

UDC 622.692.4:658.26(4)

SCOPUS CODE 2108

<https://doi.org/10.36073/1512-0996-2026-1-133-142>

## კასპიის რეგიონიდან გაზის ევროპაში ტრანსპორტირების ეფექტური ტექნოლოგია და ინფრასტრუქტურა

- ლავრენტი გუდავაძე** საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტის სამთო-გეოლოგიური და მთის მდგრადი განვითარების ფაკულტეტის პროფესორი. საქართველო  
E-mail: z.gudavadze@gtu.ge
- შოთა გუჯაბიძე** ეკონომიკის ექსპერტი. ეკონომიკის მეცნიერებათა დოქტორი. საქართველო  
E-mail: gujabidze.sh@gtu.ge

### რეცენზენტები:

- ი. გუჯაბიძე**, საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტის სამთო-გეოლოგიური და მთის მდგრადი განვითარების ფაკულტეტის პროფესორი  
E-mail: I.k.gujabidze@gmail.com
- თ. ბარაბაძე**, საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტის სამთო-გეოლოგიური და მთის მდგრადი განვითარების ფაკულტეტის პროფესორი  
E-mail: t.barabadze@gtu.ge

**ანოტაცია.** ევროპის ცენტრალური და სამხრეთ-აღმოსავლეთ ქვეყნები ცდილობენ შეამცირონ რუსულ გაზზე დამოკიდებულება და გაზარდონ მომარაგება ალტერნატიული წყაროებიდან, მათ შორის კასპიის რეგიონიდან. სტატიაში განიხილება თხევადი ბუნებრივი აირის (LNG) მიწოდების ტექნოლოგიური და ინფრასტრუქტურული მოდელი პროექტ „Black Sea LNG“-ის ფარგლებში, რომელიც ითვალისწინებს აზერბაიჯანის, საქართველოსა და შავი ზღვის პორტების (ბურგასი, კონსტანცა, ოდესა) გა-

მოყენებას. ასევე შეფასებულია მიწისქვეშა გაზსაცავის (მგს) და სარეგაზიფიკაციო ტერმინალების კაპიტალური დანახარჯები. სტატიაში მოცემულია გაზზე მოთხოვნის სეზონური განსხვავებებისა და რეგიონში არსებული რეზერვების გამოყენებით ეკონომიკური ეფექტიანობის გაზრდის შესაძლებლობები. ავტორები აფასებენ აღნიშნული პროექტის პოტენციალს როგორც ენერგეტიკული უსაფრთხოების გაძლიერების, ისე ეკონომიკური სარგებლის თვალსაზრისით.

**საკვანძო სიტყვები:** ბუნებრივი აირი; გაზის ტრანსპორტირება; ევროპა; ენერგეტიკული უსაფრთხოება; ინფრასტრუქტურა; მიწისქვეშა გაზსაცავი (მგს); სეზონური მარაგი; შავი ზღვა; Caspian gas; LNG.

## შესავალი

### ევროპის ქვეყნების ბუნებრივი გაზით

#### მომარაგებაში არსებული გამოწვევები

ბუნებრივი აირის მომარაგების დივერსიფიკაცია და რუსეთზე დამოკიდებულების შემცირება ევროპული ქვეყნების ერთ-ერთი უმნიშვნელოვანესი ამოცანაა. ცენტრალური და სამხრეთ-აღმოსავლეთ ევროპის ზოგიერთი ქვეყნისთვის, რომლებსაც არა აქვთ წვდომა თხევადი ბუნებრივი აირის მიმღებ საზღვაო პორტებზე (შავი ზღვის დასავლეთ სანაპიროს ქვეყნები და მათი მეზობელი ცენტრალური ევროპის ქვეყნები), ძალზე აქტუალურია კასპიის რეგიონიდან ექსპორტის გაზრდა, რადგან თურქეთი ხელს უშლის გაზის სხვა წყაროებზე წვდომას. ის ზღუდავს ბოსფორის სრუტით შავი ზღვის პორტებში მიმავალი თხევადი ბუნებრივი აირის დიდი გემების გავლას (მცირე ზომის თხევადი ბუნებრივი აირის გემებისთვის ბოსფორის სრუტის გავლა გაცილებით ადვილია). სამიზნე რეგიონის ქვეყნებში (რუმინეთში, ბულგარეთში, უკრაინაში, მოლდოვაში, ჩრდილოეთ მაკედონიაში, სერბეთში, უნგრეთში, სლოვაკეთში, ჩეხეთში, სლოვენია და ავსტრიაში) ბუნებრივი აირის დამატებითი მოცულობის საჭიროებამ 2022 წელს შეადგინა 35.59 მლრდ.მ<sup>3</sup>/წელიწადში (International Energy Agency. (n.d.)) (ცხრილი 1). ამ ქვეყნებმა ბუნებრივი აირი ძირითადად რუსეთიდან –

27.2 მლრდ.მ<sup>3</sup>/წ-ში (მოხმარების 41%) შემოიტანეს, აზერბაიჯანიდან – 5.6 მლრდ.მ<sup>3</sup>/წ-ში (8%), ხოლო 2.59 (4%) მლრდ. მ<sup>3</sup>/წ-ში შედარებით ძვირი გაზი შემოიტანეს აშშ-დან, კატარიდან, ნორვეგიიდან და ალჟირიდან, თურქეთის, საბერძნეთისა და ხორვატიის გავლით. ამრიგად, რუსული გაზის კასპიის გაზით ჩასანაცვლებლად საჭიროა დამატებით 27.2 მლრდ.მ<sup>3</sup>/წ-ში, ხოლო ყველა იმპორტის ჩასანაცვლებლად (კონკურენტული ფასების შემთხვევაში) – 30მლრდ.მ<sup>3</sup>/წ-ში.

მომდევნო წლებში, შავ ზღვასა და მდ. დუნაიზე გემების ბუნკერინგისთვის გაზზე დამატებითი მოთხოვნაა მოსალოდნელი, ეს განსაკუთრებით თხევად ბუნებრივ აირს ეხება. აღსანიშნავია, რომ მდ. დუნაიზე 53 ქალაქია განლაგებული და ის არის ცენტრალური ევროპის მთავარი სატრანსპორტო არტერია. ნავიგაციაში საწვავის გოგირდის გამონაბოლქვის 1%-იდან 0.5%-მდე (გაზრდილი კონტროლის არეალში 0.1%-მდე) შეზღუდვასთან დაკავშირებით, საერთაშორისო ორგანიზაცია IMO ახალი დაცული ტერიტორიების შექმნის საკითხს განიხილავს. 2025 წლის 1 მაისიდან ამ შეზღუდვებს ხმელთაშუა ზღვაზე შეუერთდა (International Maritime Organization. (n.d.)). დადგა შავი ზღვისა და მდ. დუნაის ჯერი. ბალტიის ზღვის მაგალითი გვიჩვენებს, რომ თხევადი ბუნებრივი აირის საწვავის გამოყენებაზე გადასვლა ამ ტერიტორიებზე გემების ბუნკერინგისთვის ეკოლოგიურად სუფთა და ეკონომიკურად მომგებიანი ვარიანტი იქნება (Konoplyanik, A. A., & Sergaeva, A. A., 2018).

ამჟამად, შავ ზღვაზე გემების საწვავად თხევადი ბუნებრივი აირის მოხმარება ძალიან დაბალია – 6

მილიონი ტონა წელიწადში. თხევადი ბუნებრივი აირის მოთხოვნის ზრდა ბუნკერის საწვავის სახით, მომდევნო რამდენიმე წლის განმავლობაში შავ ზღვაში გაიზრდება 100-200 ათასი ტონით წელიწადში, ხოლო დუნაიზე – 20 ათასი ტონით წელიწადში (Konoplyanik, A., & Haug, A., 2020).

ამჟამად, დუნაის ჩრდილოეთ ნაწილი ჩრდილოეთის ზღვიდან მარაგდება. რეგიონის მნიშვნელოვანი, სამხრეთი ნაწილის მომარაგება თხევადი გაზით ძალზე ეფექტური იქნება შავი ზღვიდან.

ცხრილი 1

ქვეყანა	მოპოვება, მლრდ. მ <sup>3</sup> /წ	მოხმარება, მლრდ.მ <sup>3</sup> /წ	იმპორტი, მლრდ.მ <sup>3</sup> /წ	ძირითადი იმპორტიორი ქვეყნები	მგს, მლრდ.მ <sup>3</sup>	იმპორტი რუსეთიდან, მლრდ.მ <sup>3</sup> /წ
რუმინეთი	9,084	11,269	2,18	აზერბაიჯანი, თურქეთი, რუსეთი	3,12	0,336
ბულგარეთი	0	2,5	2,5	აშშ, კატარი, რუსეთი, აზერბაიჯანი.	0,5	0
უკრაინა	19,1	20,8	1,7	რუსეთი, რუმინეთი	31	0
მოლდოვა	0	0,790	0,91	საბერძნეთი, რუსეთი, რუმინეთი, აზერბაიჯანი	0	0,7
სერბეთი	0,4	2,8	3,2	რუსეთი, საბერძნეთი, აზერბაიჯანი	0,43	2,9
უნგრეთი	1,5	7,8	9,0	რუსეთი, საბერძნეთი, აზერბაიჯანი	6,6	8,6
სლოვაკეთი	0,2	4,7	3,0	რუსეთი, ნორვეგია, აზერბაიჯანი	4,11	3,0
ჩრ. მაკედონია	0	0,3	0,3	აზერბაიჯანი, საბერძნეთი	0	0,2
სლოვენია	0	0,9	0,9	რუსეთი, ალჟირი, ნორვეგია, აზერბაიჯანი, აშშ, კატარი	0	0
ჩეხეთი	0,1	6,9	5,9	ნორვეგია, ალჟირი.	3,34	4,28
ავსტრია	0,9	7	6	რუსეთი, აშშ, ნორვეგია, აზერბაიჯანი	6,0	7,0
ჯამი	31,3	65,76	35,59	აზერბაიჯანი	50,47	27,02
მათ შორის საწვავი	-	8	8	აშშ, კატარი, ნორვეგია და ალჟირი, თურქეთისა და საბერძნეთის გავლით	0	0

ამრიგად, ევროპის სამიზნე რეგიონი ღიაა როგორც გრძელვადიანი, მოკლევადიანი კონტრაქტებით კასპიის გაზის მიღებისათვის, რაც საბითუმო და სპოტურ ბაზრებზე მიწოდების ეფექტურად დაბალანსების საშუალებას იძლევა.

უნდა აღინიშნოს, რომ დღეს კასპიის რეგიონიდან ბუნებრივი აირი ევროპის ბაზარს მილსადენებით მიეწოდება, ექსკლუზიურად გრძელვადიანი კონტრაქტებით. ასეთ პირობებში, ბაზრის ყველაზე საინტერესო, მოკლევადიანი ხელშეკრულებებით სწრაფი მიწოდების შესაძლებლობები იგნორირებული რჩება. მილსადენური გაზის ექსპორტით წარმოქმნილი გაუთვალისწინებელი დეფიციტის დაფარვაში მონაწილეობა შეუძლებელია, მაშინაც კი, თუ საჭირო წარმოების რეზერვები არსებობს. ბაზრის ამ სეგმენტის უზრუნველყოფა ძირითადად თხევადი გაზით ვაჭრობით ხორციელდება.

### ძირითადი ნაწილი

#### კასპიის რეგიონში ბუნებრივი გაზის წარმოებისა და ტრანსპორტირების თავისებურებანი

ბუნებრივი გაზის წარმოებას და ტრანსპორტირებას თურქმენეთში, აზერბაიჯანსა და საქართველოში მკაფიოდ გამოხატული სეზონური ხასიათი აქვს. ზამთარში გაზის მოხმარება 2-3 ჯერ მეტია, ვიდრე ზაფხულში (International Energy Agency. (n.d.)). შესაბამისად, ზაფხულში მნიშვნელოვანი რეზერვები წარმოიშობა, როგორც წარმოებაში, ისე სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურაში. ამჟამად, აზერბაიჯანს შეუძლია ბუნებრივი აირის მარაგების 2-3 მლრდ.მ<sup>3</sup>/წ-ით გაზრდა, თურქმენეთის ზაფხულის რეზერვის ადვილად ხელმისაწვდომი ნაწილის მეშვეობით (Roberts, J., & Bowden, J.,2022, March 20).

თურქმენული გაზის ზაფხულის სამრეწველო რეზერვების სრული მოცულობა კასპიის სანაპიროზე დაახლოებით 10 მილიარდ კუბურ მეტრად არის შეფასებული წელიწადში (Roberts, J., & Bowden, J.,2022, March 20).

თურქმენეთმა, ირანმა და ერაყმა დაიწყეს მოლაპარაკებები მარაგების წელიწადში 20 მილიარდ კუბურ მეტრამდე გაზრდის შესახებ (Tagieva, A., 2024, January 12). ასევე განიხილება ყაზახეთიდან ევროპაში ბუნებრივი აირის ექსპორტის საკითხიც (*Trans-Caspian gas pipeline: Azerbaijan offers Turkmenistan a unique chance*).

დღეს ძალზე მნიშვნელოვანი საკითხია კასპიის რეგიონიდან ევროპაში ბუნებრივი აირის მიწოდების ყველაზე მომგებიანი ვარიანტის დადგენა. ამისათვის აუცილებელია რეგიონში გაზის წარმოების თავისებურებების გათვალისწინება. დღეს ევროპაში ბუნებრივი აირის დამატებითი მოცულობების მიწოდების უახლოესი და ყველაზე პერსპექტიული ქვეყანა თურქმენეთია. თურქმენეთის წარმოების რეზერვების ზუსტად დადგენა რთულია მონაცემების არასაჯაროობის გამო, მაგრამ ამ რეზერვების ნაწილის შეფასება შესაძლებელია. 2024 წელს თურქმენეთში ბუნებრივი აირის მოხმარებამ 35 მლრდ.მ<sup>3</sup> შეადგინა. თურქმენეთს არა აქვს მიწისქვეშა გაზსაცავები, ამიტომ, მოხმარების ცვლილებების (ზრდა ზამთარში და შემცირება ზაფხულში), კვალდაკვალ ბუნებრივი აირის წარმოების მოცულობაც იცვლება. რეგიონში ბუნებრივი აირის მოხმარების სეზონური უთანაბრობის კოეფიციენტი 1.5-ზე მეტია (რის გამოც ზამთრისა და ზაფხულის მოხმარების მოცულობების თანაფარდობა არის 21/14), ზამთრისა და ზაფხულის წარმოების მოცულობებს შორის სხვაობა წელიწადში მინიმუმ

7 მლრდ.მ<sup>3</sup>-ია. გარდა ამისა, კასპიის ზღვის თურქმენულ სექტორში, სადაც Petronas გაზს მოიპოვებს, შესაძლებელია 5 მლრდ.მ<sup>3</sup>/წ გაზის დაჭერა და მისი აზერბაიჯანში ტრანსპორტირება. საქმე ისაა, რომ ამ გაზის უდიდესი ნაწილი იწვის ან გაიტყორცნება ატმოსფეროში (Roberts, J., & Bowden, J., 2022, March 20).

ამრიგად, ზაფხულის წარმოების რეზერვები, რომელთა ეფექტურად (ზაფხულის ფასებით) შექმნა, მგს-ში შენახვა და ზამთარში ევროპაში იმპორტირება შესაძლებელია აზერბაიჯანის გავლით, დაახლოებით 12 მლრდ.მ<sup>3</sup>/წ-ს შეადგენს.

თუ დარჩენილ 18 მლრდ.მ<sup>3</sup>/წ (რეგიონში გაზზე მოთხოვნის 30 მლრდ.მ<sup>3</sup>/წ-მდე შესავსებად) გაზის ტრანსპორტირებას წლის განმავლობაში მოვახდენთ თანაბრად - 1,5მლრდ.მ<sup>3</sup>/თვეში, მაშინ გაზზე დაბალი მოთხოვნის პერიოდში (აპრილი-ოქტომბერი, სულ 7 თვე) დამატებით დაგვჭირდება მგს-ი  $7 \times 1,5 = 10,5$  მლრდ.მ<sup>3</sup>-ის შესანახად. ამ შემთხვევაში გაზის შესანახად საჭირო მგს-ის ჯამური მოცულობა იქნება  $10,5 + 12 = 22,5$  მლრდ.მ<sup>3</sup>. სამიზნე რეგიონის ქვეყნების მგს-ების ჯამური აქტიური მოცულობა 19,47 მლრდ.მ<sup>3</sup>-ს შეადგენს (უკრაინის მგს-ების გამოკლებით, რადგან გაზი მოპირდაპირე მხრიდან მოწოდებული იქნება) (იხ. ცხრილი 1). აქედან, ამ ქვეყნებში წარმოებული 12,18 მლრდ.მ<sup>3</sup>/წ-ის 25%-ის შესანახად საჭიროა 3,04 მლრდ.მ<sup>3</sup> მოცულობის მგს. ამიტომ, ზემოაღნიშნული იმპორტის სქემის განსახორციელებლად საჭირო იქნება დაახლოებით  $22,5 - (19,47 - 3,04) = 6,07$  მლრდ.მ<sup>3</sup> მოცულობის მგს-ის ობიექტის აშენება.

ამრიგად, შეიქმნება პროექტისათვის ხელსაყრელი პირობები, რადგან ევროპაში იმპორტირებული გაზის მთლიანი მოცულობის 75% იაფი ზაფხულის გაზი იქნება.

შემოთავაზებული ექსპორტის სქემა ძალიან სასარგებლო იქნება თურქმენეთისთვისაც, ვინაიდან ის წარმოების არსებული რეზერვების სრულად გამოყენებისა და მოგების მნიშვნელოვნად გაზრდის შესაძლებლობას იძლევა.

ყოველივე ზემოთქმულიდან გამომდინარე, შეიძლება რეკომენდაცია მიეცეს კასპიის რეგიონიდან ევროპაში გაზის დამატებით 30 მლრდ.მ<sup>3</sup>/წ ექსპორტისათვის მოხდეს პროექტ AGRI-ს (აზერბაიჯანი, საქართველო, რუმინეთის ინტერკონექტორი) რეორგანიზაცია და ახალი პროექტის, პირობითი დასახელებით „Black Sea LNG“-ს (შავი ზღვის თხევადი გაზი) ფორმირება, რომელშიც გათვალისწინებული იქნება რეგიონში არსებული რეალიები (მოთხოვნა თხევად გაზზე შავ ზღვასა და მდ. დუნაიზე, მიწისქვეშა გაზსაცავის მოწყობის აუცილებლობა, ექსპორტზე დანახარჯების შემცირების შესაძლებლობა და სხვა).

პროექტი „Black Sea LNG“ უნდა მოიცავდეს შემდეგ ინფრასტრუქტურას:

- პროექტ AGRI-ის ანალოგიურად საქართველოს პორტ ყულევში თხევადი გაზის საექსპორტო ტერმინალის შექმნას;
- პორტ ყულევთან მგს-ის მშენებლობას რეგიონში წარმოებისა და სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურის ზაფხულის რეზერვების ეფექტური გამოყენებისთვის (გაზის ფასის შემცირებისა და მოგების გაზრდისათვის);
- თხევადი გაზის მიმღები ტერმინალების მშენებლობა ბულგარეთში (პორტ ბურგასში), რუმინეთსა (პორტ კონსტანცაში) და უკრაინაში (პორტ ოდესაში), რაც საშუალებას მოგვცემს მინიმუმზე დავიყვანოთ გაზის სატრანზიტო გადასახადები და ხელი შევუწყოთ შავ ზღვაზე

გემების თხევად საწვავზე გადაყვანას: ბუნკერების ადგილების რაოდენობის გაზრდას;

- მდ. დუნაის პირველივე პორტ გალაცში მოეწყოს თხევადი გაზის მსხვილტონაჟიანი ტანკერებიდან სამდინარო ტანკერებსა და ბარჟებზე გადატვირთვა მდინარის პორტებში მისაწოდებლად.

პროექტი „Black Sea LNG“, AGRI პროექტის მსგავსად, შესაძლებელია სამ ეტაპად განვითარდეს. ინფრასტრუქტურას დაემატება მიწისქვეშა გაზსაცავი 6 მილიარდი კუბური მეტრი აქტიური მოცულობით. ამისათვის კარგი პირობები გვაქვს იქვე განლაგებულ ყულევის ანტიკლინურ სტრუქტურაში, რომელიც გამოფიტული საბადოების რიცხვს განეკუთვნება და კარგად არის შესწავლილი.

პროექტის ინფრასტრუქტურის შექმნაზე საჭირო კაპიტალური დანახარჯების შეფასებისას გათვალისწინებულია, რომ „რეალურად თხევადი გაზის მწარმოებელი ქარხნების მშენებლობისათვის საჭირო კაპიტალი, უკანასკნელი 10 წლის განმავლობაში ერთეულ პროდუქციაზე შემცირდა 25%-ით, თხევადი გაზის ტანკერებზე 35%-ით, ხოლო რეგაზიფიკაციის (საიმპორტო) ტერმინალების 20%-ით (Construction of liquefied natural gas plants. (n.d.).)

ყულევში პროექტ „Black Sea LNG“-ისთვის 30 მლრდ.მ<sup>3</sup>/წ მწარმოებლობის მქონე საექსპორტო ტერმინალის მშენებლობაზე კაპიტალური ხარჯები განისაზღვრა Qatargas-ის ანალოგის მონაცემების საფუძველზე, რომლის მიხედვითაც 2009-2011 წლებში 7.8 ტ/წ (ანუ 10.53 მილიარდი მ<sup>3</sup>/წ) სიმძლავრის დიდი სახმელეთო საექსპორტო ტერმინალების მშენებლობა საშუალოდ 4.15 მილიარდი დოლარი

დაჯდა (*Qatargas operates seven liquefied natural gas trains...*, 2017, May 1) 30 მლრდ. მ<sup>3</sup>/წ-ში სიმძლავრის ტერმინალის მშენებლობაზე კაპიტალური ხარჯების გამოთვლა შესაძლებელია მასშტაბირების მეთოდის გამოყენებით:

$$C_3'' = C_2'' \times \left(\frac{Q_2}{Q_1}\right)^{0.7} = \$4,15 \text{ მლრდ.} \times \left(\frac{30}{10,53}\right)^{0.7} = \$8,64 \text{ მლრდ.}$$

ინფლაციისა (14 წელი) და ფასების ცვლილების გათვალისწინებით 8,55 მლრდ\$ (Construction of liquefied natural gas plants. (n.d.).)

ბულგარეთში, რუმინეთსა და უკრაინაში მიმდები სარეგაზიფიკაციო ტერმინალების მშენებლობაზე კაპიტალური დანახარჯების შესაფასებლად შეირჩა ანალოგი ლიეტუვაში კლაიპედის თხევადი გაზის მიმღები ტერმინალის სახით/ მისი მწარმოებლობა არის 3 მლრდ. მ<sup>3</sup>/წ (Construction of liquefied natural gas plants. (n.d.).). კაპიტალური დანახარჯები დღეისათვის  $C_0 = \$262,4$  მლნ.-ს შეადგენს. ეს დანახარჯები მოიცავს მცურავი სარეგაზიფიკაციო ხომალდის FSRU-ს ღირებულებასა (\$143,1 მლნ.) და ინფრასტრუქტურის მშენებლობის ღირებულებას (\$119,3 მლნ.) (*Klaipėda LNG terminal*) და (*Lithuanian "Floating Independence"*).

უახლოესი ანალოგის მონაცემების საფუძველზე შესაძლებელია კაპიტალური ხარჯების განსაზღვრა წელიწადში 4 მლრდ.მ<sup>3</sup>/წ, 8 მლრდ.მ<sup>3</sup>/წ და 30 მლრდ.მ<sup>3</sup>/წ მწარმოებლობის მქონე საიმპორტო ტერმინალების მშენებლობისთვის. ამრიგად, ოდესაში უკრაინის იმპორტის ტერმინალისთვის:

$$C_1'' = C_0 \times \left(\frac{Q_1}{Q_0}\right)^{0.7} = \$0,262 \text{ მლრდ.} \times \left(\frac{4}{3}\right)^{0.7} = \$0,32 \text{ მლრდ.}$$

ვარნასა და კონსტანცას ტერმინალებისთვის, წელიწადში 13 მლრდ.მ<sup>3</sup>/წ მწარმოებლობით:

$$C_2'' = C_1'' \times \left(\frac{Q_2}{Q_1}\right)^{0.7} = \$0,32 \text{ მლრდ.} \times \left(\frac{13}{4}\right)^{0.7} = \$0,73 \text{ მლრდ.}$$

სულ მიმღები ტერმინალების მშენებლობაზე საჭირო კაპიტალური დანახარჯები შეადგენს 1,05 მლრდ.\$.

ყულევში მგს-ის მშენებლობის კაპიტალური ხარჯები განისაზღვრა „ბერგერმერის“ (ნიდერლანდები) მგს-ის ანალოგის შესაბამისად (TAQA. (n.d.):

- ტიპი: UGS გამოფიტულ გაზის საბადოში.
- აქტიური მოცულობა: 4.1 მლრდ.მ<sup>3</sup>.
- სიღრმე: 2000 მ-მდე (ყულევისათვის 1800 მ-ია).

მშენებლობის ღირებულება: 800 მილიონი ევრო (*Gazprom and TAQA will invest €800 million in building an underground gas storage facility in the Netherlands [in Russian]. (2009, October 21). OilCapital.ru.*)

გაანგარიშებისას აუცილებელია გავითვალისწინოთ:

- რეგიონული ფასდაკლება: საქართველოში მოვლა-პატრონობის ხარჯები 20-30%-ით დაბალია, ვიდრე ცენტრალურ ევროპაში;
- უკვე შესრულებული სამუშაოები: ყულევის ანტიკლინურ სტრუქტურაზე 19 ჰაბურდილია გაბურღული.

ზემოაღნიშნულის გათვალისწინებით, ყულევში 6.07 მლრდ.მ<sup>3</sup> აქტიური მოცულობით მგს-ის მშენებლობაზე კაპიტალური ხარჯები შეადგენს  $(800\text{მლნ.}\text{€}/4.1) \times 6.07 = 1184\text{€} \times 1.15 = \$1,362$  მლნ. ინფლაციის (2015 წლიდან) 1,693 მლნ.\$ და რეგიონული ფასდაკლების (25%) გათვალისწინებით – 1,269 მლნ.\$.

შესაბამისად, შავი ზღვის ქვეყნებში „Black Sea LNG“ პროექტის ინფრასტრუქტურაზე კაპიტალური დანახარჯები ტოლი იქნება: \$8,55 მლრდ. + \$1,05 მლრდ. + \$1,269 მლრდ. = \$10,87 მლრდ.

„Black Sea LNG“ პროექტში მგს იძლევა დამატებითი მოგების მიღების შესაძლებლობას ბუნებრივი აირის ფასების სეზონური რყევების, გეოპოლიტიკური შოკების (2022), ფინანსური კრიზისების (2008), ტექნიკური მიზეზების გამო გაზომომარაგების შეწყვეტის (მაგალითად, ნორვეგიიდან თხევადი ბუნებრივი აირის მიწოდების შეწყვეტა 2020 წელს) და ა.შ. არსებული მონაცემებისა და ბოლო 20 წლის განმავლობაში განზოგადებული ტენდენციების საფუძველზე, ზაფხულისა და ზამთრის გაზის ფასებს შორის საშუალო სხვაობა იყო  $50 \div 100$  \$/1000მ<sup>3</sup>. პიკის წლებში ეს სხვაობა 200 \$/1000მ<sup>3</sup>-ს აღწევს. ტექნიკური მიზეზებით გამოწვეული პიკების ალბათობა წელიწადში 17.5%-ია (FTI Consulting. 2021, December 23).

მგს საშუალებას იძლევა ევროპაში იმპორტირებული გაზის 75% (22,5 მლრდ.მ<sup>3</sup>) შევიდინოთ დაბალი მოთხოვნების პერიოდში (ზაფხულში) და რეალიზაცია გავუკეთოთ მაღალი მოთხოვნის პერიოდში (ზამთარში) და მივიღოთ  $(50 \div 100) \$/1000\text{მ}^3$ , რაც ერთ წელიწადში  $\$1,125 \div 2,25$  მლრდ. შეადგენს, ხოლო პიკურ წლებში ეს მოგება არის \$4,5 მლრდ. როგორც ზემოთ არის ნაჩვენები მგს-ის დამატებამ გამოიწვია დამატებითი კაპიტალური დანახარჯები \$8,55 მლრდ.-ის ოდენობით. ჩვეულებრივ წლებში ეს თანხა \$8,55 მლრდ./1,7=5 წელიწადში ამოიღება, ხოლო პიკური მხოლოდ 2 წელი იქნება საკმარისი ამ ინვესტიციის ამოსაღებად.

გარდა ამისა, „Black Sea LNG“ საუკეთესო პირობებს ქმნის შავ ზღვასა და მდ. დუნაიზე გემების ბუნკერირებისათვის თხევად გაზზე გადასვლისათვის. ბუნკერინგიდან მიღებული მოგება  $(80 \div 160)$  მლნ.\$/წ.

## დასკვნა

ევროპის სამიზნე რეგიონის ქვეყნებში (რუმინეთი, ბულგარეთი, უკრაინა, მოლდოვა, ჩრდილოეთ მაკედონია, სერბეთი, უნგრეთი, სლოვაკეთი, ჩეხეთი, სლოვენია და ავსტრია) მოთხოვნა ბუნებრივი გაზის დამატებით მოცულობაზე 30მლრდ.მ<sup>3</sup>-ს შეადგენს, რომელიც შესაძლებელია მიწოდებულ იქნეს კასპიის რეგიონიდან.

კასპიის რეგიონში გაზის წარმოებისა და ტრანსპორტირების თავისებურებების გათვალისწინება მგს-ის ეფექტურად გამოყენებისა და მნიშვნელოვანი მოგების საშუალებას იძლევა (მინიმუმ 50÷100 \$/1000მ<sup>3</sup>), ხოლო თხევადი გაზის მიმღები

ტერმინალების მშენებლობა ბულგარეთის, რუმინეთისა და უკრაინის პორტებში საშუალებას მოგვცემს ერთი მხრივ შევამციროთ სატრანზიტო ხარჯები, მეორე მხრივ კი ხელი შევუწყოთ შავ ზღვასა და მდ. დუნიზე გემების თხევადი გაზის საწვავზე გადასვლასა და დამატებითი მოგების მიღებას (\$80÷ \$160) მლნ./წ.

კაპიტალური დანახარჯები პროექტ „Black Sea LNG“-ის მშენებლობაზე, საორიენტაციოდ შეადგენს \$10,87 მლრდ.-ს. პროექტის ფარგლებში შემოთავაზებული წინადადებების გათვალისწინება მნიშვნელოვნად გააუმჯობესებს კასპიის რეგიონიდან ევროპაში გაზის მიწოდების ეკონომიკურ მაჩვენებლებს და გაზრდის მის ეფექტურობას.

## ლიტერატურა

1. International Energy Agency. (n.d.). *Countries and regions*. Retrieved from <https://www.iea.org/countries> IEA
2. International Maritime Organization. (n.d.). *Press releases and news*. Retrieved from <https://www.imo.org/en/MediaCentre/PressBriefings>
3. Konoplyanik, A. A., & Sergaeva, A. A. (2018). The emergence of the LNG market in the Danube region [in Russian]. *Transport on Alternative Fuel*, (2[62]). Retrieved from <https://cyberleninka.ru/article/n/zarozhdenie-rynka-szhizhennogo-prirodnogo-gaza-v-dunayskom-regione-analogii-razvitiya-rynka-spg-dunayskogo-regiona-i-regiona-severnogo-i>
4. Konoplyanik, A., & Haug, A. (2020). Blue fuel for the Black Sea and the Danube [in Russian]. *Neftegazovaya Vertikal*, (7), 10–19.
5. International Energy Agency. (n.d.). *Gas trade flows: Monthly data for 31 countries*. Retrieved from <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/gas-trade-flows#gas-trade-flows>
6. Roberts, J., & Bowden, J. (2022, March 20). Removing Russia from the European gas balance: A major role for Caspian gas. *Atlantic Council EnergySource*. Retrieved from <https://www.atlanticcouncil.org/blogs/energysource/a-major-role-for-caspian-gas/>
7. Tagieva, A. (2024, January 12). There is no official explanation why Turkmenistan stopped supplying gas to Azerbaijan since December 2023... [in Russian]. *Sputnik Azerbaijan*. Retrieved from

- <https://az.sputniknews.ru/20240112/ni-kholodno-ni-zharko-nuzhen-li-azerbaydzhanu-turkmenskiy-gaz-ili-pochemu-prekratilsya-svop-461897615.html>
8. *Trans-Caspian gas pipeline: Azerbaijan offers Turkmenistan a unique chance* [in Russian]. (2023, August 15). *Moscow–Baku*. Retrieved from [https://www.moscow-baku.ru/news/economy/transkaspiskiy\\_gazoprovod\\_azerbaydzhan\\_predostavlyaet\\_turkmenistanu\\_unikalnyy\\_shans/](https://www.moscow-baku.ru/news/economy/transkaspiskiy_gazoprovod_azerbaydzhan_predostavlyaet_turkmenistanu_unikalnyy_shans/)
  9. Construction of liquefied natural gas plants. (n.d.). Retrieved from [https://www.zeroprepaidfinancial.com/en/services/liquefied-natural-gas-plants/construction-of-liquefied-natural-gas-plants/index6d65.html?sphrase\\_id=399564](https://www.zeroprepaidfinancial.com/en/services/liquefied-natural-gas-plants/construction-of-liquefied-natural-gas-plants/index6d65.html?sphrase_id=399564)
  10. *Qatargas operates seven liquefied natural gas trains...* (2017, May 1). *MEED*. Retrieved from <https://www.meed.com/qatargas/>
  11. *Klaipėda LNG terminal* [in Russian]. (2024, December 19). Retrieved from [https://en.wikipedia.org/wiki/Klaip%C4%97da\\_LNG\\_terminal](https://en.wikipedia.org/wiki/Klaip%C4%97da_LNG_terminal)
  12. *Lithuanian “Floating Independence”* [in Russian]. (2025, March 1). *Day Kyiv*. Retrieved from <https://day.kyiv.ua/ru/article/ekonomika/litovskaya-plavuchaya-nezavisimost>
  13. TAQA. (n.d.). Retrieved from <https://www.taqa.com>
  14. *Gazprom and TAQA will invest €800 million in building an underground gas storage facility in the Netherlands* [in Russian]. (2009, October 21). *OilCapital.ru*. Retrieved from <https://oilcapital.ru/news/2009-10-21/gazprom-i-taqa-vlozhat-800-mln-evro-v-stroitelstvo-phg-v-niderlandah-941186>
  15. FTI Consulting. (2021, December 23). *Economic assessment of South Kavala investment (Final report)*. Retrieved from [https://www.raaey.gr/energeia/wp-content/uploads/2022/02/I-318363-Att.2\\_20211223-FTI-Consulting-Economic-Assessment-of-South-Kavala-Investment-Final-report.pdf](https://www.raaey.gr/energeia/wp-content/uploads/2022/02/I-318363-Att.2_20211223-FTI-Consulting-Economic-Assessment-of-South-Kavala-Investment-Final-report.pdf)

UDC 622.692.4:658.26(4)

SCOPUS CODE 2108

<https://doi.org/10.36073/1512-0996-2026-1-133-142>

## Efficient Technologies and Infrastructure for Gas Transportation from the Caspian Region to Europe

**Lavrenti Gudavadze** Georgian Technical University, Faculty of Mining Geology and Sustainable Mountain Development, Professor, Georgia

E-mail: z.gudavadze@gtu.ge

**Shota Gujabidze** Economics Expert, Doctor of Economic Sciences, Georgia

E-mail: gujabidze.sh@gtu.ge

### Reviewers:

**I. Gujabidze**, Georgian Technical University, Professor, Faculty of Mining Geology and Sustainable Development of Mountains

E-mail: I.k.gujabidze@gmail.com

**T. Barabadze**, Georgian Technical University, Professor, Faculty of Mining Geology and Sustainable Development of Mountains

E-mail: t.barabadze@gtu.ge

**Abstract.** One of the main strategic objectives of European countries is to diversify natural gas supply and reduce dependence on Russian imports. This paper explores a technological and infrastructural model for transporting natural gas from the Caspian region to Central and Southeastern Europe through the proposed “Black Sea LNG” project. The study analyzes the regional seasonal production and consumption characteristics, particularly focusing on the summer reserves in Turkmenistan and Azerbaijan. It assesses the potential of using LNG terminals in Georgia (Kulevi) for export and in Bulgaria, Romania, and Ukraine for import, including underground gas storage (UGS) capacities. The financial feasibility of infrastructure development is calculated, and the study argues that summer gas procurement and winter resale can significantly improve profitability. The project offers an efficient and environmentally beneficial alternative to pipeline gas, enhances energy security, and enables maritime bunkering with LNG in the Black Sea and Danube regions.

**Keywords:** Black Sea; Caspian gas; Diversification energy security; Europe; Gas infrastructure; Gas transportation; LNG; Seasonal reserves; Underground gas storage.

---

*განხილვის თარიღი 18.12.2025*

*შემოსვლის თარიღი 23.12.25*

*ხელმოწერილია დასაბეჭდად 25.03.2026*