწავლის შედეგებზე დაყრდნობით⁸⁶, შერჩეულია რამდენიმე კრიტიკულ მდგომარეობაში მყოფი და ყველაზე მნიშვნელოვანი გგს (იხ. ცხრილი), რომელთა რეაბილიტაცია მიჩნეულია პრიორიტეტულად.

დასრულებულია რუსთავის გგს-ის რეაბილიტაციის პროექტი. გათვალისწინებულია ძირითადი საპროექტო სამუშაოების შესრულება სხვა გგს-ებისათვის, რომლის დასრულების შემდეგ, განხილულ იქნება სხვა, პრიორიტეტულად მიჩნეული გგს-ების სარეაბილიტაციო სამუშაოების დაფინანსებაც⁸⁷.

აღსანიშნავია, რომ „სკადა“ სისტემის შემდგომი განვითარების შესაძლებლობაც, დამოკიდებული იქნება წნევის მარეგულირებელი და გამზომი კვანძების (აგრეთვე, სახაზო ონკანების) სრულყოფილი რეაბილიტაციის სამუშაოების შესრულებაზე.

მიწისქვეშა გაზსაცავის მაკავშირებელი მილსადენი

მიწისქვეშა გაზსაცავი ქვეყნის უმნიშვნელოვანეს ინფრასტრუქტურული პროექტების რიგს მიეკუთვნება, რომლის რეალიზაციით უზრუნველყოფილი იქნება ბუნებრივი გაზის დაგეგმილი, ზრდადი მოცულობების მიღების, სეზონის მიხედვით გადანაწილებისა და რაციონალური მოხმარების პრობლემები. გაზსაცავის პროექტის ტექნიკური-ეკონომიკური დასაბუთების⁸⁸ მიხედვით, დადგენილია გაზსაცავის საანგარიშო ტექნოლოგიური პარამეტრები.

გაზსაცავის კონცეპტუალური დიზაინით გათვალისწინებულია ზედაპირული ნაგებობების საქართველოს მაგისტრალურ გაზსადენებთან დამაკავშირებელი მილსადენის მშენებლობა საერთო სიგრძით დაახლოებით 5 კმ და პირობითი დიამეტრით 500 მმ.

⁸⁶ კორპორაციის ტექნიკური დირექტორატისა და გაზის ტრანსპორტირების კომპანიის მაგისტრალურ გაზსადენების გგს-ების მდგომარეობის შემსწავლელი ერთობლივი კომისიის დასკვნა, 2014 (იხილეთ დანართი)

⁸⁷ გგს-ების სამშენებლო და აღჭურვის სამუშაოების შესრულება, ქსელის ახალი წესების მიხედვით ქსელის ოპერატორის ვალდებულებებში შედის

⁸⁸ Samgori South Dome Underground Gas Storage, Feasibility Study Report, GEOSTOCK, 2016

4.საინვესტიციო დანახარჯები

4.1. საინვესტიციო პროექტების ეკონომიკური შეფასება

ა) ტაბაწყური-ბაკურიანის შემკრავი

ტაბაწყური-ბაკურიანის შემკრავის ძირითადი დანიშნულებაა ბორჯომ-ბაკურიანის საკურორტო-რეკრეაციული ზონისათვის გარანტირებული გაზმომარაგების უზრუნველყოფა სამუშაო წნევის შეუზღუდავად და, შესაბამისად, მიწოდების მოცულობის მნიშვნელოვანი ზრდის შესაძლებლობით სავარაუდო პიკური დატვირთვების დროს, გრძელვადიან პერიოდში. პროექტის რეალიზაციის აუცილებლობა განპირობებულია არსებული გომი-ხაშური-ბაკურიანის მილსადენის 45 წლის და მეტი ასაკის, მთაგორიან რელიეფზე განლაგებული მონაკვეთის ავარიული მტყუნებისა და გაზის მიწოდების გაუთვალისწინებელი შეწყვეტის ძალიან მაღალი ალბათობით TYNDP-ით მოცულ საანგარიშო პერიოდში.

ალტერნატიული მარშრუტის პროექტის ეკონომიკური ანალიზის მეთოდოლოგიის მიხედვით შეფასება მიზნად ისახავს დაასაბუთოს საანგარიშო ინვესტიციის მიზანშეწონილობა მისი განხორციელების შედეგად მიღებული სოციალური და ეკონომიკური სარგებლითა და იმ მიზნობრივი ჯგუფების კეთილდღეობის ზრდით, ვისზეც უშუალოდ ზეგავლენას ახდენს პროექტი. ძირითად მიზნობრივ სეგმენტად მიჩნეულია ბორჯომ-ბაკურიანის მუნიციპალიტეტის ტერიტორია, რომლის ალტერნატიულ გაზმომარაგებას უზრუნველყოფს ტაბაწყური-ბაკურიანის საპროექტო მილსადენითა და არსებული მილსადენის ბაკურიანი-მზეთამზე-ყვიბისის 300 მმ-იანი, შედარებით მაღალი საიმედოობის მონაკვეთით. დამატებით, მიზნობრივ სეგმენტად განხილულია არსებული გომი-ხაშური-ბაკურიანის გაზსადენის მომსახურების არეალში მოქცეული მთელი მოსახლეობა (იმ შემთხვევაში, თუ ავარიული სიტუაცია შეიქმნება მილსადენის პირველ 16,3 კმ სიგრძის მონაკვეთზე ხაშურის განშტოებამდე).

ეკონომიკური სარგებლიანობის მეთოდოლოგიის მიხედვით განსაზღვრულ პირველ ეკონომიკურ სარგებელს წარმოადგენს მოსალოდნელი წყვეტების შედეგად ეკონომიკისათვის მიყენებული ზიანის შემცირება. მეთოდოლოგიის მიხედვით, 1 საათის მანძილზე საშუალოდ მიუწოდებელი გაზის მოცულობა შეადგენს 661 მ³-ს, თუმცა, ამ შემთხვევაში, გამოყენებულია კონკრეტული რეგიონის ფაქტიური დღიური მოხმარების გათვალისწინებით დადგენილი 2030 წლის საანგარიშო პიკური მოხმარება, რაც ანგარიშში გამოყენებული პროგნოზირების მეთოდოლოგიისა და სგტკ-ს კომერციული დეპარტამენტის სტატისტიკური მონაცემების გათვალისწინებით, მაქსიმალური საათური მოხმარება 2030 წლის პიკური მოთხოვნის დროს შეადგენს 17704 მ³/სთ-ში.

მეთოდოლოგიის მიხედვით მიუწოდებელი 1 კუბური მეტრი გაზის ეკონომიკური ღირებულება ტოლია 7,524 ლარის, ხოლო შპს „საქართველოს

გაზის ტრანსპორტირების კომპანიის” ტექნიკური სამსახურის პრაქტიკიდან გამომდინარე, მძიმე კლიმატურ პირობებში, გომი-ხაშური-ბაკურიანის მთაგორიან რელიეფზე განლაგებული მონაკვეთის სავარაუდო ავარიის აღმოფხვრის მიზნით ტექნიკისა და პერსონალის მობილიზაციისა და უშუალოდ მილსადენის აღდგენაზე დახარჯული სამუშაო დროის გათვალისწინებით, წყვეტის შეფასებითი ხანგრძლივობა შეადგენს 36 საათს.

ზემოაღნიშნულის გათვალისწინებით ეკონომიკური სარგებელი 1 (დანაზოგი არსებული მილსადენის ავარიული დაზიანების შემთხვევაში) შეადგენს

$$C_1=7,524*36*17704\approx 4,809 \text{ მლნ ლ-ს.}$$

ეკონომიკური სარგებელი 2 ითვალისწინებს გარემოზე გაზის გაფრქვევით მიყენებული პოტენციური ზარალის შემცირებითა და მის შემენაზე დაზოგილი თანხის ჯამს. თუ გავითვალისწინებთ, რომ ავარიის შემთხვევაში⁸⁹ ოპერატორის რეაგირება, როგორც წესი, ერთ საათს არ აჭარბებს, მაშინ მიწოდების შეწყვეტამდე გაფრქვეული გაზის მოცულობა დაახლოებით 14493 ან 17704 მ³ იქნება (ავარიული სიტუაციის 2025 ან 2030 წელს განვითარებისას, შესაბამისად). ასეთ შემთხვევაში ეკონომიკური სარგებელი 2 ტოლი იქნება:

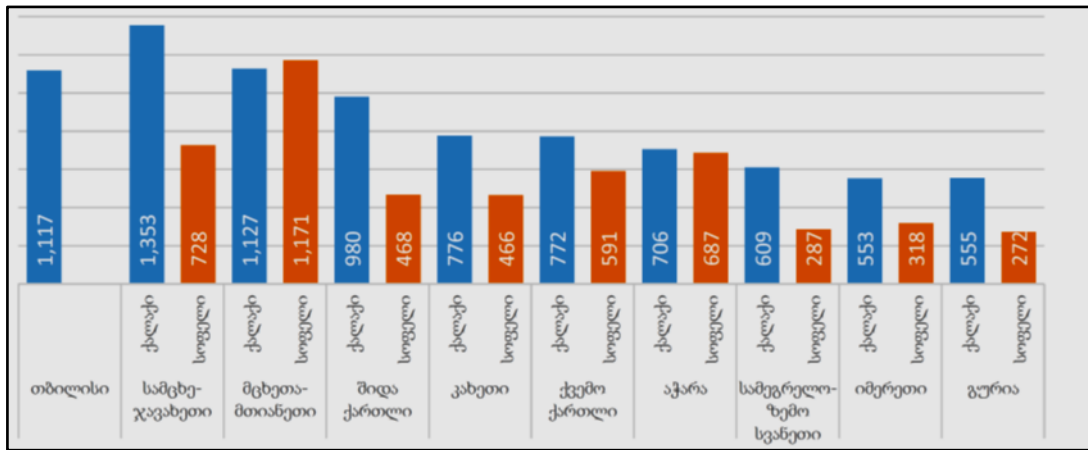
$$B=V_1*(C_{NG}+C_{Meth.})=95\ 206 \text{ ლ (ან } 116\ 304 \text{ ლ)}$$

ტაბაწყური-ბაკურიანის გაზსადენის პროექტის განხორციელების შედეგად იქმნება შესაძლებლობა, აგრეთვე, მიღებულ იქნეს ეკონომიკური სარგებელი 3, რადგანაც მნიშვნელოვნად გაიზრდება რეგიონის გაზრდილი მოცულობებით გაზის გარანტირებული მომარაგების შესაძლებლობა და მოიხსნება ჰიდრავლიკური გაანგარიშებებით დადგენილი წნევის შეზღუდვები. შედეგად, იქმნება საშუალება რეგიონში გაზიფიცირების გარეშე დარჩენილ 27 სოფლის 1796 საყოფაცხოვრებო აბონენტმა, დღეისათვის მოხმარებული ალტერნატიული საწვავი - შეშა, ჩაანაცვლოს უფრო მარტივი მოხმარებისა და იაფი ბუნებრივი გაზით⁹⁰.

ინფორმაცია აბონენტის საშუალო წლიური მოხმარების შესახებ საყოფაცხოვრებო სექტორში აღებულია სემეკის 2019 წლის საქმიანობის ანგარიშიდან და განსახილველი რეგიონისათვის შეადგენს 728 მ³/წ ერთ აბონენტზე (იხ. ნახაზი).

⁸⁹ (რომელიც თავიდან იქნება აცილებული, რადგან პიკური დატვირთვისას ბორჯომ-ბაკურიანის ზონა გაზს ახალი შემკრავიდან მიიღებს

⁹⁰ აღნიშნული მონაცემების განსაზღვრისათვის გამოყენებულია შპს „საქართველოს გაზის ტრანსპორტირების კომპანიის“ მიერ საქართველოს მთავრობის დავალების შესაბამისად მიღებული ინფორმაცია გაზიფიცირების გარეშე დარჩენილი ქვეყნის მოსახლეობის რაოდენობის შესახებ



ნახაზი 4.1. გაზის საშუალო წლიური მოხმარება საყოფაცხოვრებო სექტორის მომხმარებლებების მიერ, მ³/წ (სემკის მონაცემები, 2019)

შესაბამისად, ტაბაწყური-ბაკურიანი პროექტის განხორციელების შემდეგ ბუნებრივი გაზის მოხმარების პოტენციური ზრდა შეადგენს $1796 \times 728 = 1307488$ მ³/წ, რომლის შესასყიდი ფასი (დანახარჯი) შეადგენს $1307488 \times 56,928 / 100 = 744326,77$ ლარს.

ერთი მ³ ბუნებრივი გაზის თბოუნარიანობა ტოლფასია ალტერნატიული საწვავის, შეშის 0,004 კუბური მეტრი თბოუნარიანობის⁹¹. შესაბამისად, შეშის საანგარიშო წლიური მოხმარება შეადგენს 5229,96 კუბურ მეტრს.

ხელმისაწვდომი ინფორმაციის თანახმად 1 კუბური მეტრი შეშის საბაზრო ღირებულება ბორჯომში საშუალოდ 160 ლარს შეადგენს. ე.ი. მოსახლეობის ფაქტიური წლიური დანახარჯი მოხმარებულ შემაზე შეადგენს $160 \times 5229,96 = 836793,6$ ლარს.

ზემოაღნიშნულის გათვალისწინებით ეკონომიკური სარგებელი 3:

$$C_F = 836793,6 - 744326,77 = 92466,83 \text{ ლ.}$$

ტაბაწყური-ბაკურიანის მილსადენის სამშენებლო პროექტის განხორციელებით ზიანი მიაღება მწვანე საფარს. მეთოდოლოგიის თანახმად გარემოს ეკონომიკური დანახარჯი 1 ასეთ შემთხვევაში შეადგენს:

$$C_E = 18 \text{ კმ} \times 2,8 \times 245 = 12348 \text{ ლ.}$$

ყველა ეკონომიკური სარგებელისა და დანახარჯის ჯამის წმინდა მიმდინარე ღირებულების გამოთვლით (იხ. ცხრილი) მივიღებთ, რომ პროექტის რეალიზაციის წმინდა ეკონომიკური მიმდინარე ღირებულება, მიზნობრივ სამიზნე სეგმენტად არსებული გომი-ხაშური-ბაკურიანის მილსადენით მოცული მომსახურების მთლიანი არეალის ადებისას, ექსპლუატაციის დაწყებიდან პირველი 10 წლის განმავლობაში, უარყოფითია და დაახლოებით -1,7 მლნ ლ-ს შეადგენს.

ცხრილი 4.1. ეკონომიკური სარგებელისა და დანახარჯის საანგარიშო პარამეტრები

⁹¹ ინფორმაცია ეფუძნება საქსტატის მონაცემებს და აღებულია ბმულიდან <https://www.geostat.ge/ka/modules/categories/631/sakartvelos-energetikuli-balansi-2018>

ხაშურისა და ბორჯომის მუნიციპალიტეტი, ეკონომიკური სარგებელი 1, 2025 წ.	3 937 154,5
ხაშურისა და ბორჯომის მუნიციპალიტეტი, ეკონომიკური სარგებელი 1, 2030 წ.	4 809 637,2
ბორჯომ-ბაკურიანის ზონა, ეკონომიკური სარგებელი 1, 2025 წ.	1 738 647,4
ბორჯომ-ბაკურიანის ზონა, ეკონომიკური სარგებელი 1, 2030 წ.	2 123 935,8
დღიური მოხმარება პიკური დატვირთვის დროს (350000*1), 2025	347 821,9
დღიური მოხმარება პიკური დატვირთვის დროს (350000*1,214), 2030	424 900,0
საშუალო საათობრივი მოხმარება, 2025 წ პიკური დატვირთვის დროს	14493
საშუალო საათობრივი მოხმარება, 2030 წ პიკური დატვირთვის დროს	17704
ბორჯომ-ბაკურიანის ზონის დღიური პიკური მოხმარება, 2025	153598
ბორჯომ-ბაკურიანის ზონის დღიური პიკური მოხმარება, 2030	187636
ბორჯომ-ბაკურიანის ზონის საათური პიკური მოხმარება, 2025	6400
ბორჯომ-ბაკურიანის ზონის საათური პიკური მოხმარება, 2030	7818
წყვეტის საათობრივი ხანგრძლივობა	37
ეკონომიკური სარგებელი 2, ბორჯომის მუნიციპალიტეტი	95206
ეკონომიკური სარგებელი 2, ხაშურისა და ბორჯომის მუნიციპალიტეტები	116304
ავარიისას გაფრქვეული გაზის მოცულობა	14493/17704
1 მ³ მეთანის გაფრქვევით მიყენებული ზარალის ღირებულება, ლ	6
ეკონომიკური სარგებელი 3	92 465,55
რეგიონის საშუალო მოხმარება აბონენტზე	728
გაზიფიცირების გარეშე დარჩენილი აბონენტები	1796
ბუნებრივი გაზის პოტენციური მოხმარება	1 307 488,00
სოკარის სამომხმარებლო ტარიფი (ლარი)	0,56928
შესაბამისი დანახარჯი	744 326,77
შემა (ბუნებრივი აირი კონვერტირებული შემაში), მ³	0,004
შეშის მოხმარება	5 229,95
შეშის საბაზრო ფასი, ლ	160
შესაბამისი დანახარჯი, ლ	836 792,32
ეკონომიკური დანახარჯი 1	12348
გაზსადენის სიგრძე, კმ	18
1კმ მშენებლობისას გაკაფული ტყის საფარის მოცულობა კუბ.მ	2,8
1კუბ.მ შეშის ღირებულება, ლ	245

შესაბამისად, საბოლოო გადაწყვეტილების მისაღებად ტაბაწყური-ბაკურიანის შემკრავის პროექტის რეალიზაციის მიზანშეწონილობის შესახებ, აუცილებელია გომი-ხაშური-ბაკურიანის არსებული მილსადენების მდგომარეობის დამატებითი შესწავლა. იმ შემთხვევაში, თუ შესწავლის შედეგად დადგინდება არსებული გომი-ხაშური-ბაკურიანის გაზსადენის ჩანაცვლება/დუბლირების გარდაუვალობა, უპირატესობა ენიჭება ამ მიზნით ტაბაწყური-ბაკურიანის შემკრავის მშენებლობასა და დამატებით, შესაძლოა, ბაკურიანი-მზეთამზე-

ყვების-ახალდაბის მონაკვეთის რეაბილიტაციას⁹², პროექტის ჯამური ღირებულებით დაახლოებით 16 მლნ ლ, გაცილებით ნაკლებია, ვიდრე გომი-ხაშური-ბაკურიანის მონაკვეთის აღდგენა-მოდერნიზაციის პროექტის რეალიზაციისათვის საჭირო ინვესტიცია - დაახლოებით 25 მლნ ლ.

ცხრილი 4.2. ENPV-ს ანგარიშის შედეგები

ტაბაწყური-ბაკურიანის შემკრავი		მიზნობრივი სეგმენტი: ხაშურისა და ბორჯომის მუნიციპალიტეტები		მიზნობრივი-სეგმენტი: ბორჯომის მუნიციპალიტეტი				
დისკ. განაკვეთი		მშენებლობის ღირებულება,ლ		მშენებლობის ღირებულება,ლ				
5%		7040000		7040000				
პერიოდი	წელი	ENPV	ავარია 2025 წელს (ექსპლუატაციის 1-ელი წელი)	ავარია 2030 წელს (ექსპლუატაციის მე-6 წელი)	ENPV	ავარია 2025 წელს (ექსპლუატაციის 1-ელი წელი)	ავარია 2030 წელს (ექსპლუატაციის მე-6 წელი)	
0	2024		- 7 027 652,00	- 7 027 652,00		- 7 027 652,00	- 7 027 652,00	
1	2025	ENPV 1	-1 608 330,40 ლ	4 032 360,28	-3 602 441,12 ლ	1 833 853,22	92 465,55	
2	2026			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
3	2027			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
4	2028			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
5	2029			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
6	2030	ENPV 6	-1 746 870,46 ლ	92 465,55	4 925 940,79	-3 655 548,29 ლ	92 465,55	2 240 239,40
7	2031			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
8	2032			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
9	2033			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
10	2034			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
11	2035			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
12	2036			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
13	2037			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
14	2038			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
15	2039			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
16	2040			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
17	2041			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
18	2042			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
19	2043			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
20	2044			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
21	2045			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
22	2046			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
23	2047			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
24	2048			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
25	2049			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
26	2050			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
27	2051			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
28	2052			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
29	2053			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
30	2054			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
31	2055			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
32	2056			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
33	2057			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
34	2058			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
35	2059			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
36	2060			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
37	2061			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
38	2062			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
39	2063			92 465,55		92 465,55	92 465,55	
40	2064			92 465,55		92 465,55	92 465,55	

ბ) ყაზახი საგურამოს გაზსადენი

მილების შეცვლა და/ან რეაბილიტაცია ყაზახი-საგურამოს მილსადენის ცალკეულ მონაკვეთებზე გათვალისწინებულია გაზის გარანტირებული ტრანზიტისა და მომსახურების მაღალი ხარისხის უზრუნველყოფისათვის. პროექტის წმინდა ფისკალური შეფასება, უარყოფით შედეგს იძლევა (ვინაიდან გაზპრომთან დადებული ხელშეკრულების თანახმად, სატრანზიტო გადასახადი ფიქსირებულია და არ ითვალისწინებს ოპერირება/განვითარების ფაქტიურ

⁹² იგულისხმება, რომ ასეთ შემთხვევაში ხაშურის მუნიციპალიტეტის მომხმარებლებს გაზი ისევ არსებული გომი-ხაშური-ბაკურიანის გაზსადენის ხაშურის განშტოების საშუალებით მიეწოდება

დანახარჯებს). რადგან რეაბილიტაცია ეხება სატრანზიტო მონაკვეთს, მომხმარებელს (ბენფიციარს) წარმოადგენს სომხეთი, ამიტომ, ამ შემთხვევაში, ქართული მხარისათვის დადებითი ეფექტი შეიძლება აისახოს მხოლოდ მომსახურების ხარისხის გაუმჯობესებით მიღებულ შედეგში.

პროექტის ეკონომიკური ანალიზის მეთოდოლოგიის მიხედვით ჩატარებული შეფასების მიზანია, დაასაბუთოს გამართლებულია თუ არა ინვესტიცია პროექტის განხორციელების შედეგად მიღებული სოციალური და ეკონომიკური მდგომარეობის გაუმჯობესებითა და მიზნობრივი ჯგუფების კეთილდღეობის ზრდით.

აღნიშნული პროექტი, მეთოდოლოგიის თანახმად, პოტენციურად ორი ეკონომიკური სარგებლის წყარო შეიძლება გახდეს: ეკონომიკური სარგებელი 2 - დანაკარგების შემცირება და ეკონომიკური სარგებელი 5 - საოპერაციო ხარჯების შემცირება.

სგტკ-ს კომერციული დეპარტამენტის ინფორმაციის თანახმად, სატრანზიტო მილსადენების სისტემაზე დანაკარგი ტრანზიტით გატარებული გაზის 1,5%-მდეა (2019 წლის ინფორმაციის მიხედვით 1,21 %) , რაც აღრიცხვის საშუალებების დასაშვები ცდომილების ზღვარზე უფრო ნაკლებია. შესაბამისად, ეკონომიკური სარგებელი 2 განსახილველი პროექტის შეფასებისათვის ვერ იქნება გამოყენებული.

ეკონომიკური სარგებელი 5, მეთოდოლოგიის მიხედვით, ითვალისწინებს საოპერაციო ხარჯების შემცირებას. ანალიზისათვის აღებულია საოპერაციო ხარჯების ბოლო სამი წლის გასაშუალოებული მონაცემი, კერძოდ, აღნიშნულ მილსადენზე ჩატარებული რემონტების გასაშუალოებული ღირებულება, რაც 50 000 ლარს შეადგენს. 2019 და 2018 წლების საოპერაციო დანახარჯების შედარებით დადგენილია, რომ თუ კი მილსადენის რეაბილიტაცია არ მოხდა, ყოველწლიურად მისი საოპერაციო დანახარჯი დაახლოებით 10%-ით გაიზრდება. შესაბამისად 2022 წლისათვის (საინვესტიციო პროექტის დაგეგმილი რეალიზაციის დროისათვის) საოპერაციო ხარჯები გაუტოლდება 66 550 ლარს.

ჩრდილოეთ-სამხრეთის მაგისტრალური გაზსადენის ჯამური სიგრძე³³ საქართველოს ტერიტორიაზე ჯამურად 234,6 კმ-ს შეადგენს. შესაბამისად, საოპერაციო ხარჯების დაყვანილი სიდიდე 1 კმ-ზე $66550/234,6=283,7$ ლარს შეადგენს. საინვესტიციო პროექტი სულ მოიცავს 4 კმ-იანი მონაკვეთის მშენებლობას და 12 კმ-იანი მონაკვეთის რეაბილიტაციას, ამიტომ ჯამური საოპერაციო ხარჯი იქნება $(4+12)*283,7=4538,8$ ლ/წ.

აღნიშნულის გათვალისწინებით, საინვესტიციო პროექტს შეუძლია შეამციროს საოპერაციო ხარჯების 10%-იანი ზრდა, რაც ექსპლუატაციის საწყისი 10 წლის განმავლობაში დაახლოებით 8 ათას ლ-ს შეადგენს, ხოლო სავარაუდო ექსპლუატაციის მთელი 40 წლის მანძილზე ჯამში 200 883 ლ-ს უტოლდება.

შესაბამისად ერთი კუბური მეტრი გაზის მიწოდების შემცირებული ხარჯი, წლიურად 2 მლრდ მ³ გაზის ტრანზიტის დროს შეადგენს $200883/2000000000=0,00001$ ლ/მ³, რაც მეტად უმნიშვნელო დადებით ეფექტს იძლევა.

ყაზახი-საგურამოს მილსადენი ექსპლუატაციაშია 1980 წლიდან, ხოლო როგორც სტატისტიკური მონაცემების ანალიზი აჩვენებს, 50 წელზე მეტი ასაკის მილსადენების ტექნოლოგიური საიმედოობა 70 %-ით და მეტად არის შემცირებული. აღნიშნულის გათვალისწინებით, ექსპლუატაციის 55-ე წელს, როცა ტექნოლოგიური საიმედოობა თავდაპირველთან შედარებით 80 %-ით შემცირდება, საჭირო გახდება მისი სრული რეაბილიტაცია (ახალი მილსადენის აშენება). აღნიშნულის გამო, ENPV-ის გაანგარიშების დროს გათვალისწინებული უნდა იქნეს ამ პერიოდისათვის (2035 წელს) 4 კმ, 2022 წელს განხორციელებული პროექტის ფარგლებში აშენებული მონაკვეთის არაშენების შესაძლებლობა, რაც მშენებლობის საპროექტო ღირებულების, 9,6 მლნ ლარის დაზოგვის ადეკვატურია.

ყოველივე აღნიშნულის გათვალისწინებით, ყაზახი-საგურამოს გაზსადენის დაზიანებული მონაკვეთის ახლით შეცვლის პროექტის რეალიზაციის შედეგად მისაღები ეკონომიკური წმინდა მიმდინარე ღირებულება ტოლია:

$$\text{ENPV} = -4\,275\,880 \text{ ლ.}$$

შესაბამისად, პროექტის რეალიზაცია, მიღებული ეკონომიკური ეფექტის თვალსაზრისით, მიზანშეწონილი არაა.

გ) საქართველო-სომხეთის ინტერკონექტორი

ანალოგიური გათვლებით დადგენილია წითელი ხიდი-ბერდის ინტერკონექტორის, საქართველოს ტერიტორიაზე განლაგებული 11,5 კმ-იანი მონაკვეთის რეალიზაციის შემთხვევაში მისაღები ეკონომიკური წმინდა მიმდინარე ღირებულება. კერძოდ, მიღებულია, რომ

$$\text{ENPV} = -7459\,769 \text{ ლ.}$$

შესაბამისად, სომხეთ-საქართველოს ახალი ინტერკონექტორის მშენებლობის მიზანშეწონილობა საკუთარი ხარჯებით მიზანშეწონილი არაა. შესაბამისი შეთანხმების შემთხვევაში, პროექტის რეალიზაცია შეიძლება განხორციელდეს ბენეფიციარის დაფინანსებით.

ცხრილი 4.3. ENPV ანგარიშის შედეგები სატრანზიტო მილსადენებისათვის

წელი	წით. ხიდი-ბერდი, მშენებლობა 2025 წელს	ENPV	წელი	ყაზახი-საგურამო, მშენებლობა 2022 წელს	ENPV
2025	-12239688,0		2022	-9599546,1	
2026	343,2	-7 459 769 ლ	2023	499,3	-4 275 880 ლ
2027	377,6		2024	549,2	
2028	415,3		2025	604,1	
2029	456,9		2026	664,5	
2030	502,5		2027	731,0	
2031	552,8		2028	804,1	
2032	608,1		2029	884,5	
2033	668,9		2030	972,9	
2034	735,8		2031	1070,2	
2035	809,4		2032	1177,2	
2036	890,3		2033	1295,0	
2037	979,3		2034	1424,5	
2038	1077,3		2035	9600000,0	
2039	1185,0		2036	453,9	
2040	1303,5		2037	499,3	
2041	1433,8		2038	549,2	
2042	1577,2		2039	604,1	
2043	1734,9		2040	664,5	
2044	1908,4		2041	731,0	
2045	2099,3		2042	804,1	
2046	12240000,0		2043	884,5	
2047	312,0		2044	972,9	
2048	343,2		2045	1070,2	
2049	377,6		2046	1177,2	
2050	415,3		2047	1295,0	
2051	456,9		2048	1424,5	
2052	502,5		2049	1566,9	
2053	552,8		2050	1723,6	
2054	608,1		2051	1896,0	
2055	668,9		2052	2085,6	
2056	735,8		2053	2294,1	
2057	809,4		2054	2523,5	
2058	890,3		2055	2775,9	
2059	979,3		2056	3053,5	
2060	1077,3		2057	3358,8	
2061	1185,0		2058	3694,7	
2062	1303,5		2059	4064,2	
2063	1433,8		2060	4470,6	
2064	1577,2		2061	4917,6	

დ) აღმოსავლეთ-დასავლეთის მაგისტრალური გაზსადენი

(საჭაერო გადასასვლელი მდინარე არაგვზე, ნატახტარი-წილკანი, ლეხურა-სვენეთი და ხაშური ზესტაფონის მონაკვეთები)

2,9 კმ სიგრძის საჭაერო გადასასვლელი მდინარე არაგვზე და მიმდებარე დაახლოებით 18 კმ-იანი ნატახტარი-ქსანის მონაკვეთები ექსპლუატაციაშია 1967 წლიდან. გადასასვლელი და მიმდებარე მონაკვეთი მოწყობილია 500 მმ-იანი მილსადენით. გარდა ამისა, საგურამო-ქუთაისის მაგისტრალი მოიცავს 35-38 წლის ასაკის 700 მმ-იანი მილსადენების მონაკვეთებს, მათ შორის 70 კმ-იან მთაგორიან რელიეფზე განლაგებულ ხაშური-ზესტაფონის მონაკვეთს შემცირებული მუშა წნევითა და, შესაბამისად, შეზღუდული გამტარუნარიანობით.

მილსადენების მონაკვეთები შემცირებული დიამეტრითა და მუშა წნევით, კრიტიკულ ასაკთან ერთად, მნიშვნელოვანი შემაფერხებელი ფაქტორია დასავლეთის მიმართულებით საპროგნოზო პიკური დატვირთვების დროს გაზის გარანტირებული მიწოდებისათვის. როგორც ჰიდრავლიკური გაანგარიშება აჩვენებს, ფაქტობრივი მაქსიმალური წნევის პირობებში, არსებულ მილსადენებს არ შეუძლია გაატაროს 2030 წლის სავარაუდო საპროგნოზო დღიურ პიკურ დატვირთვის შესაბამისი მოცულობის გაზი (დეფიციტი

დაახლოებით 1,5 მლნ მ³-ს შეადგენს (დეტალური ინფორმაცია იხილეთ ზემოთ - პარ.2.4).

შესაბამისად, ეკონომიკური სარგებელი 1, 2030 წლის დღიური პიკური დატვირთვის დროს დამატებით მიწოდებული გაზის გამო, აღმოსავლეთ-დასავლეთის მაგისტრალური გაზსადენის ყველა კრიტიკული მონაკვეთის რეალიზაციის პროექტის დასრულების შემთხვევაში გაუტოლდება:

$$C_1=7,542*1500000\approx 11,319 \text{ მლნ ლ-ს.}$$

მათემატიკური ინტერპოლაციის მეთოდისა და 2020 წლის ფაქტობრივი და 2030 წლის საპროგნოზო პიკური მოხმარების გათვალისწინებით, დადგენილია მიწოდების დეფიციტი, იმ შემთხვევაში თუ პროექტი არ განხორციელდა და შესაბამისი ეკონომიკური წმინდა მიმდინარე ღირებულება (ENPV), აღმოსავლეთ-დასავლეთის მაგისტრალური გაზსადენის მთლიანად ახალი, 700 მმ-იანი მილსადენებით დაკომპლექტების დროს. გაანგარიშების შედეგები, საპროექტო მონაკვეთების მშენებლობის დასრულებისა და ექსპლუატაციის დაწყებიდან 40 წლის პერიოდისათვის განმავლობაში, მოცემულია ცხრილში.

ცხრილი 4.4. დასავლეთის მიმართულების (საგურამოდან) მაგისტრალური მილსადენების რეაბილიტაციის პროექტ(ებ)ის ეკონომიკური ეფექტიანობა⁹³

პერიოდი	წელი	აღმოსავლეთ- დასავლეთის მაგისტრალური მილსადენი (საგურამოდან)	ENPV
0	2021	-31 668 000,0	33 503 214,46 ლ
1	2022	-45 960 282,6	IRR
2	2023	-15 334 565,2	6,8%
3	2024	-14 076 847,8	
4	2025	-9 736 045,4	
5	2026	6 288 587,1	
6	2027	7 546 304,5	
7	2028	8 804 021,9	
8	2029	10 061 739,3	
9	2030	11 319 456,7	
10	2031	11 319 456,7	
11	2032	11 319 456,7	
12	2033	11 319 456,7	
13	2034	11 319 456,7	
14	2035	11 319 456,7	
15	2036	11 319 456,7	
16	2037	11 319 456,7	

⁹³ დანახარჯებში გათვალისწინებულია ხაზური-ზესტაფონის მონაკვეთის 50% ამორტიზებული მილსადენების დემონტაჟის ღირებულება

17	2038	11 319 456,7	
18	2039	11 319 456,7	
19	2040	11 319 456,7	
20	2041	11 319 456,7	
21	2042	11 319 456,7	
22	2043	11 319 456,7	
23	2044	11 319 456,7	
24	2045	11 319 456,7	
25	2046	11 319 456,7	
26	2047	11 319 456,7	
27	2048	11 319 456,7	
28	2049	11 319 456,7	
29	2050	11 319 456,7	
30	2051	11 319 456,7	
31	2052	11 319 456,7	
32	2053	11 319 456,7	
33	2054	11 319 456,7	
34	2055	11 319 456,7	
35	2056	11 319 456,7	
36	2057	11 319 456,7	
37	2058	11 319 456,7	
38	2059	11 319 456,7	
39	2060	11 319 456,7	
40	2061	11 319 456,7	

როგორც ანალიზი აჩვენებს აღმოსავლეთ-დასავლეთის მაგისტრალური გაზსადენის დასავლეთის მიმართულების კრიტიკული მონაკვეთების რეაბილიტაციის პროექტის განხორციელების შემთხვევაში მიღებული ეკონომიკური ეფექტი დაახლოებით 33,5 მლნ ლ-ს უტოლდება, ხოლო პროექტის შიდა მოგების (დაბრუნების) ნორმა 6,5 %-ს აჭარბებს.

ე) სამხრეთის განშტოების კრიტიკული მონაკვეთები (ქოთელია-ასპინძა და ახალციხე-უდე)

როგორც აღინიშნა (იხ. აგრეთვე დანართი), ასპინძისა და აჭარის მიმართულებით გაზის გარანტირებული მიწოდებისათვის, ზამთრის პიკური მოხმარების დროს, საჭიროა ქოთელია-ასპინძისა და ახალციხე-უდეს კრიტიკული მონაკვეთების რეკონსტრუქცია.

ქოთელია-ასპინძის დაახლოებით 20 კმ სიგრძის მონაკვეთის აღდგენა-რეკონსტრუქციის პროექტის სავარაუდო ჯამური ღირებულება შეადგენს დაახლოებით 3,667 მლნ ლ-ს

სამხრეთის განშტოების მეორე კრიტიკული უბნის, ახალციხე-უდეს 22 კმ ჯამური სიგრძის მონაკვეთის 19 კმ-იანი, შემცირებულ დიამეტრის მქონე

ჩანართებიანი ნაწილის რეკონსტრუქცია თვალისწინებს მარშრუტისა და დიამეტრის შეცვლას. ახალი, 16 კმ სიგრძისა და 300 მმ დიამეტრის გაზსადენის პროექტის სავარაუდო ღირებულება, დაახლოებით 6,02 მლნ ლ-ს შეადგენს.

სულ სამხრეთის განშტოების შემადგენელი სარეაბილიტაციო პროექტების ჯამური საინვესტიციო ღირებულება დაახლოებით 9,68 მლნ ლ-ს უტოლდება.

როგორც აღინიშნა, სამხრეთის განშტოების ქოთელია-ასპინძისა და ახალციხე-უდეს მონაკვეთების დაგეგმილი სარეაბილიტაციო პროექტების რეალიზაციამ უნდა უზრუნველყოს აჭარის მაღალმთიანეთისა და ახალციხე-ასპინძის მუნიციპალიტეტების მომხმარებელთა გარანტირებული უზრუნველყოფა ბუნებრივი გაზით, რომელთა საპროგნოზო ჯამური დღიური მოთხოვნა პიკის დროს 167,3 ათას მ³-ს შეადგენს.

თუ დავუშვებთ, რომ პიკური დატვირთვის დროს შესაძლებელი იქნება ამ მოცულობის მხოლოდ 50 %-ის მიწოდება, მაშინ მიუწოდებელი გაზის მოცულობა დაახლოებით 84 ათას მ³-ს, ხოლო ეკონომიკური სარგებელი 1, პიკური მოხმარების ერთი დღის განმავლობაში, დაახლოებით 629 ათას ლ-ს გაუტოლდება (იხ. ცხრილი)

ანალიზის შედეგად დადასტურდა სამხრეთის განშტოების კრიტიკული, ქოთელია-ასპინძისა და ახალციხე-უდეს მონაკვეთების რეკონსტრუქციის პროექტების განხორციელების მიზანშეწონილობა. სავარაუდო მიღებული ეკონომიკური ეფექტი, მათი რეალიზაციის შემთხვევაში დაახლოებით (ENPV) 2,82 მლნ ლ-ს ხოლო პროექტის შიდა მოგების ნორმა (IRR) 7 %-ს გაუტოლდება.

ცხრილი 4.5. სამხრეთის განშტოების მაგისტრალური მილსადენების
სარეკონსტრუქციო პროექტ(ებ)ის ეკონომიკური ეფექტიანობა

პერიოდი	წელი	სამხრეთის განშტოება. სარეკონსტრუქციო პროექტები	ENPV
0	2022	-3 667 840,0	2 822 981,09 ლ
1	2023	-6 026 240,0	IRR
2	2024	631 380,4	6,9%
3	2025	631 380,4	
4	2026	631 380,4	
5	2027	631 380,4	
6	2028	631 380,4	
7	2029	631 380,4	
8	2030	631 380,4	
9	2031	694 518,4	
10	2032	704 936,2	
11	2033	715 510,2	
12	2034	726 242,9	
13	2035	737 136,5	
14	2035	748 193,6	
15	2036	759 416,5	
16	2037	770 807,7	
17	2038	782 369,9	
18	2039	794 105,4	
19	2040	806 017,0	
20	2041	818 107,2	
21	2042	830 378,9	
22	2043	842 834,5	
23	2044	855 477,1	
24	2045	868 309,2	
25	2046	881 333,9	
26	2046	894 553,9	
27	2046	907 972,2	
28	2046	921 591,7	
29	2046	935 415,6	
30	2046	949 446,9	
31	2046	963 688,6	
32	2046	978 143,9	
33	2046	992 816,0	
34	2046	1 007 708,3	
35	2046	1 022 823,9	
36	2046	1 038 166,3	
37	2046	1 053 738,8	
38	2046	1 069 544,8	
39	2046	1 085 588,0	
40	2046	1 101 871,8	

4.2. საინვესტიციო დანახარჯები

ცხრილში 4.6 მოცემულია 2021-2023 წლებში დაგეგმილი და შემდგომი პერიოდის სავარაუდოდ შესასრულებელი ინფრასტრუქტურის აღდგენითი და პერსპექტიული განვითარების სამუშაოების ჩამონათვალი. უნდა აღინიშნოს, რომ პროექტების ღირებულებები, მათი განვითარების საწყის ეტაპზე, დაფუძნებულია სავარაუდო ტექნიკურ მაჩვენებლებსა და ფინანსურ დაშვებებზე და, შესაბამისად, მხოლოდ წინასწარი შეფასებისთვის არის განკუთვნილი (საშუალო- და გრძელვადიანი პროექტებისათვის ცდომილება შეიძლება განისაზღვროს -20+30 %-ით) და მათი დაზუსტება მოხდება პროექტების განვითარების შემდგომ ეტაპებზე.

ძირითადი შედეგები და რეკომენდაციები

1. ბუნებრივი გაზის ინფრასტრუქტურის განვითარების ათწლიანი გეგმის მომზადების ფორმალურ სამართლებრივ საფუძველს წარმოადგენს საქართველოს ევროკავშირთან ასოცირების შესახებ შეთანხმების ფარგლებში მომზადებული ეროვნული სამოქმედო გეგმითა და ევროპის ენერგეტიკულ თანამეგობრობაში გაერთიანების პროცესში აღებული ვალდებულება შეიმუშავოს ინფრასტრუქტურის განვითარების ათწლიანი გეგმა ევროკომისიის გაზის შიგა ბაზრის საერთო წესების 2009/73 დირექტივის შესაბამისად;

2. გეგმის დასაბუთების მიზნით განხილულია საქართველოს ბუნებრივი გაზის შიგა ბაზრის მოთხოვნა-მიწოდების ანალიზი და ქვეყნის ტერიტორიაზე სატრანზიტო პროექტების განვითარების პერსპექტივები, არსებული ინფრასტრუქტურა და მისი შესაძლებლობები;

3. წარმოდგენილი ათწლიანი გეგმა შეიცავს ინფრასტრუქტურული პროექტების დროის მიხედვით განაწილებულ პროგრამას. მათ შორის:

- 2021 წლის დაფინანსებით უზრუნველყოფილ და 2022-2023 წლების გარდამავალი, პერიოდის პროექტებს, რომელთა დაფინანსებაზე მიღებულია მხოლოდ წინასწარი გადაწყვეტილება;
- საშუალოვადიანი პერიოდის იდენტიფიცირებულ და გრძელვადიანი პერიოდის პერსპექტიულ პროექტებს, რომელთა დაფინანსების საკითხი გადაწყდება მოგვიანებით, მათი რეალიზაციის საჭიროებისა და საინვესტიციო შესაძლებლობების გათვალისწინებით;

4. მიზანშეწონილია ბუნებრივი გაზის გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმით წარმოდგენილი ინფრასტრუქტურული პროექტების ძირითადი ნაწილი ჩართული იქნეს ქვეყნის ენერგეტიკის განვითარების სტრატეგიაში, მათი რეალიზაციის ხელშეწყობის მიზნით.

ცხრილი 4.6. ათწლიანი გეგმით გათვალისწინებული საინვესტიციო დანახარჯები⁹⁴

სამუშაოს დასახელება	სიგრძე, კმ	DN, მმ	ღირებულება, 1000 ლარი	შეფასების სიზუსტე, %	დაფინანსების წყარო
2021 წელი (მოკლევადიანი გეგმა)					
ქობულეთის განშტოება	18,3	500	2 755	-3 ÷ + 3	სნგკ ბიუჯეტი
საპერო გადასასვლელი არაგვზე (საგურამო)	2,9	700	2 900	-15 ÷ + 20	სნგკ ბიუჯეტი
ნატახტარი-წილკანი-ქსანი	18,2	700	6 000	-3 ÷ + 3	სნგკ ბიუჯეტი
ხაშური ზესტაფონი (I ეტაპი)	70	700	22 768	-5 ÷ + 5	სნგკ ბიუჯეტი
სისტემა "SCADA"			5 000	-15 ÷ + 20	სნგკ ბიუჯეტი
ლოკალური აღდგენითი (კაპიტალური) სამუშაოები			2 254	-10 ÷ + 10	სნგკ ბიუჯეტი
ლოკალური აღდგენითი (მიმდინარე) სამუშაოები			9 000	-10 ÷ + 10	სგტკ-ს დაფინანსება
სულ დანახარჯები 2021 წ.			50 677		\$15 837
2022 წელი (საშუალოვადიანი გეგმა)					
ლეხური-სვენეთი	20,6	700	6 600	-3 ÷ + 3	სნგკ ბიუჯეტი
ხაშური - ზესტაფონი (II ეტაპი)	23,3 (70)	700	40 618	-15 ÷ + 20	სნგკ ბიუჯეტი
ასპინძა-ქოთელია	23,0	300	3 668	-15 ÷ + 20	სნგკ ბიუჯეტი
სისტემა "SCADA"			3 500	-15 ÷ + 20	სნგკ ბიუჯეტი
ლოკალური აღდგენითი (კაპიტალური) სამუშაოები			2 254	-10 ÷ + 10	სნგკ ბიუჯეტი
ლოკალური აღდგენითი (მიმდინარე) სამუშაოები			9 000	-10 ÷ + 10	სგტკ-ს დაფინანსება
სულ დანახარჯები 2022 წ.			65 640		\$20 513
2023 წელი (საშუალოვადიანი გეგმა)					
ხაშური - ზესტაფონი (III ეტაპი)	23,3 (70)	700	17 850	-15 ÷ + 20	სნგკ ბიუჯეტი
ახალციხე-უდე	16,0	300	6 002	-15 ÷ + 20	სნგკ ბიუჯეტი
ლოკალური აღდგენითი (კაპიტალური) სამუშაოები			2 254	-10 ÷ + 10	სნგკ ბიუჯეტი
ლოკალური აღდგენითი (მიმდინარე) სამუშაოები			9 000	-10 ÷ + 10	სგტკ-ს დაფინანსება
სულ დანახარჯები 2023 წ.			35 106		\$10 971
სულ დანახარჯები 2021-2023 წლები			151 424		\$47 320
2024 წელი (საშუალოვადიანი გეგმა)					
ტაბაწყური-ბაკურიანი	18+	300	7 040	-20 ÷ + 30	დასახურსებელია
სკმ-გარდაზნის თესები და წნევის რეგულირების კვანძი	5	500	7 630	-20 ÷ + 30	გარდაზნის თესები*
მიწისქვეშა გაზსადენის მაკავშირებელი მილსადენი და GPRSM	5	500	11 667	-20 ÷ + 30	გაზსაცავის პროექტი*
ხაშური - ზესტაფონი (IV ეტაპი)	23,3 (70)	700	17 850	-15 ÷ + 20	სნგკ ბიუჯეტი
ლოკალური აღდგენითი (კაპიტალური) სამუშაოები			2 254	-10 ÷ + 10	სნგკ ბიუჯეტი
ლოკალური აღდგენითი (მიმდინარე) სამუშაოები			9 000	-10 ÷ + 10	სგტკ-ს დაფინანსება
სულ დანახარჯები 2024 წ.			29 104		\$9 095
2025 წლის შემდეგ (გრძელვადიანი გეგმა)					
სომხეთ-საქართველოს ინტერკონექტორი	6,7 (5,1+1,6)	1000	23 436		ბენეფიციარი*
ვალე-ვანი*	70				
გამტარუნარიანობა 2 მლრდ მ ³ /წ.	70		163 648	-20 ÷ + 30	პროექტის სპონსორი*
გამტარუნარიანობა 8 მლრდ მ ³ /წ. ან	70		324 928	-20 ÷ + 30	პროექტის სპონსორი*
ლოკალური აღდგენითი (კაპიტალური) სამუშაოები			13 525	-10 ÷ + 10	სნგკ ბიუჯეტი
ლოკალური აღდგენითი (მიმდინარე) სამუშაოები			54 000	-10 ÷ + 10	სგტკ-ს დაფინანსება
სულ დანახარჯები (სავარაუდო მინიმალური) 2025-2030 წლები			67 525		\$21 102
სულ დანახარჯები 2020-2029 წლებში			248 053		\$77 517
*აღნიშნული მილსადენების პროექტების რეალიზაცია შესაძლოა განხორციელდეს დაინტერესებული მესამე მხარის (ბენეფიციარის) ბიუჯეტიდან ან მასთან მიღწეული სხვა შეთანხმების საფუძველზე					
**SCADA პროექტის (ან მისი ნაწილის) დაფინანსება შესაძლებელია გრანტით იქნეს უზრუნველყოფილი					

⁹⁴ ცხრილში მითითებული პროექტების ნაწილის ბიუჯეტი განსაზღვრულია მათი ინიცირებისას (ლარის განსხვავებული კურსის დროს), შეთანხმებულია სნგკ-ს ფინანსურ სამსახურთან და კომპანიის აქციონერთან, ამიტომ მათი საინვესტიციო ღირებულებები შეიძლება არ ემთხვეოდეს ანგარიშით დადგენილ დანახარჯებს. მათი საბოლოო კორექტირება გათვალისწინებულია პროექტების განვითარების შემდგომ ეტაპებზე

დანართები

გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის მომზადების სამართლებრივი საფუძვლები

I. ენერგეტიკული გაერთიანების კანონმდებლობა⁹⁵

„ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების შესახებ“ საქართველოს კანონი, ასოცირების შეთანხმებით აღებული ვალდებულებების გათვალისწინებით ენერგეტიკული გაერთიანების სამი ძირითადი სამართლებრივი აქტის მოთხოვნათა იმპლემენტაციას ითვალისწინებს: (1) ევროპის პარლამენტისა და საბჭოს 2009/73/EC დირექტივა ბუნებრივი გაზის შიდა ბაზრის მოწყობის საერთო წესების შესახებ; (2) ევროპის პარლამენტისა და საბჭოს N715/2009 (EC) რეგულაცია ბუნებრივი გაზის ქსელზე დაშვების პირობების შესახებ; (3) 2004/67/EC დირექტივა ბუნებრივი გაზის მიწოდების უსაფრთხოების უზრუნველყოფის ღონისძიებების შესახებ. კანონის განმარტებითი ბარათის თანახმად, მასზე მუშაობისას მხედველობაში იქნა მიღებული ენერგეტიკული გაერთიანების მიერ წევრი ქვეყნებისთვის ადაპტირებული მოთხოვნები და ასევე, ენერგეტიკული გაერთიანების დამფუძნებელ ხელშეკრულებასთან საქართველოს შეერთების ოქმით განსაზღვრული გამონაკლისები.

ენერგეტიკული გაერთიანების 2009/73 დირექტივის 22-ე მუხლი მოითხოვს ყოველწლიურად TYNDP-ს პროექტის მომზადებას და წარდგენას რეგულატორისათვის მას შემდეგ რაც გავლილი იქნება კონსულტაციები ყველა დაინტერესებულ მხარესთან.

TYNDP-ს დანიშნულებაა წარმოადგინოს ინვესტიციების დაგეგმვის სტრუქტურული და წინმსწრები პროცესი, რაც უზრუნველყოფს ქსელის ადეკვატურ შესაძლებლობებს მომხმარებელთა მოთხოვნისა და მიწოდების უსაფრთხოების უზრუნველყოფისათვის.

TYNDP-ს მიზნებია:

- გააცნოს ბაზრის მოთამაშეებს მომავალ 10 წელიწადში განახლებისათვის განკუთვნილი ან ასაშენებელი ყველა გადცემის ინფრასტრუქტურული პროექტი;
- მიუთითოს ინფორმაცია უკვე გადაწყვეტილი ინვესტიციების შესახებ;
- იდენტიფიცირება მოახდინოს უახლოესი 3 წლის განმავლობაში განსახორციელებელი საინვესტიციო გადაწყვეტილებების შესახებ;
- მოამზადოს ყველა საინვესტიციო პროექტის დროის მიხედვით რეალიზაციის გეგმა.

დირექტივა მოითხოვს ორჯერად საჯარო კონსულტაციებს TYNDP-ს მომზადების პროცესში, რათა უზრუნველყოფილ იქნეს ბაზრის მონაწილეთა ფართო მონაწილეობა: პირველ ეტაპზე მოთხოვნილია TSO-ს კონსულტირებას

⁹⁵ენერგეტიკული გაერთიანების სამდივნოს მავალდებულებელი შეტყობინების #2/2020 (Energy Community Secretariat: COMPLIANCE NOTE No 2/2020) მიხედვით

დაინტერესებულ მხარეებთან მიმდინარე პერიოდისა და საპროგნოზო მოთხოვნასა და მიწოდებაზე, ხოლო მეორე ეტაპზე რეგულატორის საჯარო კონსულტაციები სისტემის არსებულ და პოტენციალურ მომხმარებლებთან, განმეორებით.

II. საქართველოს კანონმდებლობა

ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების შესახებ კანონი

კანონის ძირითადი მიზანია ქვეყნის ენერგეტიკული სექტორის კონკურენტუნარიანობისა და ენერგიაზე მოთხოვნის გარანტირებული დაკმაყოფილების უზრუნველყოფა, მიწოდების უსაფრთხოების მოთხოვნათა დაცვით, ვაჭრობის თავისუფალი და კონკურენტული ურთიერთობების ხელშეწყობითა და ბაზრის გახსნის მეშვეობით. ამ მიზნის მისაღწევად კანონი მრავალი ღონისძიების განხორციელებას ითვალისწინებს, მათ შორის, ენერგეტიკული ინფრასტრუქტურის განვითარების 10 წლიანი გეგმების შემუშავებას, რომელიც წარმოადგენს ინვესტიციების დაგეგმვის წინმსწრებ პროცესს და უზრუნველყოფს მომხმარებელთა მოთხოვნის ადეკვატურ ქსელის შესაძლებლობებს, მიწოდების გარანტირებული უსაფრთხოების პირობებში.

II.1. ბუნებრივი გაზის გადამცემი ქსელის განვითარება

ბუნებრივი გაზის ინფრასტრუქტურის განვითარების ძირითად საკითხებს ეძღვნება კანონის 53, 55 და 139 მუხლები.

მუხლი 53. გადამცემი ქსელის განვითარება და საინვესტიციო გადაწყვეტილებები

1. გადამცემი სისტემის ოპერატორი ყოველწლიურად, მომდევნო 10 კალენდარული წლისთვის შეიმუშავებს/განაახლებს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიან გეგმას, რომელიც მიწოდებისა და მოთხოვნის არსებულ და საპროგნოზო მაჩვენებლებს უნდა ეფუძნებოდეს. გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა უნდა მოიცავდეს ეფექტიან ზომებს გადამცემი ქსელისა და მიწოდების უსაფრთხოების ადეკვატურობის უზრუნველსაყოფად.

კანონის 46-ე მუხლის შესაბამისად ავტორიზებული დამოუკიდებელი სისტემის ოპერატორი ვალდებულია უზრუნველყოს: გადამცემი სისტემის ოპერირება, მოვლა-პატრონობა და განვითარება, აგრეთვე პასუხისმგებელია ახალი ინფრასტრუქტურის დაგეგმვისთვის, მშენებლობისა და ექსპლუატაციაში მიღებისთვის.

თუ ავტორიზებულია დამოუკიდებელი სისტემის ოპერატორი, გადამცემი სისტემის მესაკუთრე ვალდებულია დააფინანსოს ინვესტიციები, რომელთა განხორციელებაც დამოუკიდებელმა სისტემის ოპერატორმა გადამცემი სისტემის მესაკუთრესთან თანამშრომლობითა და კომისიასთან შეთანხმებით გადაწყვიტა

(მუხლი 47. დამოუკიდებელი სისტემის ოპერატორისა და სისტემის მესაკუთრის ვალდებულებები).

2011. გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა შეიცავს:

- ა) ინფორმაციას ბუნებრივ გაზზე არსებული და საპროგნოზო მოთხოვნისა და მიწოდების შესახებ;
- ბ) ინფორმაციას ბუნებრივი გაზის შიდა საპროგნოზო წარმოებისა და ტრანსსასაზღვრო გადადინების შესახებ;
- გ) ინფორმაციას გადამცემი ქსელის იმ ძირითადი ინფრასტრუქტურის შესახებ, რომელიც მომდევნო 10 წლის განმავლობაში უნდა აშენდეს ან გაუმჯობესდეს;
- დ) ინფორმაციას გადაწყვეტილი ინვესტიციების და იმ ახალი ინვესტიციების შესახებ, რომლებიც მომდევნო 3 წლის განმავლობაში უნდა განხორციელდეს;
- ე) კონკრეტულ ვადებს საინვესტიციო პროექტების განხორციელებისთვის;
- ვ) ინფორმაციას წარმოების ახალი ობიექტების ქსელში ინტეგრირების შესახებ;

2011. გადამცემი სისტემის ოპერატორი გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის შემუშავებისას გონივრულობის ფარგლებში აკეთებს ვარაუდებს (დაშვებებს) ბუნებრივი გაზის წარმოების, მიწოდების, მოხმარებისა და ტრანსსასაზღვრო გადადინების⁶ შესაფასებლად, მიმდებარე ქსელების საინვესტიციო გეგმების გათვალისწინებით, აგრეთვე ითვალისწინებს ბუნებრივი გაზის საცავისა და გათხევადებული ბუნებრივი გაზის მოწყობილობების საინვესტიციო გეგმებს.

4. გადამცემი სისტემის ოპერატორი გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიან გეგმაში ასახავს კანონის მე-7 მუხლის შესაბამისად სახელმწიფოს ენერგეტიკული პოლიტიკით გათვალისწინებულ ქსელის სტრატეგიული განვითარების სამიზნე მაჩვენებლებს და ტრანსსასაზღვრო და ადგილობრივი მნიშვნელობის პროექტებს.

კანონის მე-7 მუხლი ითვალისწინებს ქვეყნის ენერგეტიკული პოლიტიკის შემუშავებას მინიმუმ 10 წლიანი პერიოდისათვის, რომელსაც ამტკიცებს პარლამენტი. ენერგეტიკის სექტორში სახელმწიფო პოლიტიკის¹ საფუძველზე დამუშავებული სტრატეგია მისი განხორციელების ძირითად ინსტრუმენტს წარმოადგენს. 2020-2030 წლების ენერგეტიკული სტრატეგიის (პროექტი) მიხედვით, ქვეყნის ენერგეტიკული სექტორის განვითარების ერთ-ერთ ძირითად პრიორიტეტად მიჩნეულია „ინფრასტრუქტურის განვითარება გაზისა და ელექტროენერგიის საიმედო და ეფექტური გადამცემი და გამანაწილებელი სისტემის შექმნის მიზნით“.

¹„საქართველოს ენერგეტიკის დარგში სახელმწიფო პოლიტიკის ძირითადი მიმართულებების თაობაზე“ საქართველოს პარლამენტის 2015 წლის დადგენილება

7. სამინისტრო საქართველოს მთავრობის თანხმობის საფუძველზე, არაუგვიანეს შესაბამისი წლის დასრულებისა უზრუნველყოფს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის დამტკიცებას. გადამცემი ქსელის განვითარების

⁶ გადამცემი სისტემის ოპერატორი, ხოლო შესაბამის შემთხვევებში – გადამცემი სისტემის მესაკუთრე, სიმძლავრეებზე არსებული ყველა ეკონომიკურად გონივრული და ტექნიკურად განხორციელებადი მოთხოვნის არსებობის შემთხვევაში მიწოდების უსაფრთხოების გათვალისწინებით უზრუნველყოფს საკმარისი ტრანსსასაზღვრო სიმძლავრეების (ურთიერთდამაკავშირებლები) მშენებლობას ენერგეტიკული გაერთიანების მხარეების გადამცემ სისტემებთან, ხოლო სახელმწიფოს ენერგეტიკული პოლიტიკით განსაზღვრულ შემთხვევებში – აგრეთვე სხვა მეზობელი ქვეყნების გადამცემ სისტემებთან საქართველოს ელექტროენერგეტიკული და ბუნებრივი გაზის გადამცემი სისტემების ინტეგრირების მიზნით (მუხლი 51. გადამცემი სისტემის ოპერატორის ფუნქციები)

ათწლიანი გეგმის შესრულებას ზედამხედველობენ და აფასებენ კომისია და სამინისტრო თავიანთი კომპეტენციის მიხედვით.

მუხლი 55. გადამცემი სისტემის ოპერატორისთვის მონაცემებისა და ინფორმაციის მიწოდება

მწარმოებლები, სისტემის ოპერატორები და გადამცემ ქსელთან მიერთებული მოწყობილობების მფლობელი საბოლოო მომხმარებლები ვალდებული არიან მოთხოვნის შემთხვევაში გადამცემი სისტემის ოპერატორს მიაწოდონ სისტემის ოპერირებისთვის, მართვისა და განვითარებისთვის საჭირო ყველა მონაცემი და ინფორმაცია ამ კანონის, გადამცემი ქსელის წესების, მიწოდების უსაფრთხოების მარეგულირებელი ნორმატიული აქტებისა და კომისიის მიერ დამტკიცებული ინფორმაციის წარდგენის წესების შესაბამისად.

მუხლი 139. ბუნებრივი გაზის მიწოდების უსაფრთხოების ზომები

ქვეყნის ენერგეტიკული უსაფრთხოება განისაზღვრება მისი შესაძლებლობით უზრუნველყოს მიმდინარე და საპროგნოზო მოთხოვნა, მარტივად, ნაკლები დანაკარგებით და მინიმალური შეზღუდვების დაწესებით გადალახოს მიწოდების დაუგეგმავი შეწყვეტის შემთხვევები, რაც გარანტირებული მიწოდების ეფექტური მართვის სხვა ღონისძიებებთან ერთად, ენერგეტიკული ინფრასტრუქტურის საიმედოობასა და მედეგობასაც მოიცავს.

2011. სამინისტრო კომისიასთან და სხვა კომპეტენტურ სახელმწიფო ორგანოებთან თანამშრომლობით, შეიმუშავებს ბუნებრივი გაზის მიწოდების უსაფრთხოების ნორმებს და ახორციელებს ბუნებრივი გაზის მიწოდების უსაფრთხოების ზედამხედველობას.

ბუნებრივი გაზის მიწოდების უსაფრთხოების ნორმები სხვა საკითხებთან ერთად უნდა ითვალისწინებდეს:

ა) დაცული მომხმარებლების იდენტიფიკაციას;

ბ) ბუნებრივი გაზის საწარმოს მიერ გამოყენებულ ინსტრუმენტებსა და განხორციელებულ ღონისძიებებს დაცული მომხმარებლისთვის ბუნებრივი გაზის მიწოდების უზრუნველსაყოფად სულ მცირე შემდეგ შემთხვევებში:

ბ.ა) 7-დღიან პიკურ პერიოდში არსებული უკიდურესი ტემპერატურის შემთხვევაში, რომელიც, სტატისტიკური ალბათობის მიხედვით, ყოველ 20 წელიწადში ერთხელ ვლინდება;

ბ.ბ) არანაკლებ 30-დღიან პერიოდში ბუნებრივ გაზზე განსაკუთრებულად მაღალი მოთხოვნის შემთხვევაში, რომელიც, სტატისტიკური ალბათობის მიხედვით, ყოველ 20 წელიწადში ერთხელ ვლინდება;

ბ.გ) ზამთრის ჩვეულებრივ პირობებში არანაკლებ 30-დღიანი პერიოდის განმავლობაში გაზის ყველაზე მსხვილი ინფრასტრუქტურის მწყობრიდან გამოსვლის შემთხვევაში;

დ) ბუნებრივი გაზის მიწოდების უსაფრთხოებისთვის მნიშვნელოვანი რისკის მატარებელი სხვადასხვა ჯგუფის იდენტიფიკაციას (რისკის შეფასებას) და მათი შემცირების ღონისძიებებს, მათ შორის, ბუნებრივი გაზის მიწოდების

შეფერხების სავარაუდო სცენარების მოდელირებას, ბუნებრივ გაზზე განსაკუთრებულად დიდი მოთხოვნისას, ძირითადი ინფრასტრუქტურის მწყობრიდან გამოსვლის ან ბუნებრივი გაზის მიწოდების საშუალების/წყაროს გაუქმების შემთხვევებისთვის.

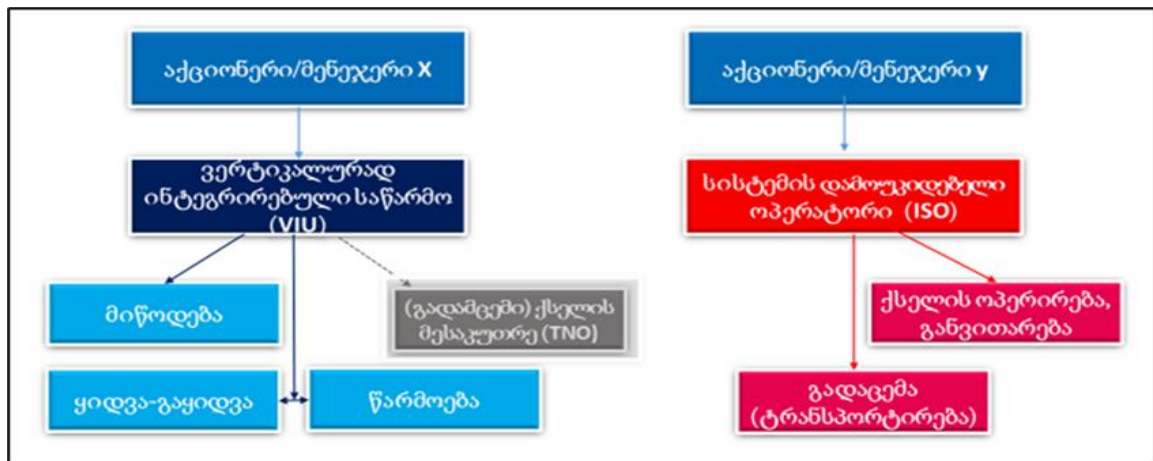
II.2. კანონის სხვა მნიშვნელოვანი დებულებები

როგორც ასოცირების ხელშეკრულების ხელმომწერი და ენერგეტიკული გაერთიანების წევრი ქვეყანა, საქართველო ახორციელებს ენერგეტიკულ რეფორმებს ევროკავშირის კანონმდებლობის ეტაპობრივი გადმოტანით და ამოქმედებით, რამაც უნდა უზრუნველყოს კონკურენტული, გამჭვირვალე და ეფექტიანი ენერგეტიკული ბაზრების ჩამოყალიბება, საიმედო საინვესტიციო გარემოს ჩამოყალიბება და საერთაშორისო კავშირების გამყარება.

მუხლი 159. გადამცემი სისტემის ოპერატორის განცალკევება

კონკურენტული და გამჭვირვალე ბაზრის ჩამოყალიბების ერთ-ერთი მნიშვნელოვანი წინაპირობაა ენერგეტიკულ ბაზარზე ბუნებრივად მონოპოლური და კონკურენტული საქმიანობების ეფექტური განცალკევება, რაც ბუნებრივი გაზის სექტორის შემთხვევაში გულისხმობს გადამცემი ქსელის ოპერატორის დამოუკიდებლობას ნებისმიერი სხვა, ბაზრის კონკურენტული სეგმენტის მოთამაშეთაგან.

გადამცემი ქსელის ოპერატორის განცალკევების კანონით განსაზღვრული ვარიანტებიდან, საქართველოს შემთხვევაში მიზანშეწონილად ჩაითვალა განცალკევება ე.წ. სისტემის დამოუკიდებელი ოპერატორის (ISO) მოდელის გამოყენებით (სერტიფიცირებისა და ლიცენზირების სავალდებულო პროცედურების გავლის შემდეგ).



ნახაზი დ.1.1. დაყოფა სისტემის დამოუკიდებელი ოპერატორის (ISO) მოდელის გამოყენებით

გადამცემი სისტემის ოპერატორის განცალკევება უნდა განხორციელდეს განცალკევების გეგმის დამტკიცების შესახებ საქართველოს მთავრობის შესაბამისი სამართლებრივი აქტით, განცალკევების ყველა მოთხოვნის შესრულების შემდგომ, რაც მოიცავს შემდეგს:

- გადამცემი სისტემის ოპერატორის დამოუკიდებლობისა და განცალკევების მოთხოვნები უნდა განხორციელდეს კანონით გათვალისწინებული გადამცემი სისტემის ოპერატორის სერტიფიცირების წესის დამტკიცების შემდეგ;
- დამოუკიდებელი სისტემის ოპერატორობის კანდიდატი უნდა ფლობდეს სათანადო ფინანსურ, ტექნიკურ, ფიზიკურ და ადამიანურ რესურსებს, რათა შეასრულოს კანონით გათვალისწინებული ფუნქციები და ვალდებულებები;
- სათანადოდ განცალკევებული გადამცემი სისტემის ოპერატორი, რომელიც კომისიას სერტიფიცირებისა და ლიცენზიის მისაღებად მიმართავს, სერტიფიცირებული უნდა იქნეს კანონით გათვალისწინებული პირობების შესაბამისად;
- გადამცემი სისტემის მესაკუთრე ვალდებულია დააფინანსოს ინვესტიციები, რომელთა განხორციელებაც გადაწყვიტა *ავტორიზებულმა დამოუკიდებელი* სისტემის ოპერატორმა (და დამტკიცებულია კანონით დადგენილი პროცედურების მიხედვით);
- დაუშვებელია, რომ ერთი და იგივე პირი პირდაპირ ან არაპირდაპირ აკონტროლებდეს წარმოების ან მიწოდების განმახორციელებელ ენერგეტიკულ საწარმოს და იმავდროულად პირდაპირ ან არაპირდაპირ აკონტროლებდეს გადამცემი სისტემის ოპერატორს ან გადამცემ ქსელს. დღეისათვის სნგკ-ს ისევე როგორც სგტკ-ს საქმიანობის კონტროლს (მენეჯმენტს) ახორციელებს საქართველოს ეკონომიკისა და მდგრადი განვითარების სამინისტრო.

ცხრილში მოცემულია საქართველოს მთავრობის მიერ მომზადებული გეგმის პროექტი ენერგეტიკულ გაერთიანებასთან შეთანხმებული სავალდებულო კანონებისა და კანონქვემდებარე ნორმატიული აქტების მიღების ვადების მითითებით.

#	აქტივობა	შესრულების დრო		
		2020	2021	2022
1	ბუნებრივი გაზის ბაზრის მოდელის კონცეფცია	ოქტომბერი		
1,1	კონცეფციის შეთანხმებული ვერსია მზადაა	ოქტომბერი		
1,2	კონცეფციის მთავრობაში გადაგზავნა	ოქტომბერი		
1,3	მთავრობის მიერ კონცეფციის დამტკიცება	ნოემბერი		
2	საქართველოს გაზის ტრანსპორტირების მიერ დაბალანსების ქსელის წესების შესაბამისად მისი განხორციელების გეგმის სემეკში წარდგენა	ნოემბერი		
3	საბითუმო ბაზრის წესების დამტკიცება		თებერვალი	
4	საცალო ბაზრის წესების დამტკიცება		თებერვალი	
5	ქსელის წესებში საჭირო ცვლილებების განხორციელება		თებერვალი	
6	გადამცემი სისტემის ოპერატორის განცალკევება		დეკემბერი	
6,1	წინასწარ შეთანხმებული (მათ შორის EnCS) გეგმის წარდგენა	დეკემბერი		
6,2	სამინისტროს და სემეკის მიერ გეგმის განხილვა, ენერგეტიკული გაერთიანების ჩათვლით. გეგმის შესაბამისობის დადასტურება და მთავრობისთვის წადგენა		თებერვალი	
6,3	მთავრობის მიერ განცალკევების გეგმის დამტკიცება		აპრილი	
6,4	განცალკევების პირობების შესრულება (კომპანიების მენეჯმენტის გაყოფა, იჯარის ხელშეკრულება, მესაკუთრის დაფუძნება და ა.შ.)		მაისი	
6,5	ბუნებრივი გაზის გადაცემის ტარიფის გაანგარიშების მეთოდოლოგიის დამტკიცება/ცვლილების შეტანა (საჭიროების შემთხვევაში)		აგვისტო	
6,6	სემეკის მიერ გადამცემის სისტემის ოპერატორის სერტიფიცირება		ოქტომბერი	
6,7	სემეკის მიერ გადამცემის სისტემის ოპერატორის ავტორიზაცია (ლიცენზირება)		ნოემბერი	
6,8	ბუნებრივი გაზის გადაცემის ტარიფის დადგენა		იანვარი	
6,9	გადამცემის ქსელის მესაკუთრისათვის შესაბამისობის პროგრამის შექმნა			წლის განმავლობაში

III. ბუნებრივი გაზის გადამცემი ქსელის განვითარებასთან დაკავშირებული საკითხები მიმდინარე პერიოდში

III.1. ბაზრის ძირითადი მონაწილეების ფუნქციები

„საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაცია“ (სნგკ) წარმოადგენს ქვეყნის ბუნებრივი გაზის გადამცემი სისტემის მესაკუთრეს. ბუნებრივი გაზის მოხმარების პროგნოზის, მოწოდების წყაროებსა და მოცულობების, სატრანსპორტო სისტემის გამტარუნარიანობის ანალიზისა და მიმდინარე პერიოდის მდგომარეობის, აგრეთვე, საკუთარი ფინანსური შესაძლებლობების გათვალისწინებით⁹⁷, სნგკ, სისტემის ოპერატორ საქართველოს გაზის ტრანსპორტირების კომპანიასთან თანამშრომლობით, ტრადიციულად ადგენს ქსელის გრძელვადიანი განვითარების გეგმებს და უზრუნველყოფს მათ რეალიზაციას.

გეგმა განსახილველად ეგზავნება ეკონომიკისა და მდგრადი განვითარების სამინისტროს (პასუხისმგებელია სნგკ-ს საქმიანობის კონტროლის განხორციელებაზე), რომელიც ამტკიცებს განვითარების მოკლევადიან გეგმას, რაც სავალდებულო ხდება შესრულებისათვის, სნგკ-ს ბიზნეს გეგმაში ასახვის შემდეგ.

⁹⁷საერთაშორისო საფინანსო ინსტიტუტებთან სნგკ-ს ვალდებულებებისა და ინვესტიციების მობილიზაციის შესაძლებლობების ჩათვლით

III.2. მიმდინარე პროექტები

სწრაფი უზრუნველყოფის ქსელის განვითარების გეგმების შესრულებას, როგორც მატერიალურად (მშენებლობის ორგანიზაცია და ზედამხედველობა) და ფინანსურად, ისე საკუთარი ინტელექტუალური რესურსის გამოყენებით, რაც სამუშაოთა და დანახარჯების ოპტიმიზაციის საშუალებას იძლევა პროექტ(ებ)ის განვითარების ყველა ეტაპზე: დაგეგმვის, პროექტირების, მშენებლობისა და საექსპლუატაციო გამოცდების ჩათვლით.

ამჟამად დამამთავრებელ ფაზაშია საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების რეაბილიტაცია-განვითარების გრძელვადიანი გეგმა. მისი დასრულება 2023 წლისათვის იგეგმება ქვეყნის ორი ძირითადი ეკონომიკურ-ინდუსტრიული რეგიონის - აღმოსავლეთ და დასავლეთ საქართველოს დამაკავშირებელი მაგისტრალური გაზსადენების დაბალი გამტარუნარიანობისა და საპროექტო, რესურს ამოწურული მონაკვეთების რეაბილიტაცია-რეკონსტრუქციის, მათ შორის ყველაზე მნიშვნელოვანი, რთული და ძვირადღირებული, ხაშური-ზესტაფონის კრიტიკული საუდელტეხილო მონაკვეთის მშენებლობის პროექტით. პროექტი უზრუნველყოფს ქვეყნის დასავლეთი რეგიონების დაახლოებით 1,7 მლნ მაცხოვრებლის, 3 თავისუფალი ინდუსტრიული ზონისა (FIZ) და შავი ზღვისპირა საკურორტო-ტურისტული ზონების გარანტირებულ გაზმომარაგებას.

III.3. რეკომენდაციები გარდამავალი პერიოდისათვის

ბუნებრივი გაზის გადამცემი ქსელის მესაკუთრე და მოიჯარე კომპანიების დღეისათვის მოქმედი წესდებით განსაზღვრული ფუნქციებისა და საიჯარო ხელშეკრულების მიხედვით ქსელის განვითარებასთან დაკავშირებული დაგეგმვის, დაპროექტებისა და მშენებლობის საკითხების დაუყოვნებლივ გადაცემა სგტკ-სთვის მოითხოვს კომპანიების მნიშვნელოვან სტრუქტურულ რეორგანიზაციას, აქციების მფლობელი და მენეჯმენტის განმახორციელებელი სახელმწიფო ორგანოებისა და დამოუკიდებელი სტრუქტურების ერთობლივ გადაწყვეტილებას, მოქმედი საიჯარო ხელშეკრულების არსებით მოდერნიზაციას და, შესაბამისად, რამდენიმე დაინტერესებული მხარის კოორდინირებული მოქმედების გარდა, მნიშვნელოვან დროისა და ფინანსურ დანახარჯებთან არის დაკავშირებული.

შესაბამისად, გადამცემი ქსელის განვითარებასთან დაკავშირებულ ფუნქციებზე პასუხისმგებლობის აღებამ სგტკ-ს მიერ გარდამავალი ეტაპის გარეშე, შეიძლება გამოიწვიოს:

- უკვე მიმდინარე, ქვეყნის რეგიონების უსაფრთხო გაზმომარაგებისათვის მნიშვნელოვანი ინფრასტრუქტურის მშენებლობის დაგვიანება და ხარისხის გაუარესება;
- დანახარჯებისა და, შესაბამისად, ტრანსპორტირების ტარიფის ზრდა, რაც განპირობებული იქნება სგტკ-ს შემადგენლობაში ახალი სტრუქტურული ერთეულების ჩამოყალიბებისა და საჭირო კვალიფიციის პერსონალით,

მატერიალური და ფინანსური რესურსებით უზრუნველყოფის აუცილებლობით.

გარდა ამისა, აუცილებელია განხორციელდეს ბუნებრივი გაზის გადამცემი ქსელის მესაკუთრისა და ოპერატორის ერთი და იმავე პირის მიერ პირდაპირი ან არაპირდაპირი კონტროლის განხორციელების მოთხოვნის შეზღუდვის უზრუნველყოფა საქართველოს მთავრობის შესაბამისი გადაწყვეტილების საფუძველზე.

გადამცემი ქსელის განვითარებასთან დაკავშირებული საკანონმდებლო მოთხოვნებისა კანონქვემდებარე აქტების იმპლემენტაციის გეგმის მიხედვით (იხ. ცხრილი ზემოთ), დამოუკიდებელი სისტემის ოპერატორის (ISO) პასუხისმგებლობა ქსელის განვითარებასთან დაკავშირებულ საქმიანობაზე, სავარაუდოდ ძალაში შევა, ხოლო ქსელის მესაკუთრე ვალდებული იქნება უზრუნველყოს ოპერატორის მიერ შედგენილი გეგმების დაფინანსება 2022 წლიდან.

გარდამავალ პერიოდში, მიმდინარე საინვესტიციო პროექტების დასრულებამდე, გადამცემი სისტემის განვითარებასთან დაკავშირებული საქმიანობისა და საინვესტიციო გადაწყვეტილებების მომზადების საკითხებში, მიზანშეწონილად სისტემის ოპერატორთან ერთად ქსელის მესაკუთრეც იყოს აქტიურად ჩართული.

დანართი 2.
კითხვარის ნიმუში დაინტერესებული მხარეებისათვის

კითხვარი დაეგზავნა შემდეგ დაინტერესებულ მხარეებს:

1. განაწილების ლიცენზიატი
2. პირდაპირი მომხმარებელი
3. ელექტროგენერაციის ობიექტები
4. მიმწოდებელი
5. მწარმოებელი
6. გაზსაცავის ოპერატორი

ქვემოთ მოცემულია განაწილების ლიცენზიატი კომპანიებისათვის დაგზავნილ კითხვარის ნიმუშს. ანალოგიური კითხვარი, მათი საქმიანობის სპეციფიკის გათვალისწინებით, გაეგზავნა ყველა ტიპის დაინტერესებულ მხარეს.

1. განაწილების ლიცენზიატი

კომპანიის სახელწოდება	
საკონტაქტო პირის სახელი და გვარი	
მისამართი	
ტელეფონი	
ელ. ფოსტის მისამართი	

გთხოვთ, წარმოადგინოთ სავარაუდო წლიური მოთხოვნის პროგნოზი (მლნ მ³/წ) მომხმარებელთა ძირითადი კატეგორიების მიხედვით

მომხმარებელთა ტიპი	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
საყოფაცხოვრებო										
არასაყოფაცხოვრებო										
თბოგენერაციის ობიექტი/ობიექტები										

გთხოვთ, წარმოადგინეთ მაქსიმალური დღიური მომხმარებლის პროგნოზი (მლნ მ³/დღ) მომხმარებელთა ძირითადი კატეგორიების მიხედვით

მომხმარებელთა ტიპი	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
საყოფაცხოვრებო										
არასაყოფაცხოვრებო										
თბოგენერაციის ობიექტები										

წარმოდგენილი მთლიანი მოთხოვნის ფარგლებში, გთხოვთ, განსაზღვროთ ახლად მიერთებული/მისაერთებელი ობიექტები და მათი სავარაუდო მოთხოვნა (საჭიროების შემთხვევაში)

სახელწოდება	ქსელთან მიერთების ადგილი	მიწოდების დაწყების თარიღი	წლიური მიწოდება, მლნ მ ³ /წ	მაქსიმალური დღიური მიწოდება (მლნ.მ ³ /დღ)

პიკური მოთხოვნის დაკმაყოფილებისათვის გასატარებელი ზომები

რა ზომებს მიმართავთ (გაითვალისწინებთ მომავალში) მაქსიმალური დღიური (პიკური) მოთხოვნის დაკმაყოფილების მიზნით?

.....

დამატებითი ინფორმაცია

გთხოვთ, წარმოადგინოთ დამატებითი ინფორმაცია, რომელიც თქვენი აზრით მნიშვნელოვანი იქნება განვითარების გეგმის მომზადებისას:

.....

დანართი 3

რეგრესიული ანალიზი

რეგრესიული ანალიზის მეშვეობით შეისწავლება ერთი ან რამოდენიმე დამოუკიდებელი $X_1, X_2, \dots, X_n$ ცვლადის გავლენა დამოკიდებულ Y ცვლადზე. იგი კორელაციურ ანალიზთან მჭიდროდ დაკავშირებული მეთოდია.

რეგრესიული ანალიზის ძირითადი მიზნებია:

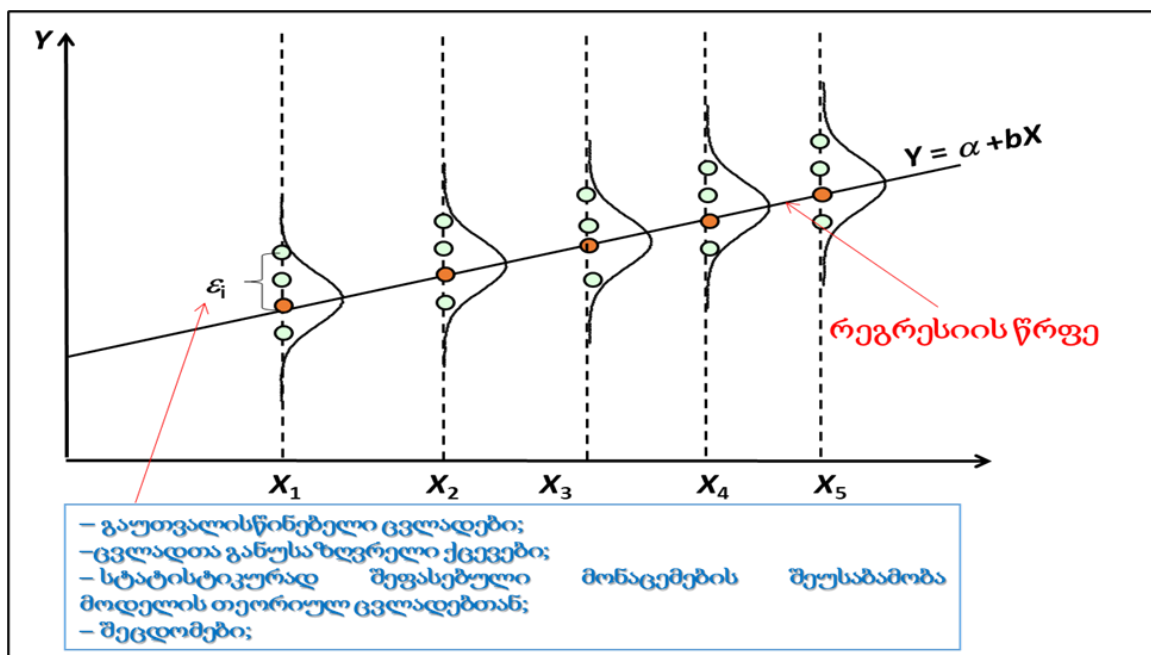
- ცვლადებს შორის დამოკიდებულების სახისა და ფორმის განსაზღვრა;
- რეგრესიის განტოლების პარამეტრების განსაზღვრა;
- რეგრესიის განტოლების სიზუსტის შეფასება.

ფუნქციური კავშირი დამოკიდებულ (Y) და დამოუკიდებელ (X_i) ცვლადებს შორის აღიწერება რეგრესიის განტოლებით.

საინჟინრო პრაქტიკაში ყველაზე ხშირად წრფივი რეგრესია გამოიყენება როცა დამოკიდებულება ცვლადებს შორის წრფივი ფუნქციით აღიწერება:

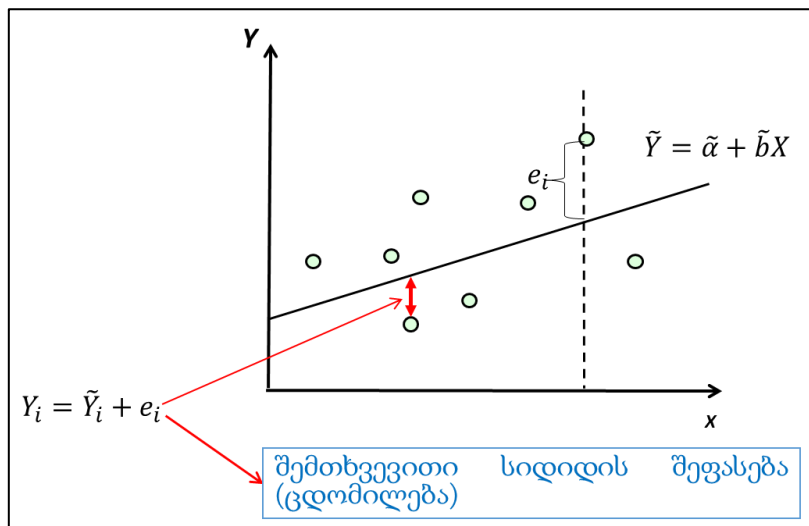
$$Y = b_1 X_1 + b_2 X_2 + \dots + b_n X_n + a,$$

სადაც კოეფიციენტები $a, b_1, b_2, \dots, b_n$ მოიძებნება უმცირეს კვადრატთა მეთოდის გამოყენებით.



ნახაზი დ.3.1. რეგრესიული ანალიზი. გრაფიკული ილუსტრაცია

რეგრესიული ანალიზის საშუალებით განისაზღვრება რეგრესიის განტოლებაში ამა თუ იმ ფაქტორის შემოდების აუცილებლობა და ფასდება მიღებული რეგრესიის განტოლებების ვარგისიანობა, ე.ი. ფასდება ფაქტობრივი მონაცემების თანხვედენა არჩეული საანგარიშო მოდელით მიღებულ შედეგებთან.



ნახაზი დ.3.2. ანალიზის შედეგების შეფასება

კორელაციის კოეფიციენტი

კორელაციის კოეფიციენტით დადგინდება ცვლადებს შორის ურთიერთ დამოკიდებულების ხარისხი. სტატისტიკურ კვლევებში გამოიყენება სხვადასხვა სახის კორელაციის კოეფიციენტები. პირსონის კორელაციის კოეფიციენტი ზომავს ორ ცვლადს შორის წრფივი⁹⁸ დამოკიდებულების ხარისხს და გვიჩვენებს ამ კავშირის მიმართულებას.

პირსონის კორელაციის კოეფიციენტი r გამოითვლება შემდეგი ფორმულით:

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2 \sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2}}.$$

კორელაციის კოეფიციენტი ხასიათდება შემდეგი თვისებებით:

- $-1 \leq r \leq 1$;
- $r=1$ ან $r=-1$ მაშინ და მხოლოდ მაშინ, როცა X და Y ცვლადებს შორის არსებობს წრფივი დამოკიდებულება ანუ მოიძებნება ისეთი a და b მუდმივები, რომ $Y=aX+b$. წერტილები გაბნევის დიაგრამაზე ზუსტად განლაგდება წრფეზე;
- რაც უფრო კონცენტრირებულია მონაცემები წრფის მიდამოში, მით უფრო დიდია კორელაციის კოეფიციენტის აბსოლუტური მნიშვნელობა.

ტერმინებს: სუსტი, საშუალო, ძლიერი, სრული, იყენებენ წრფივი კავშირის ხარისხის დახასიათებლად. მიღებულია, რომ:

- კავშირი სუსტია თუ $|r| < 0.3$;
- კავშირი საშუალოა თუ $0.3 < |r| < 0.7$;
- კავშირი ძლიერია თუ $|r| > 0.7$;
- კავშირი სრულია თუ $r=1$ ან $r=-1$.

⁹⁸ პირსონის კოეფიციენტი გამოიყენება მხოლოდ იმ შემთხვევაში თუ ცვლადებს შორის არის მოსალოდნელი წრფივი კავშირი.

r-ის მცირე სიდიდე ყოველთვის არ ნიშნავს, რომ ცვლადებს შორის არ არის კავშირი. მაგალითად, ცვლადებს შორის შეიძლება. არ იყოს წრფივი კავშირი, მაგრამ იყოს ძლიერი არაწრფივი კავშირი.

უმცირეს კვადრატთა მეთოდი

მათემატიკური მეთოდი, რომელიც დაფუძნებულია საძიებელი ცვლადების შემცველი გარკვეული ფუნქციების კვადრატების მინიმიზაციაზე. ეს მეთოდი წარმოადგენს საბაზისო მეთოდს რეგრესიულ ანალიზში. კერძოდ, წრფივი რეგრესიის განტოლებაში უცნობი კოეფიციენტების შეფასება ხდება უმცირეს კვადრატთა მეთოდით. ე.ი. ვეძებთ ისეთ წრფეს, რომელშიც X-ის დაკვირვებული მნიშვნელობების შეტანის შემდეგ, Y-ის შესაბამისი მნიშვნელობებიდან გადახრების კვადრატების ჯამი მინიმალურია.

$$\sum_{i=1}^n (y_i - a - bx_i)^2 \rightarrow \min.$$

სადაც $(x_1, y_1); (x_2, y_2); \dots; (x_n, y_n)$ ორი ცვლადის დაკვირვების შედეგად მიღებულ მნიშვნელობათა წყვილებია.

საძიებელი a და b კოეფიციენტების დასადგენად უმცირეს კვადრატთა მეთოდის გამოყენებით, ვღებულობთ:

$$b = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}, \quad a = \bar{y} - b\bar{x}.$$

გამოყენებული ლიტერატურა

1. Field A., Discovering Statistics Using IBM SPSS Statistics. SAGE Publications Ltd., 2013
2. ჰ. კისი, სტატისტიკა სოციალურ მეცნიერებებში. სოციალურ მეცნიერებათა ცენტრი. თბილისის უნივერსიტეტის გამომცემლობა, 2008

დანართი 4.

სგტკ-ს კუთვნილი გაზის რედუცირებისა და გამზომი კვანძები
(ინფორმაცია მოწოდებულია სგტკ-ს კომერციული დეპარტამენტის მიერ)

	დასახელება და განლაგების წერტილი
1	რედუცირების კვანძი-საგურამო-ქუთაისის დ500მმ მ/გ 0 კმ
2	რედუცირების კვანძი-ყარადაღ-თბილისის დ700 მ/გ 506.8 კმ
3	რედუცირების კვანძი-ვლადიკავკას-თბილისის დ700 მ/გ 180.3 კმ
4	საგურამო-ქვეშეთის გამზომი კვანძი
5	გგს დამალა
6	გგს თაფანი
7	სათადარიგო გგს ღოღეთი თამარაშენი
8	დვანი ტახტისძირი გგს და განშტოება
9	რედუცირების კვანძი-საგურამო
10	თრიალეთის გგს
11	ძებნიაურები ჟებოტას გგს
12	გგს კაბალი
13	საგურამოს სს ფილიალის გგს
14	გგს ხიზაბავრა სარო
15	წადვლის თემის გგს
16	ზედღულეთის თემის ს.ბერშუეთის და კირბალის გგს
17	ავლევის თემის ს.ცერონისის ავლევის და კნოლევის გგს
18	გიორგეთის გმპ
19	ჯვრის უღელტეხილზე მონასტრის გაზმომარაგების გგს
20	ბალანთას გგს
21	გგს ნაფარეული
22	გგს ანაკლია
23	გგს ბოსლევო
24	გგს ქუთაისი II
25	გგს აფენი
26	გგს ხცისი
27	გგს ვალე
28	გგს ჭაბუკიანი
29	გგს უდე არალი
30	დაბა ურეკი გმპ
31	გგს საჩხერე 2 (ჭალოვანი, ცხომარეთი, ხვანი)
32	გგს სამტრედია - ს.მთისძირი
33	გგს სამტრედია - ს.დაფნარი
34	გგს ზოვრეთი
35	გგს აჯამეთი
36	ორხაზიანი ავტომატური გგს დნ 80 - აბასთუმნის გგს
37	რედუცირების კვანძი
38	გგს ზემო ქედი - დედოფლისწყაროს მუნიციპალიტეტი
39	გგს კურორტი "გოდერძი" (ხულო)
40	ჩხოროწყუს გაზგამანაწილებელი სადგური განშტოებებით

41	წალენჯიხის გაზგამანაწილებელი სადგური განშტოებებით
42	ქუთაისი-სოხუმის დ700 22-ე კმ ხონის განშტოება
43	ჩინთი-ახმეტის 300მმ 184კმ
44	გაზის რეგულირების სადგური
45	მილსადენი გურჯაანი-კაბალის მონაკვეთი
46	მილსადენი ზესტაფონის რაიონი
47	ქობულეთის განშ. 67.25კმ -კონდენსატშემკრები
48	ქუთაისი-სოხუმის მ/გ 65კმ - რედუცირების კვანძი
49	საგურამო-ქუთაისის მ/გ 162კმ დ200მმ შემოვლითი ხაზი
50	აჭარის გამზომი კვანძი

დანართი 5.1.

საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების ტექნიკური მახასიათებლები

#	გაზსადენების დასახელება (უბანი,კმ.)		ტექნიკური პარამეტრები			ექსპლუატაციაში მიღების წელი	ექსპლუატაციის ხანგრძლივობა, წელი
			სიგრძე	დიამეტრი	საპროექტო გამტარუნარიანობა/წ ნევა, მლნ მ³/დღ ⁹⁹ /ატმ		
1	2		3	4	5	6	7
1	ჩრდილოეთკავკასია-სამხრეთ კავკასია, კმნ: 137,5-270,15		133,65		45,0./55		
	I ხაზი, კმნ-ები		132,65	1220			
	137,5	146,0	8,50	1220		1994	26
	146,0	151,0	5,00	1220		1988	32
	151,0	160,0	9,00	1220		1994	26
	160,0	186,7	26,70	1220		1988	32
	186,7	211,0	24,30	1220		1994	26
	211,0	229,0	18,00	1220		1988	32
	229,0	235,0	6,00	1220		1994	26
	235,0	270,15	35,15	1220		1988	32
	II ხაზი, კმნ-ები		1,00				
	232,9	233,9	1,00	1220	45,0./55	1994	26
1	2		3	4	5	6	7

⁹⁹ მითითებულია საპროექტო გამტარუნარიანობა სტანდარტული პირობებისათვის. წყარო: Справочник работника газовой промышленности, Москва, Недра, 1989

2.ყაზახი-საგურამო, კმნ 41,0-130,3			89,46		25,0/55		
	სახაზო ნაწილი		89,30				
	41,0	57,3	16,30	1020		1980	40
	57,3	61,0	3,70	1020		2009	11
	61,0	130,3	69,30	1020		1980	40
	განშტოება	ლემშვენიერა	0,16	159		1989	31
3	გარდაბანი-ნავთლული, კმნ: 0-30,2		30,20		12,0/55		
	0,0	30,2	30,20	720		2007	13
4	ყარადაღი-თბილისი		64,98		12,0/55		
	I I ხაზი, კმნ 460,3-506,8		46,50				
	460,3	460,4	0,10	820		1968	52
	460,4	468,4	8,00	820		1984	36
	468,4	468,75	0,35	720		1979	41
	468,75	471,8	3,05	820		1984	36
	471,8	473,25	1,45	720		1975	45
	473,25	478,5	5,25	820		1980	40
	478,5	479,1	0,60	720		2004	16

	479,1	480,6	1,50	720		2019	1
	480,6	483	2,40	720		1978	42
	483	483,5	0,50	720		2000	20
	483,5	488,15	4,65	720		2000	20
	488,15	490,8	2,65	720		1990	30
	490,8	492,8	2,00	820		1975	45
	492,8	493,2	0,40	720		1998	22
	493,2	498,8	5,60	720		2000	20
	498,8	502,5	3,70	720		1989	31
	502,5	503,7	1,20	720		2003	17
	503,7	506,8	3,10	720		1966	54
	შემკრავები		11,14				
	ყარადალ-თბილისის 700 მმ-იანი მაგისტრალური გაზსადენის 483,4კმ-სა და რუსთავის განშტოებების შემაერთებული ხაზების შემკრავი		0,56	529	4,9/55	1974	46
	ყაზახ-საგურამოს 1000 მმ-იანი მაგისტრალური გაზსადენის 66 კმ- ისა და ყარადალ-თბილისის 484კმ- ის /700,500მმ/ შემკრავი.		2,03	720	12,0/55	1980	39
	ყაზახ-საგურამოს 1000 მმ-იანი მაგისტრალური გაზსადენის 66 კმ- ისა და ყარადალ-თბილისის 484კმ- ის /700,500მმ/ შემკრავი.		3,35	720	12,0/55	1980	40

	ნავთლულის გმს-ის განშტოებისა და ვლადიკავკას-თბილისის 700 მმ-იანი გაზსადენის 213,4 კმ-ის შემკრავი.	2,00	720	12,0/55	1981	39
	ყაზახ-საგურამოს 66 კმ-სა და ყარადაღ-თბილისის 484 კმ-ის შემაერთებელი გაზსადენებისა და რუსთავის გგს-ების განშტოებების შემკრავი	3,20	720	12,0/55	1991	29
	განშტოებები:	7,34				
	გარდაბანი	0,32	529	4,9/55	1980	40
	რუსთავი, I ხაზი	1,05	529		1979	41
	რუსთავი, II ხაზი	1,20	529		1979	41
	რუსთავი, III ხაზი	0,12	529		1983	37
	გამარჯვება I	1,30	159		1973	47
	გაჩიანი	1,20	219		1973	47
		1,50	529		1973	47
	ნავთლული	0,65	529		2007	13
1	2	3	4	5	6	7
5	ნავთლული-საგურამო, კმნ: 0-50,6	52,20		12,0/55		
	0,0 10,6	10,60	711,2		2008	12
	10,6 20,6	10,00	711,2		2009	11

	20,6	50,6	30,00	711,2		2011	9
	სულ მაგისტრალური გაზსადენი		50,6	711,2		1989	31
	განშტოება - ნორიო		1,60	711,2		1989	31
6	ვლადიკავკაზ-თბილისი		197,19		12,0/55		
	ა/ი ხაზი, კმნ: 50,0-182.8		115,40				
	50,0	65,0	15,00	720		1963	57
	65,0	66,0	1,00	720		1986	34
	66,0	67,0	1,00	720		1963	57
	67,0	69,0	2,00	720		1979	41
	69,0	76,0	7,00	720		1963	57
	76,0	78,0	2,00	720		1983	37
	78,0	81,1	3,10	720		1963	57
	81,1	96,9	0,18	529		1963	44
	96,9	105,0	8,10	720		1964	56
	105,0	107,0	2,00	720		1989	31
	107,0	110,0	3,00	720		1991	29
	110,0	117,0	7,00	720		1963	57
	117,0	119,0	2,00	720		1979	41
	119,0	121,0	2,00	720		1983	37
	121,0	127,5	6,50	720		1963	57
	127,5	139,5	12,00	720		1963	57
	139,5	157,0	17,50	720		1979	41
	157,0	163,5	6,50	720		1963	57

	163,5	178,8	15,30	720		1986	34
	178,8	179,25	0,45	529		1976	44
	179,25	179,7	0,45	529		1963	57
	კახეთის განშტოების საწყისი პუნქტი						
	155,7	157,0	1,30	720	12,0/55	1979	41
	II ხაზი, კმნ: 55,1-215.8		56,46				
	55,1	55,9	0,80	720		1963	57
	55,9	103,8	0,40	529		1964	56
	103,8	116,6	0,60	720		1963	57
	116,6	120,9	0,20	529		1963	57
	120,9	155,73	0,03	720		1963	57
	155,73	171	9,63	720		1986	34
	171	181,9	10,90	720		1966	54
	181,9	186,4	4,50	720		1997	23
	186,4	190	3,60	720		1966	54
	190	191,26	1,26	720		1986	34
	191,26	191,7	0,44	720		1983	37
	191,7	194,64	2,94	720		2003	17
	194,64	196,5	1,86	720		1966	54
	196,5	203	6,50	720		1987	33
	203	204	1,00	720		1990	30

	204	208	4,00	720		1980	40
	208	213,6	5,60	720		1992	28
	213,6	215,8	2,20	720		1966	54
	III ხაზი, კმნ: 81,1-102.5 კმ/		21,40		12,0/55		
	81,1	86,9	5,80	720		1987	33
	86,9	91,4	4,50	720		1984	36
	91,4	102,5	11,10	720		1983	37
	სულ - მაგისტრალური გაზსადენი		193,24				
	სულ - განშტოებები		3,95		<1,0/25		
	ყაზბეგი		0,13	108		1965	55
	სიონი		0,11	108		1965	55
	გუდაური		0,17	159		1986	34
	ქვეშეთი		0,12	89		1974	46
	ფასანაური		0,13	159		1967	53
	ანანური		0,20	108		1983	37
	კუპრიანთკარი		0,30	159		1967	53
	დუშეთი		2,04	159		1967	53
	საგურამო		0,15	159		1965	55
	მცხეთა		0,20	159		1966	54
	გლდანო		0,30	529		1963	57
7	საგურამო-ქუთაისი		216,40		4,9/55		

I ხაზი, კმნ: 0-212.5		128,16				
0,0	3,0	3,00	529		1967	53
3,0	28,21	13,81	529		1967	53
28,21	33,8	5,59	529		1970	50
33,8	64,1	1,50	720		1972	48
64,1	80,2	7,00	720		1972	48
	119,2	27,20	720		1972	48
119,2	147,4	28,20	720		1974	46
147,4	172	24,60	720		1975	45
172	174	2,00	820		2002	18
174	176,6	2,60	720		1975	45
176,6	212,5	12,66	529		1975	45
II ხაზი 3-54.2		42,90		12,0/55		
25,5		22,50	720		1990	30
54,2		20,40	720		2004	16
სულ მაგისტრალი		171,06				
ჩრდილოეთ კავკასია- ამიერკავკასიის და საგურამო- ქუთაისის II ხაზის შემკრავი		2,10	720		1990	30
განშტოვებები:		43,24		<1,0/25		
მისაქციელი		0,30	108		1980	40
მუხრანი		0,60	159		1988	32
ახალგორი		0,30	114		1978	42
ოკამი		0,20	159		1969	51

	კასპი	7,20	325		1967	53
	ქვემო ჭალა	0,20	108		1973	47
	შავშვები	0,28	159		1980	40
	ცხინვალი					
	I ხაზი	4,20	219		1972	48
	II ხაზი	8,70	325		1983	37
	საჩხერე	2,90	219		1978	42
	ჭიათურა	8,00	273		1974	46
	ზესტაფონი	4,40	273		1975	45
	ქუთაისი II					
	0-0,36	0,36	325	≤1,0//25	1975	45
	0,36-0.46	0,10	168		1975	45
	ქუთაისი 1	5,50	529	4,9/55	1975	45
1	2	3	4	5	6	7
8	ქუთაისი-სოხუმი	201,98				
	მაგისტრალური გაზსადენი	109,80		12,0/55		
	0,0	2,9	2,90	720	1986	34
	2,9	6,6	3,70	720	2015	5
	6,6	24,65	18,05	720	1986	34
	24,65	26,0	1,35	529	2005	15
	26,0	109,8	83,80	529	1986	34
	განშტოვებები	84,98				

	სამტრედია		0,15	325	≤1,0/25	1986	34
	აბაშა		5,90	219		1987	33
	სენაკი		2,60	219		1989	31
	ხოზი		2,20	219		1989	31
	ზუგდიდი		0,80	219		1987	33
	ჩოხატაური		6,03	219		2006	14
	ქობულეთი		67,30	529	4,9/25	1990	30
	ფოთი		7,20				
			6,63	529	4,9/55	1992	28
			0,57	219		1992	28
მაგისტრალური გაზსადენი			109,80				
განშტოებები			92,18				
1	2		3	4	5	6	7
9	რუსთავი-თელავი-ჭინვალი		292,30				
	ა/ I ხაზი, კმნ: 0-212,9		157,70		1,3/25		
	0,0	25,2	25,2				
	25,2	91,15	65,95	325		1970	50
	91,15	132,2	41,05	325		1971	49
	132,2	162,2	30,0				
	162,2	184	21,80	325		1989	31
	184	186,8	2,80	325		1998	22

	186,8	194,1	7,30	325		1989	31
	194,1	212,9	18,80	325		1982	38
	b/II ხაზი		64,00				
	25	50	25,00	529	4,9/25	1986	34
	50	69	19,00	529		1987	33
	69	89	20,00	529		1989	31
	მაგისტრალური გაზასდენი		221,70				
	განშტოებები		70,60				
	საგარეჯო		0,26	219	≤1,0/25	1969	51
	კაჭრეთი		3,90	219		1982	38
	სიღნაღი		11,90	325		1973	47
	დედოფლის წყარო		25,20	219		1973	47
	ლაგოდეხი		16,31	325		1975	45
	წნორი		0,30	219		1976	44
	ცოდნისკარი		2,90	219		1986	34
	კარდანახი		0,17	159		1974	46
	გურჯაანი		0,10	325		1970	50
	ჩუმლაყი		0,20	108		1976	44
	ველისციხე		0,22	108		1971	49
	ვაზისუბანი		0,20	108		1978	42
	ყვარელი		7,61	219		1973	47

	წინანდელი		0,40	159		1980	40
	თელავი		0,15	159		1971	49
	ახმეტა		0,10	159		1976	44
	ზემო მაჩხაანი		0,20	219		1987	33
	გამარჯვება II		0,18	159		1982	38
	თიანეთი		0,30	159		1982	38
1 0	წითელი ხიდი-წალკა-ახალქალაქი		173,10				
	მაგისტრალური გაზსადენი		171,20		1,3/55		
	24,4	62,4	38,00	325		1979	41
	62,4	83,2	20,80	325		1984	36
	83,2	116,5	33,30	325		1987	33
	116,5	140,5	24,00	325		1988	32
	140,5	175,2	34,70	325		1990	30
	175,2	190,1	14,90	325		2007	13
	190,1	195,6	5,50	325		2007	13
	განშტოვებები		1,90		≤1,0/25		
	თამარისი		1,20	159		1979	41
	ბოლნისი		0,40	219		1979	41
	მადნეული		0,10	325		1979	41
	დმანისი		0,10	159		1984	36
	წალკა		0,10	159		1987	33

1 1	ასპინძა-ახალციხე-ვალე-უდე		73,02				
			73,00				
	0,0	50,5	50,50	325	1,3/25	2007	13
	0,0	16,0	16,00	219	≤1,0/12	2011	9
	16,0	22,5	6,50	159		2012	8
	განშტოებები		0,02				
	ასპინძა		0,01	325	≤1,0/25	2008	12
	ახალციხე		0,01	159		2008	12
1 2	3		4	5	6	7	
1 2	წითელი ხიდი-მარნეული		26,90				
			24,40		4,9/55		
	0,0	24,4	24,40	529		2015	5
	განშტოებები		2,50				
	მულანლო		1,90	219		1989	31
	მარნეული		0,60	325		1978	42
1 3	ადიგენი-გოდერძი		33,00				
	მაგისტრალური გაზსადენი		33,00		1,3/25		
	33	0-33,0	33,00	325		2019	1

1 4	გომი-ხაშური-ბაკურიანი		58,98				
	მაგისტრალური გაზსადენი		52,80				
	0,0	16,8	16,80	529	4,9/25	1972	48
	16,8	33,8	17,00	529		1975	45
	33,8	52,8	19,00	325	1,3/25	1989	31
	განშტოებები		6,18				
			6,05	219		1972	48
			0,13	159		1975	45
1 2	3		4	5	6	7	
1 5	გორი-ქარელი		57,76				
	მაგისტრალური გაზსადენი		51,32		12,0/55		
	0,0	9,6	9,60	720		2016	4
	9,6	51,72	41,72	720		2016	4
	განშტოებები		6,44				
	მეჯვრისხევი		0,30	108		1970	50
	ნაჭარმაგევი		0,20	108		1970	50
	გორი		3,00	529		1978	42
	აგარა		2,94	219		1972	48

1 6	ზესტაფონი-ქუთაისი		23,40				
	მაგისტრალური გაზსადენი		23,20		12,55		
	0,0	23,2	23,20	720		2014	6
	განშტოება		0,20				
	თერჯოლა		0,20	159		1976	44
1 7	ქუთაისი-აბაშა		47,00				
	0,0	47,0	47,00			2014	6
1	2		3	4	5	6	7
1 8	აბაშა-სენაკი		29,00				
	0,0	29,0	29,00	720	12,0/55	2014	6
1 9	სენაკი-ფოთი		29,56				
	მაგისტრალური გაზსადენი		29,56				
	0,0	0,1	0,10	529		2009	11
	0,1	29,462	29,36	720		2009	11
	29,462	29,562	0,10	219		2009	11
2 0	რუსთავი-საგარეჯო		25,20				
	0,0	25,2	25,20	325	1,3/55	2014	6

2 1	წითელი ხიდი - გარდაბანი		18,76				
	0,0	18,76	18,76	720	12,00/55	2018	2
2 2	თელავი-ახმეტა		27,00				
	0,0	27,0	27,00	325	1,3/25		
2 3	წითელი ხიდი-ბერდი (საქართველოს მონაკვეთი)		27,00				
	0,0	12,0	12,00	1020	25,0/55	1992	28
გაზსადენები და განშტოებები დიაგნოზების მიხედვით			1913,05				
			133,65	1220			
			101,30	1020			
			20,432	820			
			670,40	720			
			332,32	529			
			529,032	325			
			12,40	273			

	95,758	219
	0,104	168
	15,174	159
	0,30	114
	2,06	108
	0,12	89
a. მაგისტრალური გაზსადენები	L, კმ	D, მმ
	1651,492	
	133,65	1220
	101,30	1020
	20,40	820
	657,72	720
	244,19	529
	483,60	325
	16,10	219
	6,50	159
b განშტოებები	236,318	
	87,57	529
	45,432	325
	12,40	273
	79,658	219
	0,104	168
	8,674	159
	0,30	114

			2,06	108			
			0,12	89			
გ.	შემკრავები	13,24					
			12,68	720			
			0,56	529			

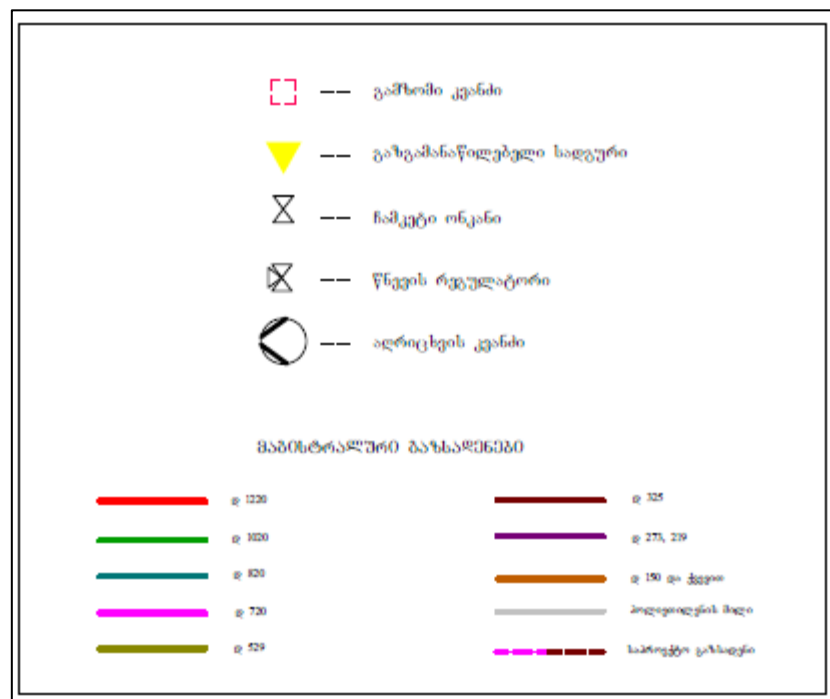
მილსადენების ასაკი (ექსპლუატაციის ხანგრძლივობა), წელი

	ექსპლუატაციის დასაწყისი	სიგრძე, კმ	%
1	1980 წლამდე	546,106	28,5
2	1980-2000	829,46	43,4
3	2001-2010	200,904	10,4
4	2011-2020	336,58	17,6
	სულ	1913,05	100

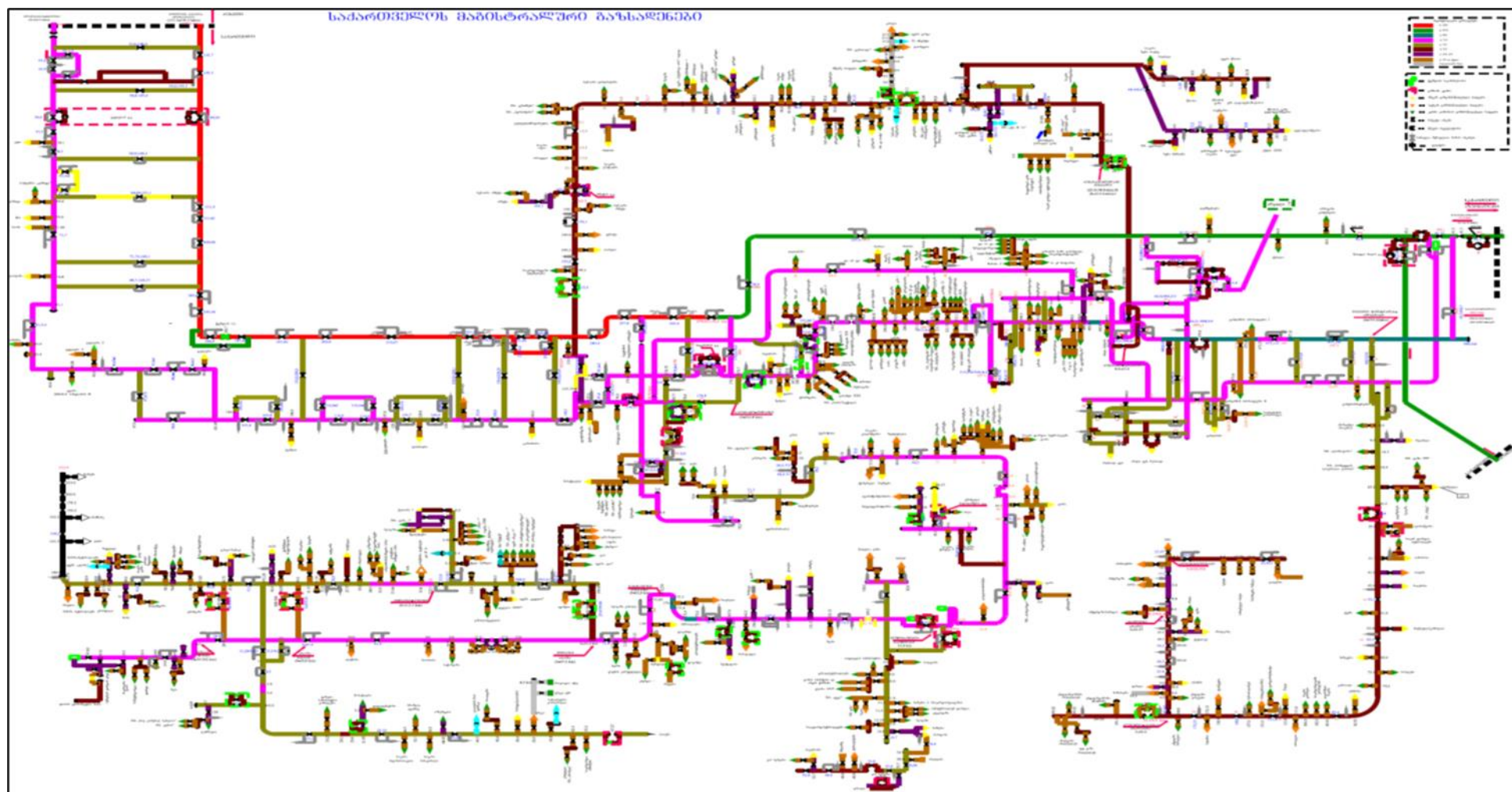
დანართი 5.2.

საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების სისტემის სქემატური ნახაზები

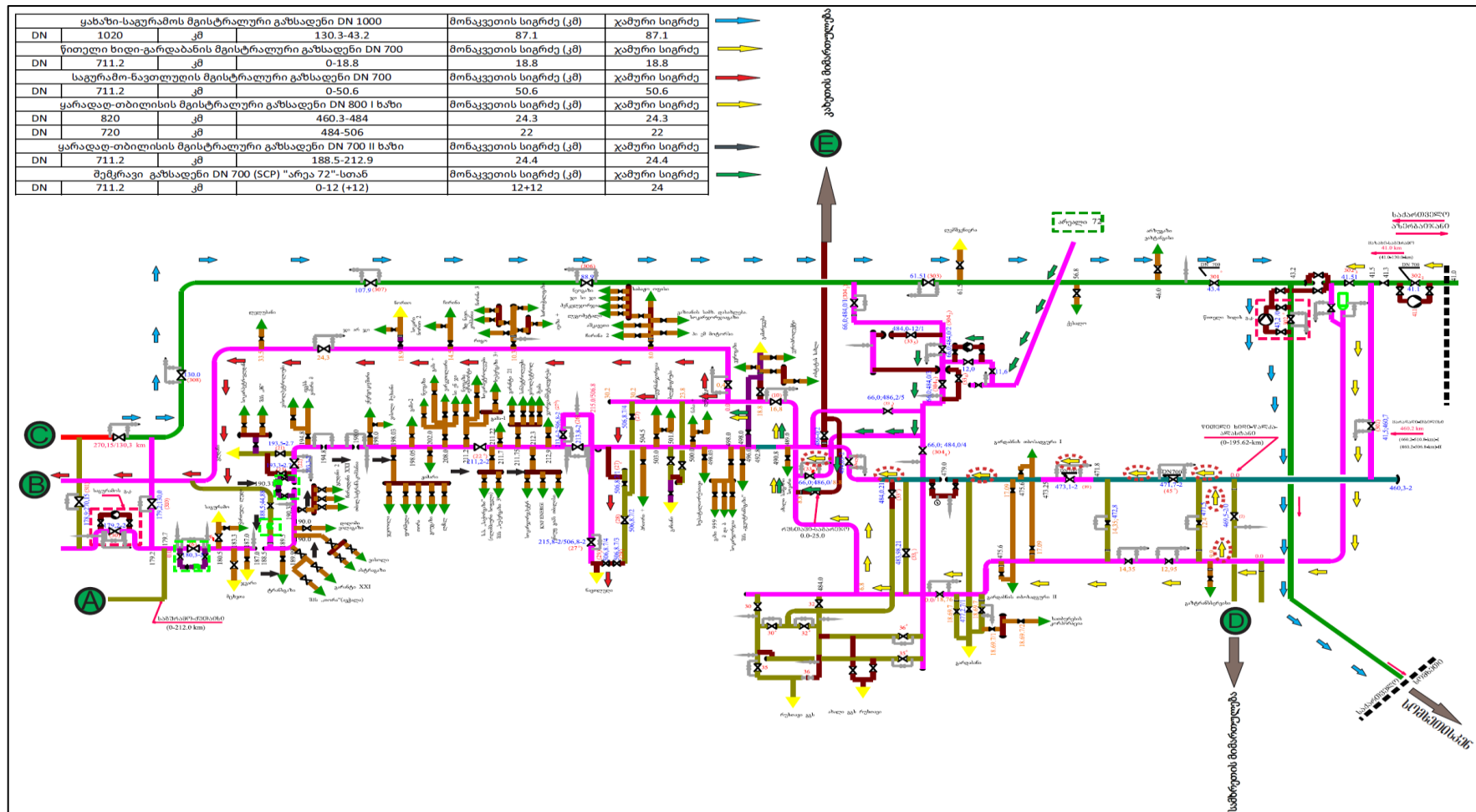
ნახაზებზე გამოყენებული პირობითი აღნიშვნები¹⁰⁰



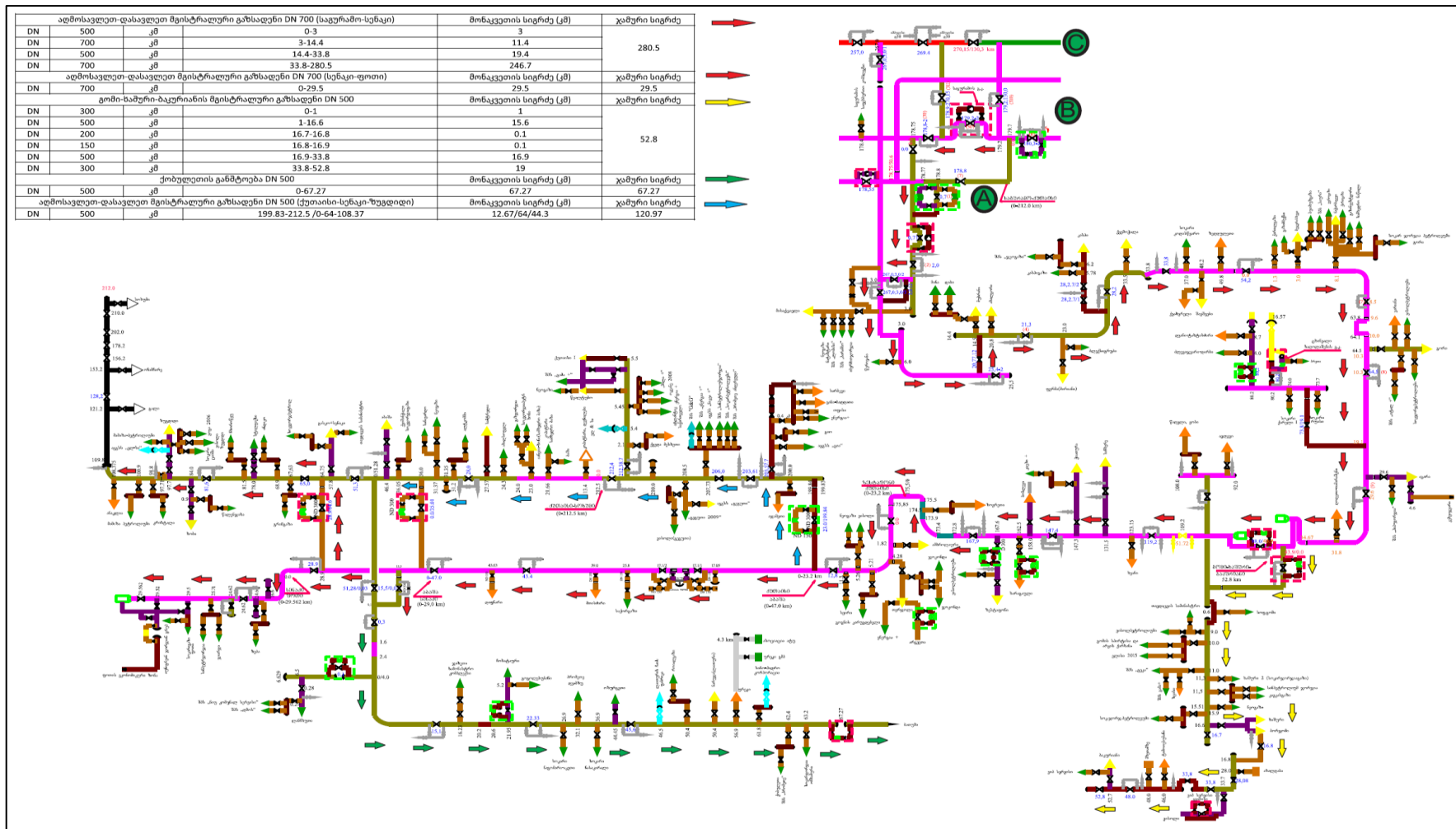
¹⁰⁰ სქემებზე ისრებით მითითებულია ჰიდრავლიკური მოდელირების დროს გამოყენებული გაზის ძირითადი ნაკადების მიმართულებები



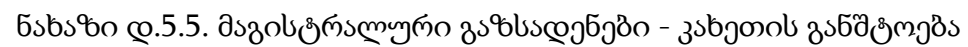
ნახაზი დ.5.1. საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენები

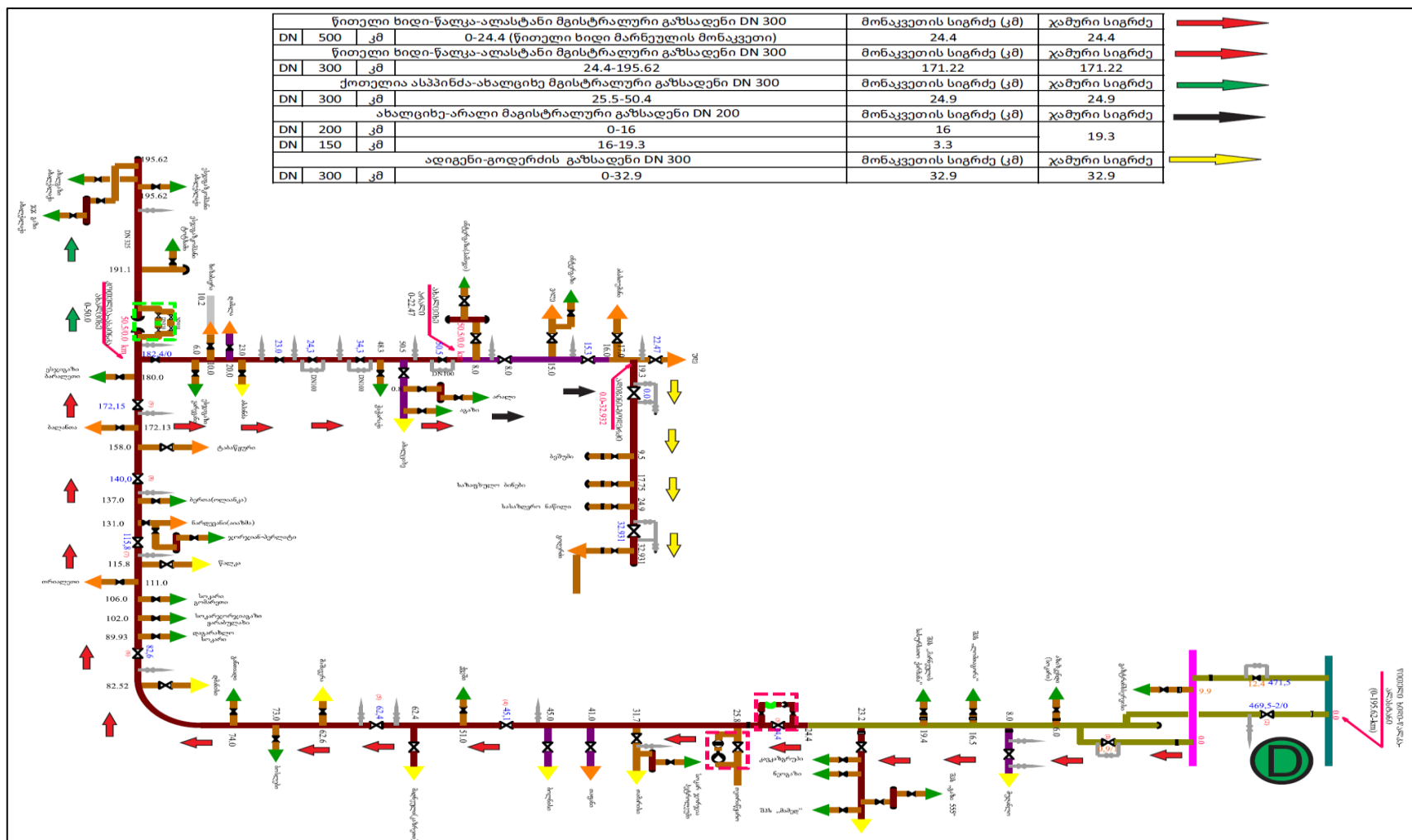


ნახაზი დ.5.3. მაგისტრალური გაზსადენები - ცენტრალური რეგიონი



ნახაზი დ.5.4. მაგისტრალური გაზსადენები - დასავლეთის მიმართულება





ნახაზი დ.5.6. მაგისტრალური გაზსადენები - სამხრეთის განშტოება

დანართი 6
სამხრეთის განუტოება
ქოთელთა-ასპინძის მონაკვეთის მდგომარეობის შესწავლის
შედეგები

მაგისტრალური გაზსადენის სამხრეთის განშტოების ქოთელია-ასპინძის (კმნ: 0-20) მონაკვეთი აშენდა გასული საუკუნის 90-იან წლებში. გამოყენებულია DN-300 მმ დიამეტრის 6 მმ კედლის სისქის მილები. მონაკვეთის უმაღლესი წერტილი ზღვის დონიდან 1920 მეტრზე მდებარეობს, ქოთელიდან მე-12-ე კილომეტრზე. საწყისი წერტილიდან მე-10-ე კილომეტრამდე გაზსადენი განლაგებულია სწორ-ვაკე ადგილზე, გაზსადენის დანარჩენი ნაწილი განლაგებულია მთაგორიან რელიეფზე. ვულკანოგენური და დანალექი წყებებით წარმოდგენილ, დაბალი აგრესიულობის გრუნტებში.



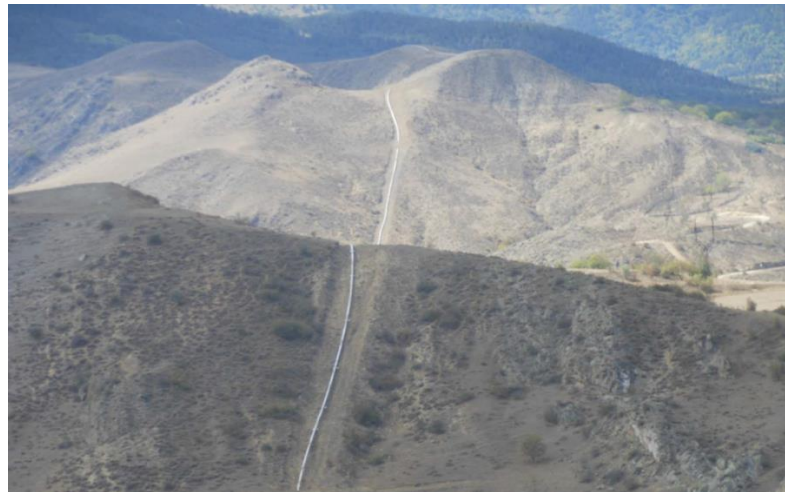
როგორც აღინიშნა, ასპინძა-ქოთელიას მონაკვეთის ტექნიკური მდგომარეობა არ შეესაბამება თანამედროვე სტანდარტების მოთხოვნებს და ექვემდებარება რეკონსტრუქციას. სამხრეთის განშტოების მეორე კრიტიკულ მონაკვეთთან ერთად (ახალციხე-უდეს 22 კმ-სიგრძის შემცირებული დიამეტრის ჩანართებით), ასპინძა-ქოთელიას მონაკვეთი აყალიბებს წინაპირობებს, რომ აჭარის მიმართულებით გაზის მიწოდებისას, განსაკუთრებით ზამთრის პიკური მოხმარების დროს, ვერ იქნება უზრუნველყოფილი საჭირო გამტარუნარიანობა.

პროექტის თანახმად გაზსადენის ჩაღრმავება საშუალოდ 60-80 სანტიმეტრი უნდა იყოს, თუმცა დღეისათვის გაზსადენის მნიშვნელოვანი ნაწილი გაშიშვლებულია. გაშიშვლებულ მონაკვეთებზე ჩანს დაზიანებული პოლივინილქლორიდის საიზოლაციო ლენტი. არის ისეთი მონაკვეთებიც სადაც უშუალოდ გაზსადენის გაშიშვლების ზემოდან აწყვია დიდი ზომის ქვები. რეკონსტრუქციის გეგმა ითვალისწინებს იზოლაციის აღდგენას, მილსადენის ჩაღრმავებას ან საყრდენებზე განლაგებას (მეთოდი დაზუსტდება დეტალური პროექტის მომზადების დროს).

გაზსადენის დიდი დახრის კუთხის მქონე ფერდობებზე და გზის კვეთებზე გაბიონებისა და ზღუდარების არარსებობა განაპირობებს გაზსადენის არასტაბილურ მდგომარეობას. ცალკეული უბნებზე აღინიშნება მილსადენის მექანიკური დაზიანებები: ჩაბრეცილი და გაღუნული სეგმენტები,

ლიკვიდირებული გამჭოლი ნახვრეტები. გაზსადენის საჰაერო მონაკვეთებს ხშირ შემთხვევაში საერთოდ არ აქვს საყრდენები ან თუ აქვს, არ არის მოწყობილი ნორმატიული მოთხოვნების გათვალისწინებით. რეგიონში ზამთრის პერიოდში თოვლის დიდი საფარის გამო გაზსადენის ამ მონაკვეთებზე მოდის დამატებითი დატვირთვა. შესაბამისად, გაზსადენი იმყოფება კრიტიკულ მდგომარეობაში და დიდია რისკი, რომ მოხდეს გაზსადენის გაწყვეტა ან მინიმუმ ბზარების წარმოქმნა პირაპირა შენადული ნაკერის ადგილებზე.

გაზსადენის ამ მონაკვეთზე, გათვალისწინებულია ფერდობებსა და გზის კვეთებზე განლაგებული მილსადენების დამცავი კონსტრუქციების მოწყობა, ხოლო მექანიკურად დაზიანებულ, ან პოტენციური დაზიანების უბნებზე ახალი მილსადენის მონტაჟი (წინასწარი შეფასებით ასეთი უბნების ჯამური სიგრძე მილსადენის მთლიანი სიგრძის 10 %-ს არ აღემატება).



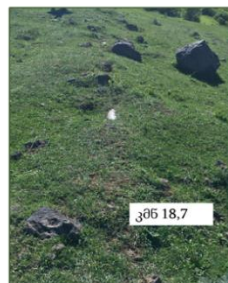
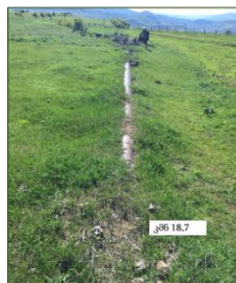
ქვემოთ მოცემულია ქოთელია-ასპინძის მონაკვეთის დაზიანებული უბნების მახასიათებელი ფოტოები.

ეკონომიკური გათვლების მიზნებისათვის გათვალისწინებულია რეკონსტრუქციის პროექტის შემდეგი სამუშაოების ღირებულებები:

- მილსადენის ცალკეული, ჯამურად 2 კმ სიგრძის მონაკვეთების სრული აღდგენა (ახალი მილსადენის მშენებლობა). ღირებულება აიღება ცხრილი 1.5-ის მონაცემების გათვალისწინებით და შეადგენს 678 ათას ლ-ს;
- ჯამურად 18 კმ სიგრძის მონაკვეთის კაპიტალური რემონტი¹⁰¹, მათ შორის:
 - ვაკეზე განლაგებული 10 კმ-იანი მონაკვეთის იზოლაციის აღდგენა და ტრასის მოწესრიგება. ღირებულება - 1200 ათასი ლ;
 - მთაგორიან რელიეფზე განლაგებული მილსადენის საჰაერო მონაკვეთების აღჭურვა დამცავი კონსტრუქციებით, აგრეთვე, საყრდენების მოწყობა შესაბამისი სტანდარტების დაცვით, საიზოლაციო დანაფარის აღდგენა. ღირებულება - 1248 ათასი ლ.

სულ ქოთელა-ასპინძის 20 კმ-იანი მონაკვეთის აღდგენა-რეკონსტრუქციის პროექტის სავარაუდო ჯამური ღირებულება, ზედნადები ხარჯების გათვალისწინებით, შეადგენს დაახლოებით 3,438 მლნ ლ-ს

¹⁰¹ კაპიტალური რემონტის ღირებულება აღებულია ცხრილი 1.5-ის მონაცემების გათვალისწინებით, სამშენებლო მასალების (მილების ღირებულების გამოკლებით)



დანართი 7

გომი-ხაშური-ბაკურიანი და ტაბაწყური-ბაკურიანის შემკრავი

გომი-ხაშური-ბაკურიანის გაზსადენის მდგომარეობის შესწავლის შედეგები

დღეისათვის ბორჯომ-ბაკურიანის ზონა, ხაშური მუნიციპალიტეტის ძირითად მომხმარებლებთან ერთად გომი-ხაშური-ბაკურიანის განშტოებით მარაგდება.

„გომი-ხაშური-ბაკურიანის“ მაგისტრალურ გაზსადენზე გამოყენებულია კმნ: 0,0-33,74 მდე DN-500 მმ დიამეტრის, X=8-9 მმ კედლის სისქის მქონე მილები. მილის კედლის ფაქტობრივი სისქე მიმდინარე პერიოდისათვის (უკანასკნელი გაზომვები შესრულებულია 2019 წ ივნისში), მერყეობს 7,3 მმ-დან 5,7 მმ-მდე. კმნ: 33,74-51,90-მდე გამოყენებულია DN-300 მმ X-7მმ კედლის სისქის მილები. 300 მმ-იანი მილსადენის კედლის ფაქტობრივი სისქე მიმდინარე პერიოდისათვის, მერყეობს 5,5 მმ-დან 6,8 მმ-მდე. გაზსადენზე რამდენიმე ძირითადი განშტოებაა: ხაშურის (კმნ.16,7), ახალდაბის (28,1), ყვების (33,8), მზეთამზის (52,1).

კმნ 19,00-დან მდინარე მტკვრის საჰაერო გადასასვლელით გადაკვეთის შემდეგ, გაზსადენი განლაგებულია რთული რელიეფის მქონე რეგიონში, თრიალეთის ქედის ჩრდილოეთ ნაწილზე, მაქსიმალურ სიმაღლეზე 1800 მეტრი ზღვის დონიდან. ამ მონაკვეთზე რელიეფი ტყის ხშირი მცენარეული საფარით არის დაფარული. გაზსადენის ნაწილზე ფაქტიურად არ არსებობს შესაბამისი წესით გასუფთავებული დერეფანი, რამაც გადაულახავი დაბრკოლებები შეიძლება წარმოშვას სარემონტო სამუშაოების ჩატარების საჭიროების შემთხვევაში. განსაკუთრებით რთული მონაკვეთებია: კმნ: 25,0-27,0 და კმნ: 35,0-37,0, სადაც გავლა შესაძლებელია მხოლოდ სპეციალური დამხმარე აღჭურვილობით, თანაც მხოლოდ გაზაფხულ-შემოდგომის პერიოდში. გაზსადენის ეს მონაკვეთი (კმნ: 19,0-51,0) სეისმურად აქტიურ ზონაშია მოქცეული, ხოლო მზეთამზესთან იგი განლაგებულია ციცაბო ფერდობზე 40 გრადუსიანი ქანობით, რაც დამატებით დამატულ მდგომარეობას განაპირობებს, მეწყრებისა და ჩამონადენი წყლისგან პროვოცირებული გრუნტის ეროზიის გამო, რამაც გაზსადენის მფარავი გრუნტის გადარეცხვა-გამიშვლება გამოიწვია. რამდენიმე ადგილზე გაზსადენს აღენიშნება დიდი ზომის მექანიკური დაზიანება. დიდი დახრის კუთხის მქონე ფერდობებზე დამცავი გაბიონებისა და ზღუდარების არარსებობა დამატებით საფრთხეს წარმოადგენს გაზსადენის უსაფრთხო ექსპლოატაციისათვის.

გამოკვლევის შედეგად დადგენილია, რომ იზოლაციის 17,3% საშუალო ზომის გამჭოლი ნახვრეტებითაა დაფარული, ხოლო 3,1 % ძლიერ დაზიანებულია. საერთო ჯამში გაზსადენის იზოლაციის დაახლოებით 20% აღსადგენია. განსაკუთრებით დაზიანებული იზოლაციის უბნებში შედის აგრეთვე მილსადენის ძნელად მისადგომი უბნები კმნ 19,0-დან 51,0 კმნ-მდე. გაზსადენის საჰაერო და გამიშვლებულ მონაკვეთებზე აღინიშნება კოროზიის პროცესის შედეგად წარმოქმნილი ნიჟარები, ლაქები და განშრევების ფენა.

გარდა ამისა გაზსადენის 7,3-19,5 კმ-მდე მონაკვეთზე, სარკინიგზო მაგისტრალის გასწვრივ, აღინიშნება მოხეტიალე დენების კონცენტრაცია გაზსადენზე შესაბამისი უარყოფითი შედეგით (გამოვლენილია ანოდური და კათოდური ზონები), ხოლო 19,5-34,4 კმ-მდე მონაკვეთზე დაფიქსირებულია „მილი-მიწის” ბუნებრივი პოტენციალის დიდი სხვაობა 0.5-5 V-მდე, რაც აგრეთვე უარყოფითად მოქმედებს გაზსადენის მდგომარეობაზე. ამავე დროს, მილსადენის ელექტროქიმიური დაცვის სისტემა არ მუშაობს 1985 წლიდან. განშტოების მილსადენების საშუალო ასაკი 41 წელია (იხ. ცხრილი).

გომი-ხაშური-ბაკურიანის განშტოების მიწების ასაკი

L, კმ	D, მმ	ასაკი
16,80	500	48
17,00	500	45
19,00	300	31
0,42	200	31

ცნობილია, რომ მაგისტრალური გაზსადენები კრიტიკულ მდგომარეობაში გადადიან ექსპლუატაციის დაახლოებით 40 წლის შემდეგ¹⁰², როცა მათი საიმედოობა მკვეთრად იწყებს კლებას ხოლო დაზიანების ალბათობა მნიშვნელოვნად იზრდება.

წარმოდგენილი TYNDP-ით მოცულ 2030 წლამდე პერიოდში, არსებული მილსადენის 55-58 წლის ასაკის მონაკვეთების მტყუნების ალბათობა 70 %-ს მიაღწევს. თუ გავითვალისწინებთ, რომ მაგისტრალის მნიშვნელოვანი ნაწილი რთული, მთაგორიანი რელიეფითა და უხვტოვლიანობით გამორჩეულ რეგიონშია განლაგებული, მისი მედეგობა (resilience) კრიტიკულად დაბალია, რადგან გაზის მიწოდების ავარიული შეწყვეტის შემთხვევაში მილსადენის დაზიანების გამო, მისი აღდგენა ოპერატიულად შეუძლებელია.

შესაბამისად, მილსადენის მნიშვნელოვანი ნაწილის მდგომარეობა მეტად არასახარბიელოა ელექტროქიმიური დაცვის, იზოლაციის მდგომარეობის, კოროზია მედეგობისა და ასაკთან დაკავშირებული მტყუნებების მაღალი ალბათობის გამო

¹⁰² წყარო: Teimuraz Gochitashvili, Oil and Gas Sector of Georgia in the Tarnsition Period, Tbilisi, 2020

(იხილეთ მილსადენების ტიპიური დაზიანებული მონაკვეთების დამადასტურებელი ფოტომასალა).

გარდა ამისა, არსებული გაზსადენის ჰიდრავლიკური გაანგარიშების შედეგების ანალიზი აჩვენებს, რომ რეგიონის 2030 წლის სავარაუდო პიკური მოხმარების დროს, დისტრიბუციის ქსელში გაზის სტანდარტული წნევით მიწოდების შემთხვევაში, გაზსადენის მუშა წნევამ შეიძლება მნიშვნელოვნად გადააჭარბოს, ფაქტობრივ წნევას არსებულ გაზსადენში.

შესაბამისად, TYNDP-ის საანგარიშო ათწლიან პერიოდში, არსებული გომი-ხაშური-ბაკურიანის გაზსადენის მწყობრიდან ავარიული გამოსვლის მაღალი ალბათობისა და ოპერატიული აღდგენის, აგრეთვე, მის მიერ 2030 წლის სავარაუდო პიკური მოთხოვნის დაკმაყოფილების სირთულის გამო, აუცილებელია მისი მოდერნიზაცია ან ალტერნატიული მიწოდების მარშრუტის უზრუნველყოფა.

მოდერნიზაციის შემთხვევაში საჭირო იქნება განშტოების დაახლოებით 16,7 კმ სიგრძის 500 მმ-იანი მონაკვეთის (ხაშურის განშტოებამდე) და დანარჩენი 35,1 კმ სიგრძის მონაკვეთის 300 მმ-იანი მილსადენის მშენებლობა. სავარაუდო დანახარჯები ასეთი პროექტის რეალიზაციისათვის, ცხრილი 1.5-ის მონაცემების გათვალისწინებით, დაახლოებით 8463 ათას აშშ დოლარს შეადგენს. ამასთან, ახალი მილსადენის რთულ რელიეფზე განლაგებული კრიტიკული მონაკვეთის შენარჩუნების გამო, მილსადენის მწყობრიდან გამოსვლის ალბათობა ბუნებრივი კატაკლიზმების გამო, კვლავ ძალიან მაღალი დარჩება.

რეგიონში გაზის ალტერნატიული მიწოდების ტაბაწყური-ბაკურიანის მონაკვეთის მშენებლობა, დამატებით კი 24,7 კმ სიგრძის მონაკვეთის აღდგენა ბაკურიანიდან ახალდაბის განშტოებამდე წინასწარი შეფასებით დაახლოებით 5483 ათასი აშშ დოლარის ინვესტიციას მოითხოვს. პროექტის რეალიზაციის დაგეგმილი ვადა 2024 წელი, ექსპლუატაციის სავარაუდო ვადა 40 წელი. ახალი გაზსადენი საშუალებას იძლევა უზრუნველყოფილ იქნეს ბორჯომ-ბაკურიანის რეკრეაციული ზონის გარანტირებული გაზმომარაგება მუშა წნევების შეზღუდვის გარეშე, მათ შორის პიკური დატვირთვების დროს.

გარდა ამისა, პროექტის რეალიზაცია საშუალებას იძლევა კრიტიკულ სიტუაციაში განხორციელდეს საქართველოს ცენტრალური (ან სამხრეთი) რეგიონების გაზმომარაგება დროებითი, საავარიო სქემით სამხრეთ საქართველოს გაზმომარაგების სისტემის “წითელი ხიდი-წალკა-ახალციხის” მილსადენის 160 კმ-დან აღმოსავლეთ-დასავლეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემის შემადგენელი სამგორი-

ქუთაისის მაგისტრალური გაზსადენის 90 კმ-თან (გომი-ხაშური-ბაკურიანის განშტოების მიერთების წერტილში), ანდა პირიქით¹⁰³.



¹⁰³ აღნიშნული არ არის გათვალისწინებული პროექტის რეალიზაციის შედეგად მიღებული სარგებლის გაანგარიშებაში



2019 წლის შესწავლის შედეგები



დანართი 8
პირდაპირი მომხმარებლები

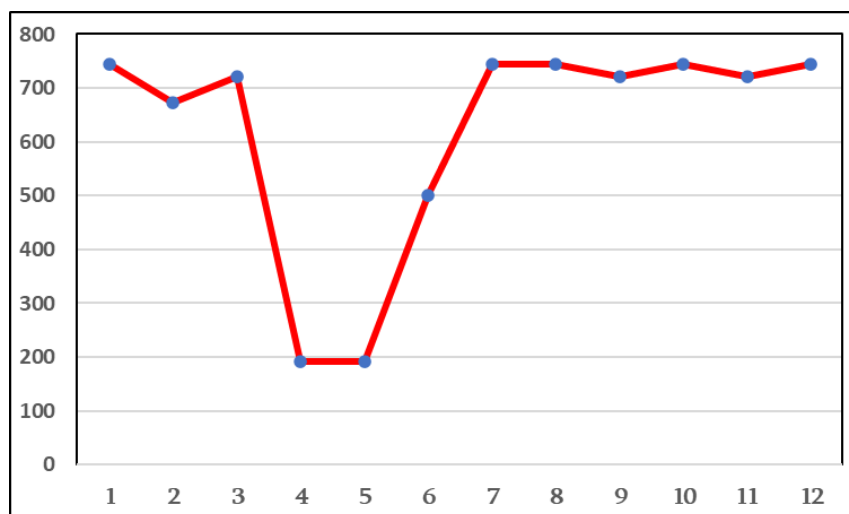
მიმწოდებელი	მომხმარებელი	2019
თბილისის სატრანსპორტო კომპანია	შპს „თბილისის სატრანსპორტო კომპანია“	3926,2
სს „ვისოლ პეტროლიუმ ჯორჯია“	სს „ვისოლ პეტროლიუმ ჯორჯია“	2127,1
სს „რუსთავეის აზოტი“	სს „რუსთავეის აზოტი“	183824,9
სს „საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაცია“	შპს „ჰაიდელბერგცემენტი ჯორჯია“	295,3
	შპს „დაბი“	218,2
	შპს „ავტოგაზგასამართი სადგური წნორი“	378,8
	შპს „გაზ 555+“	812,8
	შპს „გაზიმპექსი“	409,5
	შპს „განთიადი 9“	447,9
	შპს „დედლაპე“	99,5
	შპს „ინერგაზი“	74,5
	შპს „იტალ+“	197,2
	შპს „კაცხი+“	392,8
	შპს „რუსთავეის ფოლადი“	2977,0
	შპს „საგურამოს საფეხურთო კომპლექსი“	5,6
	შპს „ჯეოსთილი“	2578,2
	სს „საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაცია“ Total	8887,4
სს „სოკარ ჯორჯია გაზ დისტრიბუშენ“	სს „გომის სპირტისა და არყის კომპანია“	92,3
	სს „ლომისი“	1320,8
	სს „საქართველოს ნატურალ პროდუქტთა კომპანია“	12,3
	სს „სოკარ ჯორჯია გაზ დისტრიბუშენ“ (გაზ-ჯორჯია)	295,1
	სს „სოკარ ჯორჯია გაზ დისტრიბუშენ“ (მ და ბ)	138,8
	შპს „ზეკა“	106,5
	შპს „ლ.ჯლ“	107,6
	შპს „მემა“	48,2
	შპს „ჯი პოინტ“	92,0
	შპს „CNG+“	198,9
	შპს „Gogaz გოუგაზი“	592,7
	შპს „GONG“	496,9
	შპს „HB-გუდაური“	11,9
	შპს „არალი“	834,3
	შპს „ატლანტიკ საქართველო“	383,4
	შპს „აშკავეთი“	48,9
	შპს „ბარამბო“	532,0
	შპს „ბაჩო და კომპანია“	801,9
	შპს „ბეგი და კომპანია“	262,6
	შპს „გაზიმპექსი“	1160,7
	შპს „გაზილი“	299,2
	შპს „განთიადი“ (აფენი)	10,0
	შპს „გარდაზნის თბოსადგური“	145,7
	შპს „გეგუთი 2019 “	787,2
	შპს „გზა ნანგრევებზე“	28,2
	შპს „გზამშენი 2005“	261,9
	შპს „გიო“- (ქუთაისი)	1354,7
	შპს „გოგნის კარუგდებელი“	468,4
	შპს „გრინ-გაზი“	188,7
	შპს „გუდაური სკი რესორტი“	231,6
	შპს „დენმარკ“	214,6
	შპს „დიდოსტატი“	9,3
	შპს „დმოს“	535,3
	შპს „ევროგაზი“	1010,3
	შპს „ელისი 2015“	435,2
	შპს „ვანოსი“	267,5
	შპს „ზედ ნავთობის კომპანია“	416,5
	შპს „თორა“	903,8
	შპს „ინდიკო“	249,4
	შპს „ისოილი“	750,4
	შპს „კავკაზ გრუპი“	295,9
	შპს „კავკაზგაზი“	906,6
	შპს „ქნაფე გიპს თბილისი“	3738,3
	შპს „კომპანია ზღუე სი გრუპი“	758,9
	შპს „კორპორაცია სინო-ჰიდროს ფილიალი საქართველო“	1580,0
	შპს „ლეგომეტალი“	413,8
	შპს „მამიზა პეტროლიუმ“	116,7
	შპს „მარნეულის სასურსათო ქარხანა“	213,3
	შპს „მილა+“	683,6
	შპს „მონო“	190,0
	შპს „ნიკა-777“	959,0
	შპს „ნიკეა“	557,2
	შპს „ოკეანე“	1071,7
	შპს „ოსტატის სახლი“	52,1
	შპს „პიროუზი“	6,3
	შპს „პრიორი+“	349,1
	შპს „როიალგაზი“	486,4
	შპს „საგზაო სამშენებლო-სარემონტო კომპ. სერპანტ“	523,6
	შპს „სანლე გრუპი“	53,4
	შპს „სახელმწიფო სამშენებლო კომპანია“	0,0
	შპს „სიახლე“	94,5
	შპს „ტავე ურბან საქართველო“	296,6
	შპს „უნივერსალ სპირიტი“	1997,3
	შპს „ფირმა ლომთაგორა“	8,4
	შპს „ქართგაზი“	310,6
	შპს „ჩირინა“	1868,8
	შპს „წინანადალი+“	3,7
	შპს „ჯ.ჯ.გაზი“	142,6
	შპს „ჯეოსთილი“	1851,4
	შპს „ჯეოტრანსგაზი“	368,7
	შპს „ჯი არ ჯი“	691,9
	შპს „ჯი-სი-ჯი“	1491,4
	შპს „ჯოკონდა“	699,1
	შპს „ჯორჯიან პერლიტი“	174,0
	შპს „ჯორჯიან-გაზ პლიუსი“	374,8
	შპს „ჰენკელ ბილდინგ ქემიკალ ჯორჯია“	47,8
	სს „სოკარ ჯორჯია გაზ დისტრიბუშენ“ Total	39483,3

სს „სსეკ“	სს „სსეკ“-თბილისრესი	69222,6
	სს „ქართული ლუდის კომპანია“	1290,1
	სს „საქართველოს სათბურების კორპორაცია“	1470,4
	შპს „ნეოგაზი“	15861,8
	შპს „ჰაიდელბერგცემენტი ჯორჯია“	265,5
	შპს „ალტეკი“	154,0
	შპს „GEOGAS“	574,5
	შპს „ახალგაზი“	466,1
	შპს „ბაზალტ ფაიბერსი“	49,9
	შპს „გაზი 999“	270,7
	შპს „გოგა 2006“	329,1
	შპს „დელტა-პე“	37,4
	შპს „ეტლი 2006“	411,8
	შპს „იბერგაზი“	31,8
	შპს „იუნიგრეინ ჯორჯიან გრუპ“	20,7
სს „სსეკ“ Total		90456,6
ფრონტერა	შპს „ბუნებრივი აირი“	313,2
შპს „ბაგო“	შპს „ბაგო“	917,4
	შპს „ბუნებრივი აირი“	2657,7
შპს „ბაგო“ Total		3575,2
შპს „გაზ თრეიდიנג“	სს „ვისოლ პეტროლიუმ ჯორჯია“	3752,9
	სს „სუპერგაზი 3+“	216,8
	სს „მინა“	7622,7
	სს „სუპერგაზი იტალია“	1493,3
	სს „სუპერგაზი იტალია“-რუსთავი	617,8
	შპს „ბანი 13“(ეკოგაზი)	2923,5
	შპს „ბუნებრივი აირი“	1233,6
	შპს „გამა პლიუსი“	4006,4
	შპს „გია“	327,8
	შპს „მისაქციელი 2001“	288,8
	შპს „რუსთავის ფოლადი“	3160,1
	შპს „სან პეტროლიუმ ჯორჯია“	2882,3
	შპს „სოკარ ჯორჯია პეტროლიუმ“	21725,7
	შპს „სპეროზა“	689,8
	შპს „სუპერგაზი“	596,8
	შპს „ტრანსგაზი“	1214,8
შპს „გაზ თრეიდიנג“ Total		52752,9
შპს „გაზენერჯი“	შპს „დაბი“	58,0
	შპს „ვეტოგაზგასამართი სადგური წნორი“	178,4
	შპს „გაზ 555+“	489,3
	შპს „განთიადი 9“	235,3
	შპს „დელტა-პე“	157,6
	შპს „იბერგაზი“	132,6
	შპს „იტალ+“	181,4
	შპს „კაცხი+“	201,2
	შპს „საგურამოს საფეხბურთო კომპლექსი“	8,2
შპს „გაზენერჯი“ Total		1642,0
შპს „გარდაბნის თბოსადგური 2“	შპს „გარდაბნის თბოსადგური 2“	86,0
შპს „გარდაბნის თბოსადგური“	შპს „გარდაბნის თბოსადგური“	137940,1
შპს „თბილისი ენერჯი“	სს „ვისოლ პეტროლიუმ ჯორჯია“(თბილისი)	1348,8
	შპს „კომპანია ზლექ სი გრუპი“ (აეროპორტი)	1530,6
	შპს „გარანტი XXI“	556,7
შპს „თბილისი ენერჯი“ Total		3436,1
შპს „მტკვარი ენერჯი“	შპს „მტკვარი ენერჯი“	144731,5
შპს „სოკარ ჯორჯია გაზი“	ოლიანკის მამათა მონასტერი	25,8
	სართიჭალა	1991,7
	სსიპ შემოსავლების სამსახური	73,4
შპს „სოკარ ჯორჯია გაზი“ Total		2090,9
შპს „ჯ.ი. თრეიდინგი“	შპს „ფორმულა“	888,5
შპს „ჯიფაუერი“	შპს „ჯიფაუერი“-გარდაბნის აირტურბინა	19895,2
ყველა პირდაპირი მომხმარებელი, ჯამი		696 057,1
პირდაპირი მომხმარებლები თესების გარდა, ჯამი		393 404,4

დანართი 9
გკც თეს-ის ფუნქციონირების პირობები

გარდაბანი-3 კომბინირებული ციკლის თბოელექტროსადგურის ექსპლუატაციის სავარაუდო პარამეტრები განსაზღვრულია მოქმედი გარდაბნის კომბინირებული ციკლის თბოელექტროსადგურების ექსპლუატაციის გამოცდილებისა და ქსელის ოპერატორის რეკომენდაციის გათვალისწინებით..

თეორიულად, გარდაბანი-3 კომბინირებული ციკლის თბოელექტროსადგურის დატვირთვა თვეების მიხედვით შეიძლება წარმოდგენილი იყოს გრაფიკით (იხ. ნახაზი).

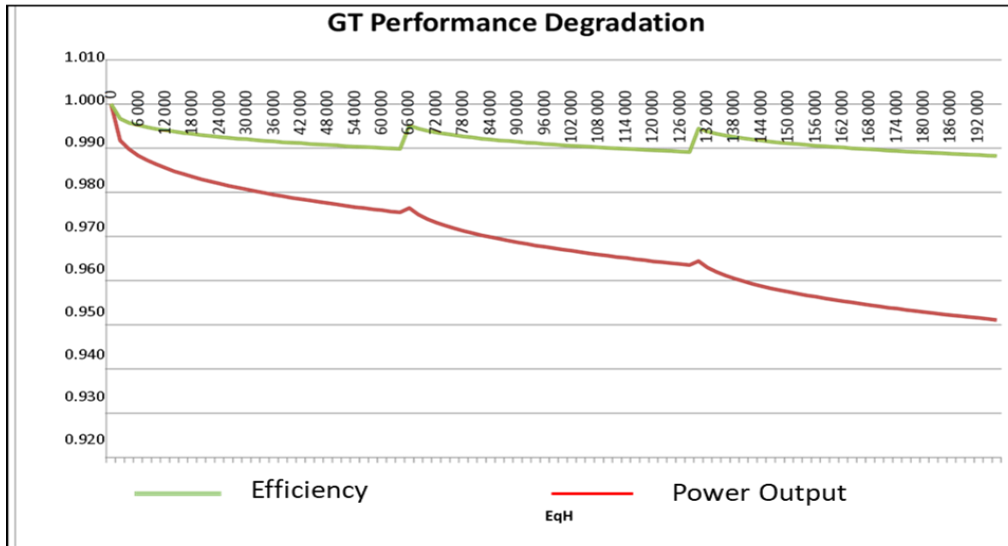


ნახაზი დ.9.1. გარდაბანი 3-ის თეორიული დატვირთვა (სთ) თვეების მიხედვით

ამასთან ერთად თუ გათვალისწინებულ იქნება ოპერირების პერიოდში მოწყობილობათა გარდაუვალი დეგრადაცია (ექსპლუატაციის დაწყებიდან მორიგ კაპიტალურ შეკეთებამდე - იხ. ნახაზი), შეიძლება განისაზღვროს საშუალო თეორიული წლიური გამომუშავება.

ქვემოთ ცხრილში ნაჩვენებია გარდაბანი 3-ის თეორიული გამომუშავება¹⁰⁴ საპროექტო პარამეტრებით ოპერირების დროს დაგეგმილი ექსპლუატაციის პერიოდის (25 წელი, დაახლოებით 200 000 სთ, 0,93% ხელმისაწვდომობის [availability] დროს) პირველ, მეორე და მესამე, დაახლოებით 8,5 წლიან პერიოდებში, ტურბინების ოპტიმალურ კლიმატურ პირობებში მუშაობისას).

¹⁰⁴ გათვალისწინებული ორივე აგრეგატის თანადროული მუშაობა სრული სიმძლავრით



ნახაზი დ.9.2. გარდაბანი 3-ის მოწყობილობათა დეგრადაციით გამოწვეული ეფექტურობისა და გამომუშავების ცვლილების გრაფიკი

ცხრილი დ.9.1. გარდაბანი 3-ის თეორიული გამომუშავება¹⁰⁵ ოპერირების დაწყებიდან მორიგ კაპიტალურ რემონტამდე პერიოდებში

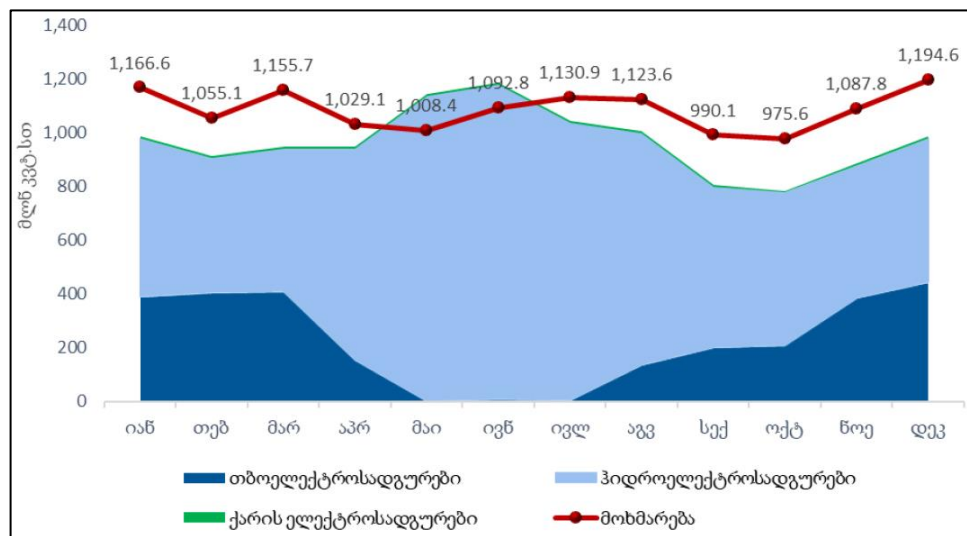
	0-100 თვე	101-200 თვე	201-300 თვე
მგვტსტ	16 580 032	16 377 011	16 072 480
მგვტსტ/წ	1 989 604	1 965 241	1 928 698

ფაქტიურად კი, მოთხოვნიდან გამომდინარე, გარდაბანი-3 კომბინირებული ციკლის თბოელექტროსადგურის ექსპლუატაციის ხანგრძლივობა წელიწადში მოსალოდნელია 5500÷6000 საათის ფარგლებში, რა დროსაც გამოიმუშავებს დაახლოებით 1,5 მლრდ კვტსტ-მდე ელენერგიას (ბაზრის მოთხოვნის შემთხვევაში, წლიური გამომუშავება 1,6 მლრდ კვტსტ-მდე და მეტად შეიძლება გაიზარდოს). შესაბამისად სადგურის სიმძლავრის ჯამური კოეფიციენტი იქნება 0,63 – 0,68.

სავარაუდოდ, გარდაბანი-3 კომბინირებული ციკლის თბოელექტროსადგური არ, ან ნაკლები დატვირთვით იმუშავებს ყოველწლიურად აპრილში, მაისში და ივნისში, იმის გათვალისწინებით, რომ ამ პერიოდში საქართველო მთლიანად იქნება უზრუნველყოფილი ადგილობრივი ჰიდროელექტრო სადგურების პროდუქციით (აღნიშნულის საფუძვლად აღებულია ფაქტიური მონაცემები - იხილეთ ნახაზი დ.9.1. - 2019 წლის წარმოება-მოხმარების მაჩვენებლები. წყარო: სემეკის 2019 წლის წლიური ანგარიში), ასევე, სამიზნე საექსპორტო ბაზრებზე (ძირითადად თურქეთის) არ იქნება მოთხოვნა დამატებით საქართველოდან მიწოდებულ ელენერგიაზე. გარდა ამისა ყოველწლიურად განხორციელდება სადგურზე მიმდინარე პროფილაქტიკური

¹⁰⁵ გათვალისწინებული ყველა აგრეგატის თანადროული მუშაობა სრული სიმძლავრით

სამუშაოები, ხოლო ექსპლუატაციის ყოველი 8-8,5 წლის შემდეგ ძირითადი მოწყობილობის კაპიტალური შეკეთება.



ნახაზი დ.9.3. ელექტროენერგიის წარმოება და მოხმარება თვეების მიხედვით, 2019 წ.