



თეიმურაზ გოჩიტაშვილი

ბუნებრივი გაზის მიწოდების
ახალი მარშრუტები და
თანამედროვე ტექნოლოგიები



Teimuraz Gochitashvili

**NG New Supply Chains
and Modern Technologies**



ენერგოეფექტურობის ცენტრი - საქართველო
Energy Efficiency Center Georgia

თბილისი
2004

წინათქმა

ნაშრომი მომზადებულია საქართველოს ენერგოეფექტურობის ცენტრის OPET-ის პროექტის სამეცნიერო კოორდინატორის, ტექნიკის მეცნიერებათა დოქტორის, პროფესორ თეიმურაზ გომიტიშვილის მიერ. მის შედგენაში მონაწილეობდნენ ენერგოეფექტურობის ცენტრის სხვა თანამშრომლებიც: გიორგი აბულაშვილი, მანანა დადიანი, ლიანა ლარიბაშვილი, თენგიზ ივანიძე და ქეთი მირიანაშვილი.

აქტორი დიდ მადლობას უძღვნის NATO-ს ეგიდით ჩატარებული საერთაშორისო სამეცნიერო სემინარის „ბუნებრივი გაზის მიწოდების უსაფრთხოება სატრანზიტო ქვეყნის გავლით“ მონაწილე მეცნიერებსა და სპეციალისტებს, განსაკუთრებით დოქტორ პეტლანდს (ნორვეგია), დოქტორ ნიტცოვს (ბელგია), დოქტორ ფაიერეტს (საფრანგეთი), დოქტორ დალს (ნორვეგია), დოქტორ კრისტენსენს (დანია), დოქტორ რიკოვს (რუსეთი), დოქტორ აბდულაევს (აზერბაიჯანი) რომლებმაც წარმოადგინეს ძალიან საინტერესო მოხსენებები.

ნაშრომის მომზადების დროს უხვად არის გამოყენებული ინფორმაცია, რომელიც წარმოდგენილი იყო ევროგაერთიანების მიერ დაფინანსებული ენერგეტიკული ტექნოლოგიების ხელშეწყობი ორგანიზაციის (OPET) პროექტის „წიაღისეული საწვავის სუფთა ტექნოლოგიები“ ფარგლებში ორგანიზებულ სემინარზე „ბუნებრივი აირის ტექნოლოგიების ხელშეწყობა“ პარტნიორ ორგანიზაციების წარმომადგენელთა, დოქტორ ამარანტოსის (საბერძნეთი), დოქტორ ეინავის (ისრაელი), ქალბატონ სადის-ზადეს (აზერბაიჯანი), დოქტორ შატვორიანის (სომხეთი), ტმდ, პროფ. ბეროშვილის (საქართველო), ტმკ, პროფ. მესტეირიშვილის (საქართველო), ტმკ ხეროდინაშვილის (საქართველო), ინჟინერ ნებიერიძის (საქართველო) მიერ.

გამოყენებულია აგრეთვე ჯორჯ მარშალის სახელობის უსაფრთხოების ევროპული ცენტრის, TACIS-ის და OPET-ის პროგრამების ფარგლებში მომზადებული. თურქული კომპანიის BOTAS-ი, გლობალური ენერგეტიკული ცენტრის, ენერგეტიკის საერთაშორისო სააგენტოს და საქართველოს ნავთობის საერთაშორისო კორპორაციის მასალებიც.

შინაარსი

შინაგვალი

1. მს(ო)ჯლი(ოს) ენერგეტიკის განვითარების ტანდემცივიბი

- 1.1. ბუნებრივი აირის რესურსები და მოხმარება
- 1.2. ევროპა
 - 1.2.1. მიწოდების პერსპექტივა რუსეთიდან
 - 1.2.2. მიწოდების პერსპექტივა კასპიის ზღვის რეგიონიდან
- 1.3. თურქეთი
- 1.4. მილსადენების ეკონომიკა

2. გაზსაცავების მოწყობის ტექნოლოგიები და ევროპული გამოცდილება

- 2.1. ზოგადი მიმოხილვა
- 2.2. მიწისქვეშა გაზსაცავების სახეობები
- 2.3. მიწისქვეშა გაზსაცავების მოწყობის ახალი ტექნოლოგიები
 - 2.3.1. გეოლოგიური კვლევა-ძიება და სეისმური დასეურება
 - 2.3.2. მიწისქვეშა გაზსაცავების მოდელირება
 - 2.3.3. ბუფერული გაზის მართვა
 - 2.3.4. დიდი დიამეტრის და პორიზონტალური ბურღვა
 - 2.3.5. მარილის კავერები
 - 2.3.6. პერსპექტიული ტექნოლოგიები
 - 2.3.7. მიწისქვეშა გაზსაცავების ოპტიმიზაცია

3. გაზის გადაფუჭავების თანამედროვე ტექნოლოგიები

- 3.1. თხევადი გაზის (LNG) წარმოების ტექნოლოგიები
- 3.2. თანამედროვე კრიოგენული ტექნოლოგიები
- 3.3. დიდმასშტაბიანი საწარმოები
- 3.4. მცირე მასშტაბიანი ტექნოლოგიები თხევადი გაზის წარმოებისათვის
- 3.5. გაზის გათხვეადების საწარმოთა ეკონომიკა
- 3.6. ბუნებრივი აირის გათხვეადების მცირე მასშტაბიანი საწარმოები
- 3.7. თხევადი გაზის შენახვის ტექნოლოგიები
- 3.8. თხევადი გაზის ტრანსპორტირების ტექნოლოგიები
- 3.9. დაჭირხნილი ბუნებრივი აირის (CNC) წარმოების პერსპექტივები
- 3.10. გაზისაგან თხევადი საწვავის წარმოების (GTL) ტექნოლოგია

4. გაზის მოხმარების ტექნოლოგიები

- 4.1. საყოფაცხოვრებო სექტორი
- 4.2. კომერციული სექტორი
- 4.3. გაზის მოხმარება მრეწველობაში
- 4.4. ტექნოლოგიები სატრანსპორტო სექტორისათვის

5. პარტნიორი ძველები ბუნებრივი აირის სექტორის მოკლე მიმოხილვა
და 'შესაძლო' განვითარება

5.1. სომხეთი

- 5.1.1. ბუნებრივი აირის სექტორის მოკლე მიმოხილვა
- 5.1.2. ბუნებრივი აირის სექტორის განვითარება
- 5.1.3. ბუნებრივი აირის მოხმარება
- 5.1.4. ბუნებრივი აირის საცავი
- 5.1.5. ბუნებრივი აირის მოხმარების ზოგიერთი პერსპექტიული ტექნოლოგია

5.2. აზერბაიჯანი

- 5.2.1. ბუნებრივი აირის სექტორის მოკლე მიმოხილვა
- 5.2.2. მაღალ წნევიანი სატრანსპორტო მილსადენები
- 5.2.3. ბუნებრივი აირის საცაეები

5.3. საქართველო

- 5.3.1. ენერგომოხმარება: ისტორიული და პერსპექტიული
- 5.3.2. ბუნებრივი აირის მოწოდების წყაროები
- 5.3.2.1. ადგილობრივი რესურსები და წარმოების პერსპექტივა
- 5.3.2.2. გაზის ტრანზიტის საფასურად დაგეგმილი შემოსავლები
- 5.3.3. ენერგოსაფრთხოება
- 5.3.3.1. ძირითადი სატრანსპორტო მილსადენები და მოწოდების უსაფრთხოება
- 5.3.3.2. ბუნებრივი აირის გამოყენების პერსპექტივა საქართველოს ენერგეტიკულ სექტორში
- 5.3.3.3. ენერგეტიკული რესურსების სტრატეგიული რეზერვები

5.4. საბერძნეთი

- 5.4.1. ბუნებრივი აირის ბაზრის სტრუქტურა და რეგულირება
- 5.4.2. ბუნებრივი აირის მოწოდება
- 5.4.3. ბუნებრივი აირის ტრანსპორტირებისა და განაწილების სისტემები
- 5.4.4. თხევადი გაზის ტერმინალი
- 5.4.5. გაზის მოხმარება

6. დასკვნები და რეკომენდაციები

შესავალი

ბუნებრივი აირი (გაზი) ფართოდ იაპრობს საერთაშორისო ენერგეტიკულ ბაზაარს, თუმცა მისი ტრანსპორტირების, შენახვისა და მოხმარების თავისებურებების გამო, მნიშვნელოვან პრობლემად წარმოიხდება მომხმარებელთა საიმედო მომარაგება. პრობლემის წარმატებულ გადაწყვეტის ძირითადი გზებია გაზის მიწოდების წყაროებისა და მარშრუტების დივერსიფიცირება, მათი შენახვისა და გამოყენების ახალი, აგრეთვე გათხევადების ტექნოლოგიების, ფართო დანერგვა. გარდა ამისა, გაზის ტრანსპორტირების, შენახვისა და განაწილების არსებულ ინფრასტრუქტურის აღდგენა-განახლებასაც უნდა დაეთმოს სათანადო ყურადღება, რაც განსაკუთრებით აქტუალურია აღმოსავლეთ ევროპის სოფიურთი და დსთ-ს ქვეყნებისათვის, სადაც ასეთი სამუშაოები წარმოება ხანგრძლივი დროის განმავლობაში არ ტარდებოდა.

წინამდებარე ნაშრომის მომსაღებების ძირითადი მიზანია გაზის სექტორში მომუშავე დაინტერესებულ ინსტიტუტებს, ექსპერტებს, გადაწყვეტილების მიმღები პირები, ტექნიკური უნივერსიტეტებისა და უმაღლესი სასწავლებლების სტუდენტები უსრუდელოდ სათანადო ინფორმაციით გაზის საერთაშორისო ბაზარზე გარანტირებული მიწოდების პრობლემებსა და გაზის ტრანსპორტირების, შენახვისა და მოხმარების თანამედროვე ტექნოლოგიებს.

ნაშრომი ორი ძირითადი ნაწილისაგან შედგება: გაზის პოტენციური წყაროები საერთაშორისო ენერგეტიკული ბაზრისათვის და გაზის შენახვის, გათხევადებისა და უტილიზაციის თანამედროვე ტექნოლოგიები. მის შესადგენად ინფორმაცია ძირითადად მიღებულია აღნიშნული თემებისადმი მიძღვნილ საერთაშორისო სემინარებსზე: ევროგაერთიანების მიერ დაფინანსებული ენერგეტიკული ტექნოლოგიების ხელშეწყობის ორგანიზაციის (OPET) პროექტის „წიაღისეული საწვავის სუფთა ტექნოლოგიები“ ფარგლებში ორგანიზებული „ბუნებრივი აირის ტექნოლოგიების ხელშეწყობა“ და „ბუნებრივი გაზის მიწოდების უსაფრთხოება სატრანსპორტ ქვეყნის გავლით“, რომელიც დაფინანსდა ევროატლანტიკური გაერთიანების (NATO) სამეცნიერო პროგრამის მიერ.

1. მსოფლიო ენერჯეტიკის განვითარების ტენდენციები

1.1. გაზის რესურსები და მოხმარება

გაზის მოხმარება ინტენსიურად იზრდება მთელს მსოფლიოში, განსაკუთრებით კი ევროპაში. ევროპული ბაზრის მოთხოვნის დაკმაყოფილებისათვის, ტრადიციულ მომწოდებლებთან ერთად, საჭირო ხდება მიწოდების ორგანიზება ახალი წყაროებიდან, მათ შორის კასპიის საბადოებიდან, რაც მოსთხოვს შესაბამისი ინფრასტრუქტურის შექმნას და ახალი ტექნოლოგიების ფართოდ დანერგვას.

ევროპული ბაზრის გაზით მომარაგების ახალი წყაროებისა და მარშრუტების ჩამოყალიბება, ეკონომიკური სარგებლის გარდა, დადებით გავლენას მოახდენს როგორც მწარმოებელი, ისე სატრანსპორტო და მომხმარებელი ქვეყნების ენერგეტიკულ უსაფრთხოებაზე და ზოგადად ხელს შეუწყობს რეგიონული და გლობალური ეკოპოლიტიკური პრობლემების წარმატებულ გადაჭრას.

ენერჯის მოხმარება მსოფლიო მასშტაბით თანდათანობითი ზრდის ტენდენციით ხასიათდება. ასევე, საგარეუდოა, რომ 2000-2030 წლებში პირველადი ენერგეტიკული რესურსების მოხმარება გაორმაგდება (9 მლრდ ტნე-დან 18 მლრდ ტნე-მდე), ხოლო 2050 წლისათვის გასამმაგდება (დაახლოებით 25-30 მლრდ ტნე-მდე).

უახლოეს მომავალში კიდევ უფრო ინტენსიურად გაიზრდება გაზის მოხმარება. პროგნოზის თანახმად, მომავალ ოცწლეულში გაზის მოხმარების ზრდის ტემპი საშუალოდ 4 % იქნება და 2003 წლის 233 მლრდ ტნე-დან (259.1 მლრდ მ³) 2020 წლისათვის დაახლოებით 4 მლრდ ტნე-მდე გაიზრდება^{2,3}, რაც მნიშვნელოვანი ცვლილებებს შეიტანს პირველადი ენერგეტიკული რესურსების მოხმარების სტრუქტურაშიც. მასში 1970 წლამდე წამყვან როლს თამაშობდა ნახშირი. შემდეგ ნახშირი ჩანაცვლებული იქნა ნავთობპროდუქტებით, ხოლო გასული საუკუნის 80-იანი წლებიდან გაზი, განახლებად ენერგეტიკულ რესურსებთან ერთად, თანდათანობით წამყვან პოზიციას იკავებს.

აღსანიშნავია, რომ შეფასების თანახმად, წიაღისეული სათბობი კვლავ შეინარჩუნებს მნიშვნელოვან ადგილს ენერგეტიკული რესურსების ბაზარზე მომავალშიც. 2050 წლისათვის ენერჯის მოთხოვნის 2/3 კვლავ წიაღისეული სათბობით იქნება უზრუნველყოფილი, რაც პროცენტულად ნაკლებია დღევანდელ მაჩვენებელზე (85%) თუმცა რაოდენობრივად მნიშვნელოვნად აღემატება მას.

ნახშირი გლობალური ენერგეტიკული რესურსების 60%-ს ავსებს და შედარებით თანაბრად არის გადანაწილებული დედამიწის სფეროზე. მსოფლიოს დაახლოებით 90 ქვეყანა ფლობს ნახშირის მნიშვნელოვან კომერციულ მარაგებს. მე-20 საუკუნის დასაწყისში ენერგეტიკული რესურსების გლობალური მოხმარების დაახ. 70% ნახშირის ხარჯზე იფარებოდა, თუმცა შემდგომში მისი მნიშვნელობა თანდათანობით მცირდებოდა. დღეისათვის წიაღისეული საწვავის გლობალური მოხმარების დაახლოებით 1/4 მყარ საწვავზე მოდის, რომლის ძირითადი ნაწილი (60%) ელექტროენერჯის გენერაციისათვის გამოიყენება.

ტრანსპორტირების სირთულე და მაგნე ემისიების სიუხვე განაპირობებს ნახშირის იმპორტის სიმცირეს საერთაშორისო ბაზარზე (მთლიანი მოხმარების დაახლოებით 10%), მიუხედავად მისი შედარებითი სიიაფისა.

¹ bp statistical review 2003, June 2004

² Pierre-Rece Bauquis, Reappraisal of energy supply-demand in 2050 shows big role for fossil fuels, Oil & Gas Journal, Feb. 17, 2003

³ Pierre-Rece Bauquis, La Revue de l'Energie, # 509, September, 1999

ნახშირის მნიშვნელობის განვითარების პერსპექტივები მნიშვნელოვნად იქნება დამოკიდებული ენერგეტიკული ბაზრის ლიბერალიზაციაზე და ახალ ენერგეტიკულ პოლიტიკაზე, რომელიც მიმართულია საბუნების გაზების მეკუთრ შემცირებაზე, აგრეთვე ახალი ტექნოლოგიების განვითარების ტემპებზე. ბოლო პერიოდის შეფასებების თანახმად, ნავთობის მოძიებელი მარაგი, რომელიც ძირითადად ახლო აღმოსავლეთისა და მიმდებარე რეგიონებშია კონცენტრირებული, 1973¹, 86 მლრდ ტნე-დან 140 მლრდ ტნე-მდე გაიზარდა².

ნავთობისა და გაზის კონდენსატის ჯამური მარაგი (დაახლოებით 157 მლრდ ტნე - 2003 წელს) უსრუნველყოფს დღევანდელი მოთხოვების დონის შენარჩუნებას დაახლოებით 41 წლის განმავლობაში³.

ნავთობის ძირითადი უპირატესობებია მაღალი ფარდობითი ენერგომეცნიერება (კალორული შიდა - საშუალოდ 42-43 მგჯ/კგ) და ტრანსპორტირებისა და მოხმარების სიმარტივე. წყალბადის ატომების რიცხვის შეყარდება ნახშირბადის ატომების რიცხვთან ნავთობში ნეუტრონებზე 2:1 შეადგენს, რაც ხელს უწყობს წვის პროცესში CO₂-ის ემისიის მნიშვნელოვან შემცირებას ნახშირის წვის პროცესთან შედარებით.

ნავთობი დღემდე ყველაზე მნიშვნელოვანი ენერგეტიკული რესურსია და აკმაყოფილებს ენერგორესურსების გლობალური მოთხოვნის დაახლოებით 47%-ს (თურქია ნავთობის მოხმარების პიკი - გლობალური მოხმარების 50%. აღინიშნა 1990 წელს).

გაზის მოძიებული მარაგი მსოფლიოში დღეისათვის (2003 წ) დაახლოებით 176 ტრილიონ კუბურ მეტრს შეადგენს, რაც თითქმის სამნახევარჯერ აღემატება 1973 წლის მასშტაბებს (52 ტრილიონ კუბური მეტრი). ეს მარაგი საკმარისია გაზის დღევანდელი ჯამური მოხმარების (დაახლოებით 2,6 ტრილიონი კუბური მეტრი - 2003 წ) 67 წლიანი უსრუნველყოფისათვის⁴.

გაზი ყველაზე მაღალი თბოქიმიკული შიდა შიდა ხასიათდება - მისი ხეცვლითი თბოქიმიკული შიდა 50-55 მგჯ/კგ (35-40 მგჯ/მ³) შეადგენს. წყალბადის ატომთა რიცხვის შეყარდება ნახშირბადის ატომთა რიცხვთან ნეუტრონებზე 4:1 ტოლია, რაც უსრუნველყოფს ნახშირბადის ორენივის მინიმალურ ხეცვლით ემისიას - 56 გ CO₂/მგჯ (იხილეთ ნახ. 1.1). შესაბამისად, გაზის გამოყენების შემთხვევაში მეტად და თხევადი წიაღისეული საწვავის ნაკლებად, შეიძლება მიღწეულ იქნეს ნახშირბადის ემისიის მნიშვნელოვანი შემცირება. ეს მით უფრო მნიშვნელოვანი ხდება იმ ფაქტორის გათვალისწინებით, რომ გაზი შეიძლება გამოყენებულ იქნეს თანამედროვე, კომბინირებული კოკლის ტურბინებში ელექტროენერჯის გენერაციისათვის, რომელთა მარჯი ქსელების კოეფიციენტი 58%-ს აღწევს (შედარებისათვის: თანამედროვე ნახშირზე და ნავთობზე მომუშავე თბოსადგურების მქც დაახლოებით 47-48%-ს და 50%-ს შეადგენს შესაბამისად).

ამვე დროს გასათვალისწინებელია გაზის ტრანსპორტირების შედარებით მაღალი ლიბერალიზაცია⁵, რამაც სოფიერო პირობებში შეიძლება განსაზღვროს მისი თხევად გაზად გარდაქმნის, ტრანსპორტირების და მოხმარების ტექნოლოგიების უპირატესობა, აირის მიღსაღერ ტრანსპორტთან შედარებით⁶.

გასათვალისწინებელია აგრეთვე, რომ გაზი, ნავთობისგან განსხვავებით, არ არის უნივერსალური პროდუქტი. განსაზღვრული საერთაშორისო ფასებით, გაზის ფასი მნიშვნელოვნად არის დამოკიდებული კონკრეტულ ბაზარზე მიწოდების შესაძლებლობებზე და მეკუთრ განსხვავდება ლოკალური ან რეგიონული ბაზრის მომწოდებელთან განლაგების სიმორზე და სარტანსპორტო ინფრასტრუქტურის არსებობაზე.

სოფიეროდ ტრანსპორტირების ხასიათ და პარამეტრებისაგან დამოკიდებულებით ნახშირწყალბადების მიწოდების ხარჯები შეიძლება მნიშვნელოვან ფარგლებში

¹ Survey of Energy Resources, World Energy Council, 2001

² bp statistical review 2003, June 2004

³ bp statistical review 2003, June 2004

⁴ Natural Gas Information, IEA Statistics, 2001

⁵ Boyko Nitov, Transit countries: What to expect? Presentation at NATO ARW "Security of

Natural Gas Supply through Transit Countries", Tbilisi, May, 2003

⁶ Oil & Gas, World Market Overview, www.tradepartners.gov.uk

იცვლებოდა. როგორც წესი, ნავთობის გადატანა სასდევო ტანკერებით უფრო მისანაწილად, ვიდრე მილსადენებით. ამიტომ ნავთობსადენებს გამოიყენებენ მხოლოდ მოპოვების ადგილიდან უახლოეს სასდევო პორტამდე ან ნავთობგადამამუშავებელ ქარხანამდე წყლი ნავთობის ტრანსპორტირებისათვის.

გაზის ხმელეთზე გადატანისას 3000 კმ-მდე მანძილზე უპირატესობა მილსადენებს ენიჭება, მაშინ, როცა 10000 კმ-ის გადატარების შემთხვევაში თხევადი გაზის წარმოება და ტრანსპორტირება ხდება მისანაწილად. ოფშორული (წყალქვეშა) გაზსადენები გამოიყენება შედარებით მცირე მანძილზე (რამდენიმე ასეული კმ) გაზის ტრანსპორტირებისათვის. სხვა შემთხვევებში გაზის გარდაქმნის, ტრანსპორტირებისა და გამოყენების ტექნოლოგიების შერწყვა ინდივიდუალურად წყდება, კონკრეტულ პირობებში ნატარებელი ტექნიკურ-ეკონომიკური გაანგარიშებების შედეგების საფუძველზე.

მსოფლიოში ყოველწლიურად ათეულ ათასობით კმ სიგრძის ახალი მილსადენი შენდება. 2000 წელს, მაგალითად, ნავთობის, ნავთობპროდუქტებისა და გაზის სატრანსპორტო მილსადენების შესწავლის, დაპროექტების და მშენებლობის 225 მნიშვნელოვანი პროექტი მუშავდებოდა. პროექტები მოიცავდა დაახლოებით 52 600 კმ სიგრძის ახალ მილსადენს (მათ შორის დაახლოებით 70% გაზსადენი იყო). მილსადენები განსაკუთრებულ ინტენსიურად ვითარდებოდა აშშ-სა (საერთო რაოდენობის 18%) და კასპია-შავი ზღვის რეგიონში (17%)¹⁰.

ენერჯის მოხმარება და მოწოდების პოტენციალი დაუბალანსებელია მსოფლიოს სხვადასხვა რეგიონისათვის. ინდუსტრიულად განვითარებული ქვეყნები განიცდიან ორგანული საწვავის დეფიციტს, მაშინ როცა ძირითად ნავთობ- და გაზომომპოვებელ რეგიონებს შესაძლებლობა აქვთ აწარმოონ გაცილებით მეტი სათბობი, ელდრე ისინი მოიხმარებენ და აწვდიან საერთაშორისო ბაზარს. 2001 წ. გაზის ექსპორტმა მსოფლიოში 554.4 მლრდ მ³ შეადგინა (მათ შორის მილსადენებით აირის 411.3 მლრდ მ³). ამ დროისათვის რუსეთის ექსპორტმა ევროპაში 126,9 მლრდ მ³ შეადგინა, კანადის ექსპორტი გაუტოლდა 109,1 მლრდ მ³-ს, ალჟირის – 57,5 მლრდ მ³, ნორვეგიის – 50,5 მლრდ მ³, ნიდერლანდების – 45,2 მლრდ მ³. გაზის გლობალური მოხმარების 23% და ევროპის მოხმარების 35% იმპორტით იყო უზრუნველყოფილი¹¹.

მომავალში მოსალოდნელია რეგიონებს შორის გაზის ექსპორტ-იმპორტის ინტენსივობის კიდევ უფრო მნიშვნელოვანი ზრდა, რაც აუცილებელს ხდის მოწოდების ალტერნატიული წყაროების, მარშუტირებისა და ტექნოლოგიების განვითარებას.

1. 2. ევროპა

გაზის მოხმარება ევროპაში ინტენსიურად იზრდება, მაშინ, როცა ადგილობრივი რესურსები მეტად შესწავლულია. შეფასების თანახმად, ევროგაერთიანების ქვეყნების დამოკიდებულება გაზის იმპორტზე 2020 წლისათვის 65-70%-ს მიაღწევს. ევროგაერთიანების „13-ე“ პროგრამის ფარგლებში შესრულებული გამოკვლევების თანახმად, ევროპაში გაზის მოხმარება 2010 წლისათვის დაახლოებით 642 მლრდ მ³, ხოლო 2020 წლისათვის 777 მლრდ მ³-ს მიაღწევს (ნახაზი 1.2)¹².

აღნიშნულის, აგრეთვე ენერჯტიკული ბაზრის ლიბერალიზაციის შესაძლო შედეგების გათვალისწინებით, ევროპაში გაზის დივერსიფიცირებული მიწოდების სტრატეგია¹³ ითვალისწინებს:

¹⁰ Warren R. True, Push US natural gas construction plans. Oil & Gas Journal, Sept. 3, 2001

¹¹ Natural Gas Information, IEA Statistics, 2001

¹² Study of Observatoire Mediterraneen de L'energie (OME) institution

¹³ The weakest links. EU Energy 25, 31 January 2002

დიდი ბრიტანეთის, ნიდერლანდების, გერმანიისა და რუსეთის გასხადენების სისტემების ურთიერთდაკავშირებას, რაც მნიშვნელოვნად გაზრდის სისტემათა ოპერატიულობას და აამაღლებს მომარაგების უსაფრთხოებას;

ახალი მილსადენების მშენებლობას ალჟირის საექსპორტო პორტენციების სრული რეალიზაციისათვის, კერძოდ საფრანგეთსა და ესპანეთში დამატებითი გაზის მისაწოდებლად;

კასპისა და ხზეა მოშორებული რეგიონებიდან გაზის იმპორტის უზრუნველყოფას ახალი სატრანსპორტო საშუალებების მშენებლობის საშუალებით, რომელიც შეიძლება მოიცავდეს თურქეთ-საბერძნეთსა და საბერძნეთ-იტალიის დამაკავშირებელი გასხადენების მშენებლობასაც;

თხევადი გაზის (LNG) მიწოდების ახალი ქსელების ჩამოყალიბებას საფრანგეთში, იტალიაში, პორტუგალიასა და ესპანეთში, LNG-ის ახალი ტერმინალების მშენებლობას, მიწოდების წყაროებისა და მიღების პუნქტების დივერსიფიკირების საფუძველზე;

ახალი მიწისქვეშა გასხადენების მოწყობას პორტუგალიასა და საბერძნეთში, და არსებული გასხადენების სიმძლავრეების ზრდას ესპანეთში.

“ოზსერვატორი მედიტერანეენ დე დ'ენერჯი“ (OME) მიერ 2001წ წატარებული გამოკვლევის თანახმად მომავალ 20 წელიწადში ევროპაში საჭირო იქნება დაახლოებით 200 მლრდ ევროს ინვესტირება გაზის ხვეჭტორის გარანტირებული ფუნქციონირებისათვის და საჭირო დამატებითი მოცულობის გაზის მიღებისათვის. სემთ აღნიშნული ხუთი პრობლემატიკული პროექტთან, სამი ევ “დერისი” ან ენერგეტიკული კორიდორის ჩამოყალიბებას ითვალისწინებს, რომელთა მეშვეობით უნდა მოხდეს გაზის შეუფერხებელი მიწოდება: ა) რუსეთი-გერმანია-ნიდერლანდები-დიდი ბრიტანეთის; ბ) ალჟირ-ესპანეთი-საფრანგეთის და გ) კასპისა და ახლო აღმოსავლეთის რეგიონებიდან სამხრეთ-აღმოსავლეთ ევროპის მიმართულივით (იხ ნახაზი 1.3).

ევროკომისია მოწოდებს ევროპის გასხადენების ქსელის ოპერატორთა ასოციაციას (GTE) და გაზის სექტორის მარგულირებულ ორგანიზებს, აქტიურად იმუშაონ გაზის მომარაგების არსებული სისტემების კრიტიკული კვანძების გაუმჯობესებისათვის, ფართოდ დანერგონ ბაზრის მონაწილეთა შორის ე. წ. “წაიდე ან დაკარგე” წესი, დანახარჯებზე დაფუძნებული ტარიფი, რომელიც გათვალისწინებს გაზის ურთიერთგაცვლას და შენახვით მიღებულ დანახარჯს და ა. შ. ეს კარგად გამოჩნდა კომისიის ხელმძღვანელობით ორგანიზებულ მადრიდის გაზის ფორუმზე, რომელშიც მონაწილეობდნენ პარტნიორი ქვეყნების მთავრობები, მარგულირებული ორგანიზების ხელმძღვანელები, ევროპის სატრანსპორტო სისტემის ოპერატორები (ETSO) და მომხმარებელთა წარმომადგენლები. რაც შეეხება გრძელვადიან კონტრაქტებს, კომისიამ აღიარა, რომ ინვესტიციების საფუძველად კვლავაც რჩება “წაიდე ან გადაიხადე” პრინციპით შედგენილი გრძელვადიანი კონტრაქტები. თუმცა ამ კონტრაქტებით უნდა გათვალისწინებულ იქნეს ბაზრის მოსალოდნელი ცვლილებებიც. ამავე დროს ეურადელთა უნდა მიექცეს გაუმართლებელი შესუღვდეების მოხსნას, როგორცაა მწარმოებელთა კონტრაქტები გადასიდგაზე, ტერიტორიული შესუღვდეები გაზის გაყიდვაზე ან შესუღვდეები მომხმარებელთა მიერ გაზით ეაჭრობის მეორადი ბაზრის ორგანიზებაზე.

ცხრილში 1.1 მოცემულია ევროპის გაზის მოხმარების პროგნოზი 2005-2020წწ¹⁴. ევროპულ ქვეყნებს კონტრაქტები აქვთ უზრუნველყოფილი საერთაშორისო მოთხოვნით 2010 წლამდე. ამის შემდეგ კი საჭირო გახდება დაახლოებით დამატებითი 100-200 მლრდ მ³ გაზის იმპორტი წლურად (2020 წლისათვის) გაზის მოხმარების ზრდას ხელს შეუწყობს აგრეთვე ბაზრის ლიბერალიზაციაც¹⁵.

¹⁴ T. Gochitashvili, L. Kurdgelashvili, Comparative analyses for Russian and Caspian natural gas export to Europe. Proceedings of 25th IEAA International Conference, Aberdeen, June, 2002, <http://www.iaee.org>
¹⁵ D. Snieckus, Europe steps on the gas. Oil & Gas Journal, September 4, 2000

ცხრილი 1.1 კასპიის რეგიონის გაზის საპროგნოზო მოხმარება, მლრდ მ³/წ

	ვერობა	თურქეთი	საქართველ ო	სომხეთი	სულ
1990	319	3.5	5.3	4.5	323.3
2000	456	14.8	1.0	1.5	473
2005	475-515	23-30	1.5-2.0	1.7	501-548
2010	515-586	32-45	2.5-3.5	2.5	552-637
2015	550-655	40-57	4.0-5.0	4.2	698-721
2020	650-720	50-65	4.5-5.5	5.5	710-798

1. 2. 1. მიწოდების პერსპექტივა რუსეთიდან

ვერობის ძირითადი ექსპორტიორები რუსეთი და ალკირი დაახლოებით საერთო მოხმარების 35%-ს უსრუნველყოფენ (1999-2000წწ). ძირითადი ადგილობრივი მწარმოებლები, რომლებიც მესობელ ქვეყნებში იმპორტსაც ახორციელებენ, არიან დიდი ბრიტანეთი, ნიდერლანდები და ნორვეგია. (ნახ 1.4)

მოსალოდნელია, რომ გონიერულ თელსაწიერში ვეროპაში წარმოიშეება მოთხოვნა დამატებით გაზზე, მათ შორის კასპიის რეგიონიდან. ამასთან დაკავშირებით კასპიის გაზმა კონკურენცია ვეროპის ბაზრისათვის პირველ რიგში ტრადიციულ მომწოდებლებს უნდა გაუწიოს, პირველ რიგში კი რუსეთიდან მიწოდებულ გაზს.

რუსეთი მსოფლიოს გაზის რეზერვების დაახლოებით ერთი მესამედის მფლობელია. ენერჯის საერთაშორისო სააგენტოს მონაცემებით, გაზის მოძიებული და საეარაუდო რეზერვები რუსეთში 46.9 ტრილიონ მ³-ს შეადგენს. დასაველთ ციმბირის აუზის მარაგი 37 ტრილიონ მ³-ით ფასდება, რაც ქვეყნის მთლიანი რესურსის 79%-ს შეადგენს. რუსეთის კონტინენტური შეღფის (ძირითადად ბარენცის ზღვაში და სახალინსუ) მარაგი 4 ტრილიონ მ³-ია. რუსეთის ენერგეტიკული სტრატეგია 2020 წლამდე პერიოდისათვის მიუთითებს 127 ტრილიონ მ³-ს მარაგის არსებობის შესახებ¹⁶.

“გაზპრომი” ფლოზს ლიცენზიას დაახლოებით 34 ტრილიონ მ³ გაზის რეზერვების კვლევა-ძიებისა და მოპოვების სამუშაოებზე (თეთი “გაზპრომის” სპეციალისტა შეფასებით, ეს მარაგი 29.9 ტრილიონ მ³-ს არ აღემატება, რაც ქვეყნის ჯამური მარაგის 64%-ს შეადგენს.) დამოუკიდებელი, საერთაშორისო აუდიტორების მიერ შეფასებულია “გაზპრომის” სალიცენზიო ველების 84%-მდე და დადასტურებულია 19.4 ტრილიონ მ³ გაზის რეზერვი. ქვეყნის მთლიანი რეზერვის დაახლოებით 30%-ს სხვა კომპანიები ფლობენ.

“გაზპრომის” რეზერვების 60%-მდე განთავსებულია შედარებით პატარა რეზერვუარებში პურტა-სნადიგის რეგიონსა და დასავლეთ ციმბირში. ინფორმაციის თანახმად, ექსპლუატაციაში მყოფი სამი გიგანტური საბადო: “მედვეევი”, “იამბურტი” და “ურენგოი”, უკვე მიღეკის სტადიაშია. მაგრამ 2002 წლიდან კომპანიამ დაიწყო გაზის მოპოვების სრდა ახალი “ზაპოლარნიუს” და მესობელი საბადოებიდან. მომავალში გათვალისწინებულია გიგანტური “შტოკმანის” და ბარენცის ზღვისა და იამალის ნახევარკუნძულის უსარმაზარი გაზის რეზერვების ამოქმედება.

რუსეთი კვლავ რჩება ვეროპისა და ყოფილი საბჭოთა კავშირის რესპუბლიკებისათვის გაზის ძირითად მიმწოდებლად. უახლოეს ოცწლეულში იგი გეგმავს აფრთვეუ ბაზრის გაფართოებას აზიის (ჩინეთი, იაპონია, კორეა და ა.შ.) და ჩრდილოეთ ამერიკის (აშშ) კონტინენტზე.

ცხრილში 1.2 მოცემულია გაზის წარმოების დინამიკა რუსეთში¹⁷ გაზის მოპოვებამ 2002წ 578.6 მლრდ მ³ შეადგინა, რაც 4.2 %-ით მეტია წინა წელთან შედარებით.

¹⁶ Russian Gas Supply and Some Prospects of Small Scale LNG Units, by Vladimir Feyglia & Yuri Rytkov, NATO ARW “Security of Natural Gas Supply through Transit Countries”, Tbilisi, 2003

¹⁷ Russian Energy Policy, Review 2002, IEA

ცხრილი 12 გაზის მოპოვება რუსეთში (ფაქტიური და საგარეო)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
რუსეთი, მლრდ მ ³	594,8	601,0	570,5	590,7	590,8	584,2	581,0
	2005	2010	2015		2020		
	580-600	615-655	640-690		660-700		

რუსეთის ენერგეტიკული სტრატეგიის მიხედვით ნაწინასწარმეტყველებაა გაზის წარმოების გაზრდა 2010 წლისათვის 635-665 მლრდ მ³-მდე, ხოლო 2020 წლისათვის 680-730 მლრდ მ³-მდე, თუმცა ეს რამდენადმე უფრო ოპტიმისტურად გამოიყურება, ვიდრე ენერგეტიკის საერთაშორისო სააგენტოს პროგნოზი. ამასთან, მოპოვების ზრდაში აღმოსავლეთ ციმბირის (ძირითადად "კოვიტკას" საბადოს) და შორეული აღმოსავლეთის (ძირითადად სახალინის საბადოების) წილი მხოლოდ 2010 წლის შემდეგ გახდება შედარებით მნიშვნელოვანი. საგარეოდ, რომ ძალიან ძვირი დაჯდება იამალის ნახევარკუნძულის გიგანტური საბადოების ათვისება და ამიტომ IEA-ს ექსპერტთა გარეულით ეს შეიძლება დაიწყოს მხოლოდ 2015 წლის შემდეგ, თუმცა "გაზპრომის" მენეჯმენტის მტკიცებით, ამ საბადოთა ათვისება უკვე 2010 წლისათვის იქნება დამთავრებული.

რუსეთში წარმოებული გაზის მნიშვნელოვანი ნაწილი ევროპასა და ყოფილი საბჭოთა კავშირის რესპუბლიკებში ექსპორტირდება. ცხრილში 1.3 ნაჩვენებია 2000 წ. მონაცემები რუსეთის გაზის ექსპორტის შესახებ¹⁸.

ცხრილი 1.3 გაზის ექსპორტი რუსეთიდან დხო-ს, ბალტიის და ევროპის ქვეყნებში, 2000¹⁸
(მლრდ მ³)

	გაზპრომი	იტერა	ჯამური ექსპორტი
უკრაინა	27.8	31,1 (16,1*)	58,9
ბელარუსია	10,8	5,8	16,6
მოლდოვა	1,8	0,6 (0,4*)	2,4
საქართველო		1,0*	1,0
სომხეთი		1,4*	1,4
აზერბაიჯანი		0,3	0,3
ლიტვა	2,0	0,6	2,6
ლატვია	1,0	0,4	1,4
ესტონეთი	0,6	0,2	0,8
ყაზახეთი		0,7	0,7
სულ ყოფილი სსრკ		42,1	86,1
ყოფილი იუგოსლავია			3,5
რუმინეთი			3,2
ბულგარეთი			3,2
უნგრეთი			6,5
პოლონეთი			6,8
ჩეხეთი			7,5
სლოვაკია			7,9
სულ ცენტრ. და აღმ.			38,6

¹⁸ Russian Gas Supply and Some Prospects of Small Scale LNG Units, by Vladimir Feygin & Yuri Rykov, NATO ARW "Security of Natural Gas Supply through Transit Countries", Tbilisi, 2003

ევროპა		
საბერძნეთი		1,6
თურქეთი		10,3
ფინეთი		4,3
ავსტრია		5,1
შვეიცარია		0,4
საფრანგეთი		12,9
იტალია		21,8
გერმანია		34,0
სულ სამხრ. და დას. ევროპა		90,4
სულ ევროპა		129,0

მოსალოდნელია, რომ რუსული გაზის ექსპორტი ყოფილი საბჭოთა კავშირის ქვეყნებში მნიშვნელოვნად არ გაიზარდება 2020 წლამდე პერიოდისათვის. თუმცა, როგორც ზემოთ აღინიშნა, რუსეთი გეგმავს გაზის მიწოდებას ჩინეთში, კორეასა და, შესაძლოა, იაპონიაში (დაახლოებით 20 მლრდ მ³/წ 2030 წლისათვის)¹⁹.

რუსეთის ენერგეტიკული სტრატეგიის მიხედვით²⁰, იგეგმება 14 ცხრილში ნაჩვენები საექსპორტო მოცულობები, სადაც დაახლოებით 160-165 მლრდ მ³/წ 2020 წელს ევროპისათვის არის განკუთვნილი. ცხრილში არ არის გათვალისწინებული ცენტრალური აზიის ქვეყნებიდან მიღებული გაზის რექსპორტი.

ცხრილი 1.4 რუსეთიდან გაზის ექსპორტის პროგნოზი, მლრდ მ³

	1995	2000	2005	2010	2015	2020
ექსპორტი	193	194	197-199	217-230	231-242	236-245

აღსანიშნავია, რომ რუსეთის ენერგეტიკული სტრატეგიის ახალი ვარიანტი რამდენადმე შემცირებულ ექსპორტის მიჩვენებულზე მიუთითებს. ეს ფაქტი ხაზს უსვამს გარკვეულ არასტაბილურობას რუსეთის გაზის ინდუსტრიაში და, შესაბამისად, პროგნოზის დიდ აღბათობასაც²¹. ეს ალბათ იმით აიხსნება, რომ განვითარების ძირითადი პერსპექტივები დაკავშირებულია შტოკჰანის, იამალის ნახევარკუნძულის, კოვიტკის და სახალინის საბადოების ათვისების პროექტებზე, რომლებიც განსაკუთრებით დიდი ხვედრით მოცულობით ინვესტიციებსა და ტექნოლოგიური სიახლეების დანერგვას მოითხოვენ. გარდა ამისა, ამჟამად ფუნქციონირებად სისტემებზე მოწყობილობათა ცვეთის ხარისხი 50%-ზე მეტად ფასდება, ხოლო გაზის ეკონომიკურად გაუმართლებელი დაბალი ფასი ადგილობრივ ბაზარზე მეტად ართულებს აღდგენითი სამუშაოების ჩატარებას. გარდა ამისა, რუსული გაზის მოპოვებისა და ტრანსპორტირების ტექნოლოგიური მოწყობილობა მორალურადაც მოსყველებულია და დაბალეფექტურია და მათი ენერგოეფექტურობა მნიშვნელოვნად ნამორწყება დასავლური ანალოგიური მოწყობილობის მაჩვენებლებს. ამას გარდა, რუსეთისათვის დამახასიათებელი ორგანიზაციული ხასიათის ხელისშემშლელი ფაქტორებიც ახდენენ უარყოფით გავლენას რუსეთის ეკონომიკაზე, რომლის ენერგოინტენსივობა, შეფასების თანახმად, 2-3 ჯერ უფრო მაღალია, ვიდრე ძირითად ინდუსტრიულად განვითარებულ ქვეყნებში. აღნიშნული მიუთითებს იმაზე, რომ რუსეთის ბაზარზე

¹⁹ World Energy Outlook 2002, Chapter 8, IEA

²⁰ Russian Energy Strategy up to 2020, www.ene.gov.ru

²¹ Russian Gas Supply and Some Prospects of Small Scale LNG Units, by Vladimir Feygin & Yuri Rykov, NATO ARW "Security of Natural Gas Supply through Transit Countries", Tbilisi, 2003

მნიშვნელოვანი როლის შესრულება შეუძლია უცხოური ინვესტიციებისა და გაზის წარმოება-ურთილსაცის თანამედროვე ტექნოლოგიების შეტანას.

ევროპის სოფიერით ქვეყანა მსადაყოფნას აცხადებს რუსეთის გაზის მნიშვნელოვან პროექტებში თანამონაწილეობისათვის. ასე, მაგალითად, დიდი ბრიტანეთი გეგმავს დაახლოებით 6 მლრდ აშშ დოლარის ინვესტიციას ჩრდილო-ევროპული გაზსადენის პროექტის განხორციელებისათვის, რომელიც გათვალისწინებულია ბარენცის ხევის საბადოებიდან გაზის ევროპაში ექსპორტისათვის ბალტიის ზღვის გავლით.

რუსეთის საექსპორტო პოტენციალის გაზრდისათვის აუცილებელი იქნება ახალი ველების ინტენსიური ათვისება და ახალი სატრანსპორტო მაგისტრალების მშენებლობა. რუსეთის ენერჯეტიკული პოლიტიკის 2002 წლის რედაქციის თანახმად 2020 წლამდე პერიოდში სამი ძირითადი ობიექტი უნდა აშენდეს:

- მილსადენის სისტემა შტოკმანის საბადოდან;
- მილსადენის სისტემა იამალიდან, მისი შესაძლო დაგრძელებით უსკეი ფუნქციონირებად “ვისყერი ნაკადის” გაზსადენამდე; ჩრდილო-ევროპული გაზსადენის სისტემა.

აღნიშნული სამივე პროექტი საკმაოდ ამბიციური და რთულად განსახორციელებელია, რადგან მშენებლობა იგეგმება ღრმა წყლოვან, რთულ და ეკოლოგიურად მგრამობიარე პრაქტიკული ტუნდრის პირობებში, ხოლო ბალტიის ზღვის ქსელი მოთხოვს წყალქვეშა და სახმელეთო ტექნოლოგიების რთულ ურთიერთშეთავსებას.

საქართველო “ვისყერი ნაკადის” (BS) მილსადენი აშენდა შავი ზღვის რუსეთის სანაპიროდან თურქეთში გაზის მისაწოდებლად სატრანზიტო ქვეყნების გვერდის ავლით. მილსადენით შესაძლებელია რუსული, თურქმენული ან ყაზახეთის გაზის მიწოდება. მიუხედავად მშენებლობის დამთავრებისა, სისტემა უმოქმედოდ იყო დიდი ხნის განმავლობაში, გაზის ფასთან დაკავშირებით თურქეთთან წარმოქმნილი უთანხმოების გამო. პრობლემის გადაჭრის სხვადასხვა ვარიანტებს შორის “გაზპრომი” განიხილავდა ასურბაიჯანის შაჰ-დენის საბადოს შესაძლო დაკავშირებას BS-თან საკუთარი ხარჯებით. ამ პროექტს გულგოდობა შეეხადა როგორც ასურბაიჯანი ისე შაჰ-დენის პროექტში გაურთიანებული პარტნიორი კომპანიებიც, რადგან ამით შეიძლება საბოლოოდ დასამარბულდყო სამხრეთ კავკასიური გაზსადენის სისტემის მშენებლობის პერსპექტივა²².

პარალელურად, “გაზპრომი” აწარმოებდა მოლაპარაკებებს საქართველოს მთავრობასთან, რომელიც ითვალისწინებდა ადგილობრივ ბაზარზე ფუნქციონირებადი მეორე კომპანიის “იტერას” მოქმედების არეალის შესვლას და საქართველოს გაზის საერთაშორისო კორპორაციასთან (სგსკ) ერთად მფლობელობის გადანიწილებას საქართველოს ძირითად მაგისტრალურ მილსადენებზე, აგრეთვე ახალი სეგმენტის მშენებლობის თურქეთში გაზის ექსპორტისათვის. ადგილობრივი საზოგადოების საკმაოდ უარყოფითი რეაქციის შემდეგ მოლაპარაკებები დროებით შეწყდა. თუმცა, აუცილებლად გასათვალისწინებელია, რომ საკუთარი ენერგორესურსების შკაცრი დეფიციტის პირობებში, საქართველოში გაზის ერთადერთ შესაძლო მომწოდებლად 2006 წლამდე ე. ი. სამხრეთ კავკასიური მილსადენის სისტემის ამოქმედებამდე, რუსეთი დარჩება და, შესაბამისად, საქართველო შეიძლება იძულებული გახდეს მეტად არასასურველ დამოკიდებზე წავიდეს.

ზემოთ აღნიშნულის გათვალისწინებით, შეიძლება გაკეთდეს შემდეგი დასკვნა: რუსეთი კვლავ აგრძელებს ბრძოლას რათა შეინარჩუნოს კონტროლი კასპის რეგიონიდან გაზის შესაძლო ექსპორტზე ევროპაში, რასაც ნაწილობრივ ხელს უწყობს უცხოური კომპანიებისა და ინვესტორების გაუმართლებელი თავშეკავებულობაც²³.

²² V. Kristal'ov, Statoil confident on sales. Caspian business News, June 9, 2003
²³ Production of gas: prognosis and scenarios, October, 2001. WWW.NCFERAS.RU

1. 2. 2. გაზის მოწოდების პერსპექტივები კასპიის რეგიონიდან

როგორც ჩანს, რუსეთი, რომელიც გაზის ისედაც მსხვილი ექსპორტიორია, კიდევ უფრო მზარდ ექსპანსიას გეგმავს საერთაშორისო ბაზარზე. მაგალითად, ყოფილი საბჭოთა რესპუბლიკებით მოცულ ტერიტორიასა და აღმოსავლეთ ევროპის უმეტეს ქვეყნებში რუსეთის პოლიტიკა უსრულველყოფს ბაზრის დე ფაქტო მონომოლისტურ ოპერირებას მოწოდების წყაროებისა და სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურის მთლიანი ან ძირითადი წილის მფლობელების მეშვეობით. ამის დამადასტურებელი მაგალითებია: ეკონომიკურად გაუმართლებელი BS-ს სისტემა, გრძელვადიანი კონტრაქტები ცენტრალური აზიის ქვეყნებშიდან გაზის შესყიდვასე და ა. შ. ასეთ პირობებში კასპიის რეგიონს, სადაც ნახშირწყალბადიანი სათბობი რესურსების საკმაოდ დიდი მარაგებია და სამხრეთ კავკასიას, რომელიც პერსპექტივაში ამ რესურსების საერთაშორისო ბაზარზე მიმწოდებელი სატრანსპორტო მაგისტრალის განთავსების არეალად მოიაზრება, მომავალში მნიშვნელოვანი სტრატეგიული როლის შესრულება შეუძლიათ.

კასპიის საბადოების გაზის საერთო მარაგი დაახლოებით 10 ტრილიონი მ³-ით ფასდება (საიდანაც 8 ტრილიონი მ³ ახერბაიჯანს, ყაზახეთს, თურქმენეთსა და უზბეკეთს ეკუთვნის). საერთაშორისო რესურსი დამატებით დაახლოებით 32 ტრილიონი მ³-ს შეადგენს, რომელიც დღევანდელი ევროპის წლიური იმპორტის მოცულობას 75-80 ჯერ ჭარბობს.

საერთოდ, კასპიის საბადოების მარაგი შედარებით უფრო ნაკლებია, ვიდრე ძირითადი ექსპორტიორი ქვეყნების (რუსეთის მარაგი დაახლოებით 47, ირანის 24.3, კატარის 10.9 ტრილიონი მ³-ია). თუმცა კასპიის საბადოთა მარაგი აღემატება ისეთ მსხვილ მწარმოებელთა მარაგს როგორცაა არაბეთის გაერთიანებული ემირატები (6 ტრილიონი მ³), საუდის არაბეთი (5.8 ტრილიონი მ³), აშშ (4.7 ტრილიონი მ³), ალჟირი (4.5 ტრილიონი მ³)²⁴.

რესურსების ძირითადი ნაწილი კასპიის ზღვის ჩრდილოეთ და სამხრეთ სექტორებსა და მიმდებარე სახმელეთო რესურსებშია თავმოყრილი²⁵.

ახერბაიჯანში გაზის ინდუსტრიის განვითარება ჯერ კიდევ XIX საუკუნის 60-იან წლებში დაიწყო. მთლიანად ახერბაიჯანის ტერიტორიაზე მოპოვებულია დაახლოებით 470 მლრდ მ³ გაზი.

ახერბაიჯანის გაზის მარაგი დაახლოებით 137 ტრილიონი მ³-ს შეადგენს (იხ. ნახ. 1.5), დამატებითი რესურსი კი დაახლოებით 1.9 ტრილიონი მ³-ით ფასდება. “სედიგას” (CEDIGAS) შეფასებით ახერბაიჯანში გაზის ჯამური რესურსი შეიძლება 3-5 ტრილიონი მ³-ით შეეადგეს²⁶.

ახერბაიჯანი იზიდავს დასავლურ კომპანიებს არა მხოლოდ საკუთარი რესურსების სიუხვით, არამედ მომგებიანი განლაგების გამოც, რადგან ერთ-ერთი ძირითადი მარშრუტი კასპიის რეგიონის ნახშირწყალბადების ტრანსპორტირებისათვის ევროპულ ბაზარზე სწორედ ამ ქვეყანაზე გადის.

ახერბაიჯანში გაზის ჯამური წლიური წარმოება უკანასკნელ წლებში 4.5-6 მლრდ მ³-ის ფარგლებში მერყეობდა. ოფშორული მილსადენების სიმძლავრეთა სიმცირის გამო, ასოცირებული გაზის დღევანდელი მოპოვების ნახევარზე მეტი ადგილზე იწვეება ან ატმოსფეროში გაიფრქვევა. ამავე დროს ქვეყნის მოთხოვნა გაზზე მნიშვნელოვანწილად კმაყოფილდება იმპორტით რუსეთიდან (დაახლოებით 4-6 მლრდ მ³ წელში).

2010 წლისათვის დაგეგმილია ახერბაიჯანის ნავთობის სახელმწიფო კომპანიის მიერ გაზის წარმოების მნიშვნელოვანი ზრდა. 2005-2006 წლებში ქვეყანა დაიწვეს გაზის მოპოვებას შამდენიხის საბადოდან და უკვე ექსპორტაციაში მყოფი აბური-ჩირალ-გიუნუშლის ველებიდან (განვითარების პირველი ფაზის სრული ამოქმედების შემდეგ).

მომავალში ახერბაიჯანი გეგმავს წარმოების 24-30 მლრდ მ³-მდე ზრდას. ამჟამად უკვე ექსპორტაციაში მყოფი ნავთობის და გაზის რესურსები უზრუნველყოფს ასოცირებული

²⁴ Survey of Energy Resources, World Energy Council, 2001

²⁵ Source: Center for Global Energy Studies, 2002

²⁶ Centre for Global Energy Studies, 2002

და თავისუფალი გაზის 16-20 მლრდ მ³ წლიურ საექსპორტო პოტენციალს, უახლოვს მომავალში საბადოების სრულყოფილი ათვისების შემდეგ.

ვახახოში გაზის მოძიებელი მარაგები დაახლოებით 1.9 ტრლნ მ³-ს უტოლდება, რომლის ძირითადი ნაწილი - 1.3 ტრლნ მ³, განთავსებულია გოგანტურ ყარანაგანაის საბადოსე. ვახახოში წლიურად დაახლოებით 13 მლრდ მ³ გაზს აწარმოებს და დაახლოებით 12.6 მლრდ მ³ მოიხმარს (2003 წ²⁷). იგი აწარმოებს გაზის ექსპორტს თავისი პროდუქციული დასახელებით საბადოებით რუსეთში, მაშინ როდესაც ქვეყნის სამხრეთ-აღმოსავლეთ რეგიონებს თურქმენეთიდან და უზბეკეთიდან იმპორტირებული გაზით ამარაგებს.

ვახახოში გეგმავს გაზის მოპოვების მნიშვნელოვან ზრდას უახლოვს მომავალში. კერძოდ, დაგეგმილია 2010 წლისათვის გაზის წარმოება 60 მლრდ მ³-მდე გაიზარდოს, რომლის დიდი ნაწილი - 40 მლრდ მ³, ექსპორტისთვის არის გათვალისწინებული.

დაახლოებით ანალოგიური სიტუაციაა მესობელ უზბეკეთშიც, სადაც გაზის მოძიებული მარაგი 1.85 ტრლნ მ³-ს, წლიური მოპოვება - 53.6 მლრდ მ³-ს, საქაეთში მოიხმარება კი დაახლოებით 47 მლრდ მ³-ს შეადგენს.

გაზული საუკუნის 80-იან წლებში და 90-იანი წლების დასაწყისში თურქმენეთი მსოფლიოში გაზის ყველაზე მსხვილ მწარმოებელთა ოთხეულში შედიოდა რუსეთის ფედერაციას, აშშ-სა და კანადასთან ერთად. ქვეყანა გაზის მნიშვნელოვანი მარაგის (2.9 ტრლნ მ³) საბადოების მფლობელია. მარაგის უდიდესი ნაწილი მსხვილ ყვლებშია კონცენტრირებული, რომელთა შორის არის დოვლათაბადის საბადო, რომელიც წლიურად 40 მლრდ მ³ გაზის წარმოების საშუალებას იძლევა²⁸.

საბჭოთა კავშირის დაშლის შემდეგ მისდა გაზის წარმოების შემცირება დაახლოებით 75%-ით, რაც დაკავშირებული იყო რუსული გაზსადენების გადაკრეტით გაზის ექსპორტისათვის და სხვა ალტერნატიული მარშრუტის არ არსებობით. დღესათვის როცა რუსეთსა და თურქმენეთს შორის რუსეთისათვის მეტად მომგებელია გაზის შესყიდვის მრავალწლიანი ხელშეკრულება ხელმოწერილი, თურქმენეთის გაზის ძირითადი ნაწილი რუსული მიწსადენების გავლით ექსპორტირდება მესამე ქვეყნებში. გაზის მცირე ნაწილი მიეწოდება აგრეთვე თურქეთს ირანზე გაზამდელი მიწსადენის საშუალებით.

ამჟამად (2003 წლის მონაცემებით) თურქმენეთში გაზის მოპოვება ითითქმის 55 მლრდ მ³ შეადგინა. 2010 წლისათვის ქვეყანა გეგმავს 100 მლრდ მ³-მდე გაზის წარმოებას, რაც შეეღვამის 130 მლრდ მ³-მდე გაიზარდება 2020 წლისათვის. წარმოებული გაზის ძირითადი ნაწილი საექსპორტოდ არის გაიზნული, მათ შორის ევროპაშიც, რომელშიც თურქმენეთიდან შეიძლება მიიღოს დაახ. 50 მლრდ მ³ 2010 წელს და 100 მლრდ მ³ 2020 წელს^{29,30}.

ექსპორტთა შეფასების თანახმად, დანახარჯები გაზის მოპოვებაზე თურქმენეთში განსაკუთრებით დაბალია და არ აღემატება 20 აშშ დოლარს 1000 მ³-ზე. 1999 წლიდან რუსული "გაზპრომი" თავისობდა თურქმენეთის მრავალწლიან კონტრაქტს გაზის შესყიდვანგ, რომელიც გარკვეულ პერიოდის განმავლობაში იყო შეთანხმდა ფასების გაიზ³¹. შეთანხმება წლიურად 20 მლრდ მ³ გაზის მიწოდებაზე ფასით 36 აშშ დოლარი/1000 მ³ ძალაში შევიდა 2000 წელს. 2001³² თურქმენეთში ფასის 38 დოლარამდე გაზრდა მოითხოვა. მეორე კომპანია "იტკრა". რომელიც ფაქტურად რუსეთიდან კონტროლდება, იყო აგრეთვე თურქმენული გაზის ძირითადი გადამყიდველი, რომელიც ყოველწლიურად საშუალოდ 10 მლრდ მ³ გაზს ყიდულობდა, მაგრამ შედარებით უფრო ძვირად. საბოლოოდ 25 წლიანი კონტრაქტი დაიდო რუსულ "გაზპრომსა" და თურქმენეთის მთავრობას შორის, რომელიც ითვალისწინებს გაზის მიწოდებას 44 აშშ დოლარი/1000 მ³ ფასად, ამასთან, ღირებულებების 50% გადახდილი იქნება რუსული წარმოების საქონლით ან მომსახურებით (ბარტერი).

კასპიის გაზის ტრანსპორტირების ფასი, რუსეთის კუთვნილი მიწსადენებით, რუსეთის ფედერაციის სახელმწიფო ფედერალური მარეგულირებელი კომისიის დადგენილების თანახმად, 16 აშშ დოლარი/1000მ³X1000კმ შეადგენს. შესაბამისად, თურქმენული გაზის

²⁷ bp Statistical Review 2003, June, 2004

²⁸ James P. Dorian, Oil, Gas in FSU Central Asia, Northwestern China, Oil & Gas Journal, September, 10.2002

²⁹ Caspian Oil and Gas, The Supply Potential of Central Asia and Trans Caucasus, IEA, 1998

³⁰ Orhan Degermendeli, E! Study of Caspian Arca oil, gas pipelines compares routes, costs, Oil & Gas Journal, X S. 2001

³¹ Platt's Oil gram news, May, 23, 2000

ტრანსპორტირების დაზიანდაცები, მისი ექსპლოატისათვის რუსეთის ტერიტორიის გაგებით 20-40 დოლარის ფარგლებში მერყეობს 1000 მ³-ზე (მარშრუტისაგან დამოკიდებულებით). დაახლოებით 20-38 აშშ დოლარი დამატებით უნდა იქნეს გადახდილი უკრაინის, ბალკანეთის ქვეყნების, სლოვაკიისა და სეხეთისათვის იქნეს თუ გაზის ცენტრალურ ევროპას მიეწოდება. შედეგად, თურქმენული გაზის მიწოდებისას რუსული მილსადენების გაგებით, მისი კონკურენტუნარიანობა ევროპის ბაზარზე მნიშვნელოვნად მცირდება.

თურქმენეთისათვის აუცილებელია რუსეთთან სელმოწვილი გრძელვადიანი კონტრაქტის შესაძლო შედეგების გათვალისწინება. საეკონომიკო, რომელიც რუსეთი და ირანი (თურქმენეთის გაზის მეორე სატრანსპორტ ქვეყანა) შეძლებენ საკუთარ გაზის ინდექსების ეფექტურ ამოქმედებას, არსებულ მისდენების სიმძლავრეები ძირითადად სწორედ საკუთარი გაზით ტრანსპორტირებისათვის იქნება გამოყენებული, რაც მისი მდგომარეობაში ნაყენებს თურქმენეთს. ეს ქვეყანა იძულებული გახდება გაზის მარკეტის სწორედ რუსეთთან და ირანს, მათ მიერ ნაკარნახევი დაბალი ფასით. საეკონომიკო გრძელვადიანი პერსპექტივაში თურქმენეთს ექვლაზე უფრო წამყვანი პოზიციამი მოსდება, რუსეთზე და ირანზე თავისი დამოკიდებულების სრდის ტენდენციის შესაძლო შედეგების გამოა³².

პროგნოზი, რომელიც მომზადებულია "ბრიტიშ პეტროლიუმის" (BP) და გლობალური ენერჯეტიკული კვლევების ცენტრის მიერ "უელ ენდ მაკენსის" მონაცემებზე დაყრდნობით, აჩვენებს რომ კასპიის რეგიონში 2020 წლისათვის საეკონომიკო დაახლოებით 320 მლრდ მ³ გაზის წარმოება, თუმცა სოფიერით შეფასების მიხედვით (ნახ. 1.6) გაზის წარმოების სრდა რეგიონში უფრო კონსერვატიული სცენარით არის გათვალისწინებული³³.

თურქეთი, ხამხრეთ კავკასიის და სამხრეთ-აღმოსავლეთ ევროპის ქვეყნები ითვლებიან კასპიის გაზის ექვლაზე უფრო პერსპექტიულ მომხმარებლებად.

სტატისტიკის მიხედვით, სომხეთის გაზის მოხმარება მთლიანად იმპორტით კმაყოფილებია. საქართველოსა და თურქეთში ეს მნიშვნელოვანი დაახლოებით 95%-ის შეადგენს, ხოლო სამხრეთ-აღმოსავლეთ ევროპის ქვეყნებში დაახლოებით 70%-ის. ექვლა ეს ქვეყანა არამედ გაზის რუსული "გაზპრომიდან" ან მისი შეიღობილი კომპანიებიდან იღებს.

ნახაზზე 1. 7 ნაჩვენებია კასპიის გაზის მიწოდების არსებული ინფრასტრუქტურა და მისი შესაძლო განვითარების პერსპექტივები, გაზის ექსპლოატისათვის დსო-ს ქვეყნებში, ევროპაში, ჩინეთსა და აკოსტანში (აღიანეთის გაგებით).

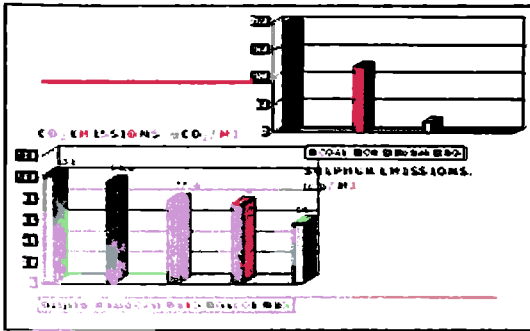
ნახაზზე 1. 8 ნაჩვენებია რუსეთიდან და ცენტრალური აზიიდან ჩინეთის დასავლეთ პროვინციებში და აღმოსავლეთ ციმბირიდან შუა მონღოლეთის პროვინციის გაგებით ჩინეთის აღმოსავლეთ, ინდეუსტრულიად განვითარებულ პროვინციებში გაზის მიწოდების პერსპექტიული მარშრუტები³⁴.

კასპიის გაზის ჩინეთში მიწოდების შესაძლო ვარიანტები შემდეგია³⁵:

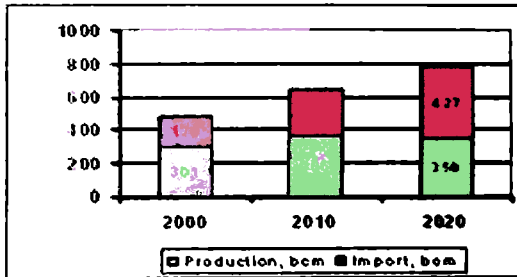
- არსებული სისტემის ბუხარა-ტაშკენტი-ბიშკეკი-ალმა-ატა დაგროძლება ტალდი კურგანამდე და შემდეგ სასახლერო ქალაქ დრუეზამდე;
- ახალი მავისტრალური მილსადენის მშენებლობა იშიმი (რუსეთი) – პეტროპავლოვსკი – კოქეტაევი – ასტანა – ყარაგანდა – ბალხაში – დრუეზა;
- მავისტრალური მილსადენების ახალი სექმენტის: ყელკარი – კისილ-ორდა – ნომკინტი მშენებლობა და მისი მიერთება არსებულ სისტემასთან: ბუხარა – ტაშკენტი – ბიშკეკი – ალმა-ატა, შემდეგში დაგროძლებით ტალდი კურგანისა და დრუეზას მიმართულებით.

კასპიის გაზის ევროპაში მიწოდების შესაძლო მარშრუტების კონკურენტუნარიანობა, მისი ტრანსპორტირების სხვა ვარიანტებთან შედარებით განსახლერავს კასპიის საბალთა განვითარებისა და დასავლეთით მიმართული მილსადენების მშენებლობის პერსპექტივებს.

³² M.Foss, G.Gulen, B Shenoy, Caspian Pipeline prospects hinge on transparent. Oil & Gas Journal, August 21, 2000
³³ T.Gochitashvili, Natural Gas to Europe XXI Century through Georgia. Center for Strategic Research and Development of Georgia, Bulletin # 13, 2000
³⁴ Liu Xiaoli, Gas Demand-Supply Outlook in China. Materials of International Workshop on Development Strategy and Technical Utilization of Natural Gas Sector, February 2004, Guangzhou, China
³⁵ Caspian Gas/Strategies for Development, Materials of International Conference, Brussels, November, 2003



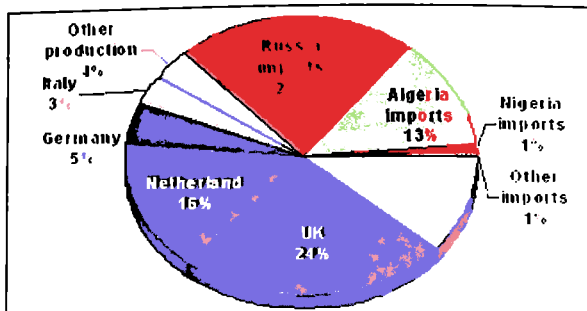
ნახ. 1.2. გაზის წარმოების, იმპორტისა და მოთხოვნის პროგნოზი ევროპაში
 Figure 1.1. Emissions by combustion of various fuels



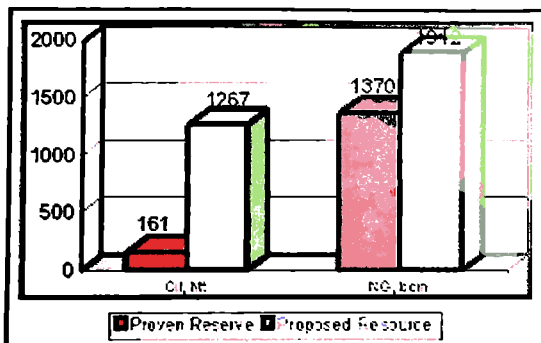
ნახ. 1.2. გაზის წარმოების, იმპორტისა და მოთხოვნის პროგნოზი ევროპაში
 Figure 1.2. European gas production, import and demand forecasts



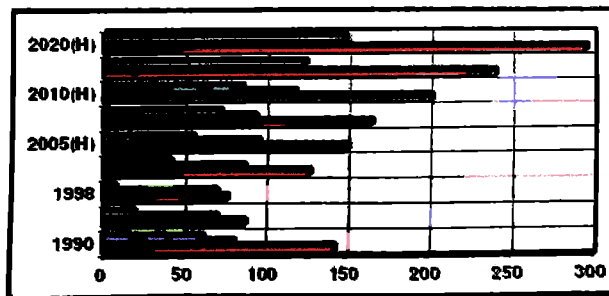
ნახ. 1.3. ევროპაში გაზის მიწოდების პრიორიტეტული ტურქები
 Figure 1.3. New gas priority axes (Source: The weakest links, EU Energy 28, 31 January 2002)



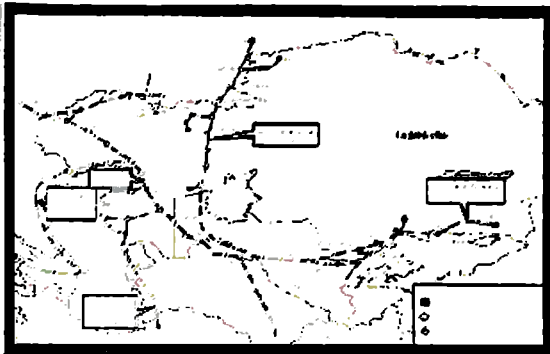
ნახ. 1.4. გაზის ძირითადი მიმწოდებლები ევროპის ბაზარზე
 Figure 1.4. Main suppliers of European countries



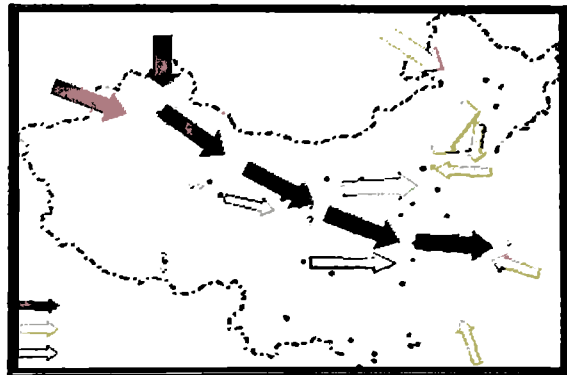
ნახ. 1.5. აზერბაიჯანის ნავთობისა და გაზის რეზერვი და რესურსი
 Figure 1.5. Azerbaijani Oil and Gas Reserves and Resources



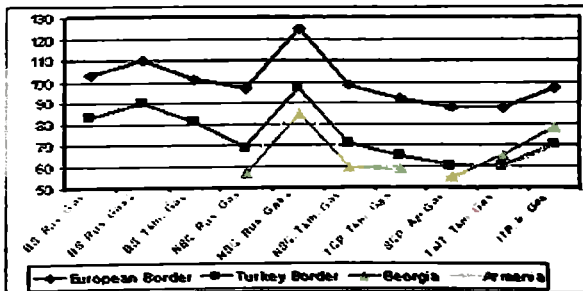
ნახ. 1.6. კასპის გაზის წარმოების პერსპექტივები
 Figure 1.6. Caspian gas prospects



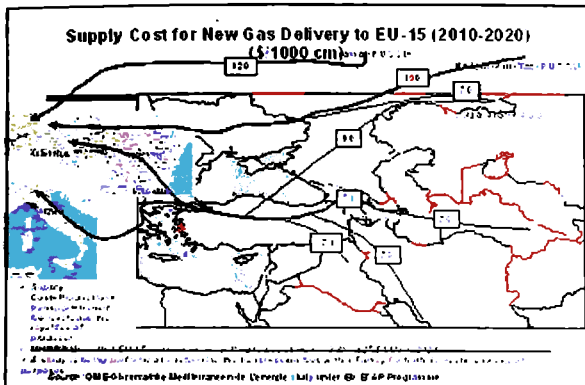
ნახ. 1.7. კენტრალური აზიის ძირითადი მავიკრალური გაზსადენები
 Figure 1.7. Central Asian Natural Gas Main Export Pipelines



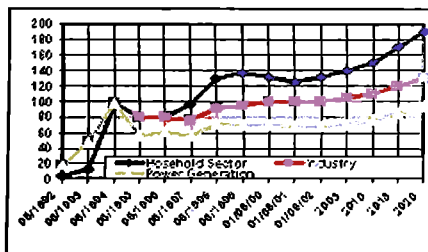
ნახ. 1.8. გაზის მიწოდების უსაძლო მარშრუტები ჩინეთში
 Figure 1.8. Key Streams of NG in China



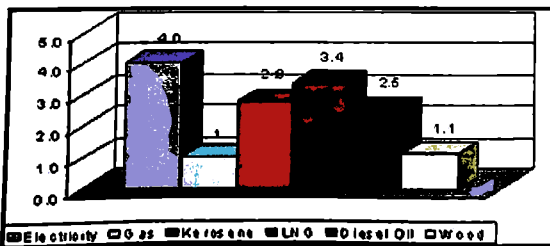
ნახ. 1.9. კასპიის გაზის ზღვრული ფასები სხვადასხვა მარშრუტის გამოყენების დროს
 Figure 1.9. Marginal prices for Caspian gas by transportation through different Pipelines



ნახ. 1.10. გაზის ევროპაში მიწოდების ფასები
Figure 1.10. Supply cost for gas delivery to Europe



ნახ. 1.11. გაზის ფასი საქართველოში
Figure 1.11. Georgia. Natural gas prices



ნახ. 1.12. ენერგეტიკული რესურსების ფასების შედარება. საქართველო, 2002 წ.
Figure 1.12. Comparative prices of energy resources in Georgia 2002

1. 3. თურქეთი

კასპიის რესურსებთან სიახლოვის გამო, თურქეთი მიმსიღველ ბაზრად არის მინიჭული. ტრადიციულად, იგი გასით რუხეთიდან მარაგდებოდა უკრაინისა და ბალკანეთის გაელით.

თურქეთში სწრაფად იზრდება ბუნებრივი გასის მოხმარება. თუ 1987 წელს თურქეთის გასის მოხმარება მხოლოდ 0.5 მლრდ მ³-ს შეადგენდა, 2003 წელს მოხმარებამ 21 მლრდ მ³ შეადგინა. მოხმარების არსებით ზრდას განაპირობებს შემდეგი ძირითადი ფაქტორები: თურქეთის დინამიური ეკონომიკა მრეწველობისა და ურბანიზაციის განვითარების მნიშვნელოვანი პროექტების გათვალისწინებით. ასევე მნიშვნელოვანია ენერჯის წყაროების დივერსიფიკაციისა და ახალი მავისტრალური მილსადენების ინტენსიური მშენებლობის პოლიტიკა, რომელთა საერთო სიგრძე დაახლოებით 4700 კილომეტრს შეადგენს და უახლოეს ხანებში 8000 კილომეტრამდე გაიზრდება³⁶.

ხანგრძლივადიანი კონტრაქტები უკვე ხელმოწერილი იქნა რუსეთსა და თურქეთის მილსადენის კომპანია „ბოტასს“ შორის არსებული მილსადენების გამოყენებით რუხეთიდან 6 მლრდ მ³-ისა და დამატებით კომპანია „ტურგუუსგაზის“ მიერ 8 მლრდ მ³-ის მოწოდების შესახებ. კონტრაქტის თანახმად 16 მლრდ მ³ იქნება მოწოდებული რუხეთიდან ცისფერი ნაკადის მილსადენით მომდევნო 23-25 წლის განმავლობაში. ამას გარდა, თურქეთი მიიღებს 4 მლრდ მ³ თხევად გასს (LNG) ალჟირიდან (2014 წლამდე) და 12 მლრდ მ³ თხევად გასს ნიგერიიდან (2021 წლამდე). თურქეთს აგრეთვე ხელმოწერილი აქვს კონტრაქტები რაც უსრუენეკლეოფის 554 მლრდ მ³ გასის მიღებას 2010 წლისათვის და 613 მლრდ მ³-ის მიღებას 2020 წლისათვის (ირანიდან 10 მლრდ მ³/წ 2026 წლამდე, თურქმენეთიდან 16 მლრდ მ³/წ 2006-2036 წლები და აზერბაიჯანიდან 66 მლრდ მ³/წ 2006-2020 წლები). ამასთანავე, გათვალისწინებულია 10 მლრდ მ³/წ გასის მიღება ერაყიდან რომლის მოძიებულ მარაგი დაახლოებით 3.1 მლრდ მ³-ს შეადგენს.

არებული შეფასებების თანახმად, რომელიც გაკეთდა „ბოტასის“ მიერ, თურქეთის მოთხოვნა გასზე შეადგენს დაახლოებით 55 მლრდ მ³ 2010 წელს და 80 მლრდ მ³ 2020 წლისათვის. კომპანია, როგორც ჩანს, საქმოდ ოპტიმისტურ პროგნოზს ყყრდნობა. რეალურად, უკვე არსებული კონტრაქტებით უსრუენეკლეოფილი გასის რაოდენობა აჭარბებს იმ დონეს, რომელსაც ქვეყანა სინამდვილეში მოიხმარს. საქმე ისაა, რომ პროგნოზი ბუნებრივ გასზე ითვალისწინებს ელექტროენერჯის გამომუშავების დაგეგმილი ზრდის ტემპებს. მაშინ, როდესაც ელექტროენერჯის გამომუშავების პროექტები გეგმიურთან შედარებით ძალიან ნამორჩენილია. მეტიც, თურქეთში, დამატებით ახალი ელექტროენერჯის წარმოების ნაკვალად, უკანასკნელ პერიოდში ყყრადღება გამახვილებულია რუხეთიდან და სამხრეთ კავკასიიდან იაფი ელექტროენერჯის იმპორტის შესაძლებლობებზე. როგორც ნახევაბია 1.1 ცხრილში, თურქეთი გასის ბაზრის გრინერული განვითარების ტემპების გათვალისწინებით, 2020 წლისათვის მოთხოვნა უფრო ნაკლები იქნება, ვიდრე ეს „ბოტასის“ კონტრაქტებითაა გათვალისწინებული. იმაედროულად, არსებითი ცვლილებებია გათვალისწინებული მოწოდების წყაროების დივერსიფიკაციისათვის, რადგან დაგეგმილი პროექტების რეალიზაციას შეიძლება გარკვეულ დაბრკოლებები შეექმნას, თუ მაგალითად:

- კასპიისპირა მესობელი ქვეყნები ვერ მიიღებენ გადაწყვეტილებას კასპიის ზღვის აუზის გადანაწილების შესახებ;

³⁶ Cenik Pala, BOTAS, Oil and gas transportation – recent developments and future potential. Materials of Interactional Conference GIOGIE 2003. Tbilisi, March, 2003

- პრობლემები შეიქმნება თურქმენული გაზის მისაწოდებლად რუსეთის გაზსადენების სისტემის გაყვით; აგრეთვე, აზერბაიჯანის, ურალისა და ირანის გაზთან მაღალი კონტრაქტის გამო, ევრგატეკული ბაზრის დერეფელირების პირობებში;
- თურქმენ-რუსეთის გრძელვადიანი კონტრაქტი გაზის მიწოდების შესახებ საეკვოს გახდის თურქმენეთის შესაძლებლობას, მონაწილეობა მიიღოს თურქეთის გაზის ბაზრის განაწილებაში, რასაც შეაფერხებს აგრეთვე დაგეგმილი რუსული პროექტების განხორციელება და გაზის მიწოდება არსებული ცისფერი ნაკადის მილსადენებით, აგრეთვე, შაჰ-დენისის, ირანისა და ურალის საბადოებიდან უფრო იაფი გაზის მიღება.

1. 4. მილსადენების ეკონომიკა

ევროპასა და თურქეთში დამატებითი ბუნებრივი გაზის მიწოდება კასპიის რეგიონიდან შემდეგი მარშრუტებით არის გათვალისწინებული:

- რუსეთის კუთვნილი მილსადენები დასავლეთ ევროპის ან ბალკანეთის სახელმწიფოების გაყვით, რომელთა საპროექტო სიმძლავრე 14 მლრდ მ³/წ შეადგენს;
- ცისფერი ნაკადის (BS) შავი ზღვის წყალქვეშა მილსადენი საპროექტო სიმძლავრით 16 მლრდ მ³/წ;
- ჩრდილოეთ კავკასია-სამხრეთ (NSCP) კავკასიის ბუნებრივი გაზის მაგისტრალური სისტემა რუსეთიდან თურქეთისაკენ საქართველოს გაყვით, რაც მითხოვს არსებული მილსადენის რეაბილიტაციას, მოდერნიზაციასა და გაყვართობას საქართველოდან თურქეთის ქალაქბაზელ - ხოფა ან ერზურუმი, და შემდეგ ევროპაში. პროექტის მაქსიმალური საექსპორტო სიმძლავრე 14 მლრდ მ³/წ-ია, ხოლო შეფასებული ინვესტიციები საქართველოს ნაწილის აღსავლენად დაახლოებით 450 მილიონ დოლარს შეადგენს;
- სამხრეთ კავკასიური გაზსადენის სისტემა (SCP) ბაქოდან თბილისამდე და ერზურუმამდე. "ბრიტის პეტროლეუმის" ხელმძღვანელობით ჩამოყალიბებული კონსორციუმი ხელმძღვანელობს სისტემის მშენებლობას გაზის მისაწოდებლად კასპიის ზღვის შაჰ-დენისის საბადოდან საქართველოს გაყვით თურქეთში და მოგვიანებით ევროპაში. მოსალოდნელია, რომ თურქეთის სამხრეთ-აღმოსავლეთ და აღმოსავლეთ ანატოლიისა და შავი ზღვის პირა რეგიონებში, სადაც ქვეყნის მოსახლეობის დაახლოებით 31 პროცენტი ბინადრობს, გაზის მიმსიდეკლი ბაზარი ჩამოყალიბდება. ამასთან, შემდგომში მილსადენი უნდა დაგრძელდეს ცენტრალურ და დასავლეთ თურქეთში და ევროპის სამხრეთ-აღმოსავლეთით, სადაც მასზე მოთხოვნა ძალზე მაღალია. აგრეთვე შეფასებები აჩვენებს, რომ შაჰ-დენისის განვითარების მთლიანი პროექტის ღირებულება არ აღემატება 2850 მილიონ დოლარს, რომლიდანაც გამოყოფილია 1250 მილიონი დოლარი 685 კილომეტრი სიგრძის 1050 მმ დიამეტრის მილსადენის მშენებლობისათვის (750 მლნ აშშ დოლარი აზერბაიჯანის და 500 მლნ აშშ დოლარი საქართველოს ტერიტორიაზე მიმდინარე მშენებლობისათვის). სისტემის საპროექტო სიმძლავრე 18-24 მლრდ მ³/წ-ია. სისტემა მაქსიმალური დაგეგმილი სიმძლავრე შეადგენს 30 მლრდ მ³/წ-ს;

- ირან-თურქეთის მილსადენი (ITP) სისტემა, რომლითაც შესაძლოა თურქმენეთის გაზით შეივსოს. სისტემის საპროექტო სიმძლავრე შეადგენს 10 მლრდ მ³/წ-ს;

- ტრანს-კასპიური ბუნებრივი გაზის მილსადენი, რომლითაც გაზი თურქმენეთიდან და კასპიის სხვა სახელმწიფოებიდან შეიძლება მიეწოდოს ევროპის ბაზარს აზერბაიჯანის, საქართველოსა და თურქეთის გაყვით. პროექტის მაქსიმალური სიმძლავრეა 30 მლრდ მ³/წ. ინვესტიციები შეფასებულია 24000 მლნ აშშ დოლარით.

განხილული მილსადენების მარშრუტების კონკურენტუნარიანობა მნიშვნელოვნაწილად იქნება დამოკიდებული ტრანსპორტირების დანახარჯებზე და ტრანსპორტის გადასახადებზე. გამოცდილება აჩვენებს, რომ ლიბერალური საბაზრო

ურთიერთობების პირობებში ეკონომიკა კონკურენტუნარიანობის ძირითად კრიტერიუმად იქცევა, გრძელვადიანი კონტრაქტები კი უფრო ნაკლებ მიმსიდველად განხედება.

საპროგნოზო დანახარჯების განსაზღვრის მიზნით დეტალურად იქნა გაანალიზებული თითოეული მარშრუტი, რისთვისაც შესწავლილ იქნა: მოსოვნებისა და შესყიდვის ფასები, მიღსადენების სპეციფიკა, ტრანსპორტირების დანახარჯები და ტრანსპორტის გადასახადები. გამოთვლის დროს გამოყენებული მონაცემები აღებულია სხვადასხვა საინფორმაციო წყაროდან ან ეყრდნობა მიღსადენის ექსპლუატაციის საერთაშორისო გამოცდილებას. გათვალისწინებული იქნა თითოეული წყაროდან მიღებული გაზის ფაქტორული თბოუნარიანობა.

გათვლებისათვის აღებულია შემდეგი საწვისი მონაცემები:

- თურქმენეთის გაზის ფასი \$42-44/1000მ³;
- აზერბაიჯანის გაზის ფასი \$55/1000მ³ (შემოთავაზებული ფასი საქართველოს სასღიაროთან 2006 წლისათვის);
- რუსეთის გაზის ფასი: \$52/1000მ³, \$75/1000მ³ და \$56/1000 მ³ შესაბამისად ვოლგა-ურალის რეგიონიდან და დასავლეთ ციმბირიდან მიღებული გაზისათვის (ითვალისწინებს რუსეთის ტერიტორიაზე ტრანსპორტირების ღირებულებასაც) და სამხრეთ კავკასიის სახელმწიფოებისათვის მისაწოდებლად განკუთვნილი გაზისათვის (ითვალისწინებს საქართველოს სასღიაროზე 2001 წელს დაფიქსირებულ ღირებულებას);
- ირანის გაზი (სამხრეთის საზღვრები) \$70-100/1000 მ³.

სატრანსპორტო ხარჯები მერყეობს \$10-20\$/1000მ³ ფარგლებში 1000 კმ მანძილზე, მიღსადენის სიმძლავრის, ტიპის (სანაპირო/ოფშორული) და ტრანსპორტირების მანძილის მიხედვით. ტრანსპორტზე გადასახადი შეადგენს ტრანსპორტირებული გაზის ფასის 5-10%-ს და იკვლავა საერთაშორისო პრაქტიკისა და სხვადასხვა ქვეყნებში ამჟამად მოქმედი ფასების შესაბამისად. გათვალისწინებულია აგრეთვე BS სისტემის გადასახადებისაგან გათავისუფლება რუსეთისა და თურქეთის ტერიტორიაზე.

19 ნახაზე ნაივენებია შედარებითი ეკონომიკური შეფასების შედეგები, თითოეული მიღსადენის მარშრუტის კონკურენტუნარიანობის შეფასებისათვის.

როგორც ჩანს, ყველაზე კონკურენტუნარიანი სამხრეთ კავკასიური მიღსადენების სისტემაა, რომელიც უზრუნველყოფს კასპის ბუნებრივი გაზის ყველაზე უფრო იაფ მიწოდებას სამხრეთ კავკასიაში, თურქეთსა და ევროპაში. ამასთან, ცისფერი ნაკადის მიღსადენი და ჩრდილოეთ კავკასია - სამხრეთ კავკასიის მიღსადენი ყველაზე ნაკლებ მომგებიანად გამოიყურება.

„ბოტას“-ის მიერ მიღებული მონაცემები (ნახაზი 1.10) ევროპაში გაზის მიწოდების სავარაუდო ფასების შესახებ საკმაოდ ადეკვატურად ასახავს მოყვანილი ანალიზის შედეგებს^{37,38}.

გარდა ამისა, იმავე მიღსადენებისათვის გათვლილია აგრეთვე შესაძლო ყოველწლიური დანახარჯები ევროპის, თურქეთისა და სამხრეთ კავკასიის ბოლო მომხმარებლებისათვის³⁹. როგორც ჩანს, თურქეთმა შეიძლება მიიღოს მაღალი შემოსავლები სამხრეთ კავკასიის მიღსადენების სისტემის რეალიზაციისათვის, ისევე, როგორც ტრანსკასპიური მიღსადენისა და ირანის მიღსადენის პროექტებიდან. თურქეთისათვის შემოსავლის დამატებითი წყარო შეიძლება გახდეს ევროპაში აზერბაიჯანული და თურქმენული გაზის მიწოდება (ტრანსპორტი ან რეექსპორტი).

აზერბაიჯანული გაზის მიწოდებისათვის სამხრეთ კავკასიური მიღსადენის სისტემის შედარებისას თურქმენეთის გაზის მისაწოდებლად ცისფერი ნაკადისა და ჩრდილოეთ კავკასია-სამხრეთ კავკასიის მიღსადენთან დასტურდება, რომ საუკეთესო ეკონომიკური

³⁷ Cenk Pala. BOTAS. Oil and gas transportation – recent developments and future potential. Materials of International Conference GIOGIE 2003, Tbilisi, March, 2003
³⁸ Study of Observatoire Mediterranee de L'energie (OMIE) institution
³⁹ T.Gochitashvili, L.Kurdgelashvili, Comparative analyses for Russian and Caspian natural gas export to Europe, Proceedings of 25th IEA International Conference, Aberdeen, June, 2002, <http://www.iaec.org>

შედეგი თურქეთის მომხმარებელთათვის მიიღწევა SCP სისტემის გამოყენებისას. ეკონომიკურად აგრეთვე საკმაოდ გამართლებულია ყველაზე უფრო იაფად მოპოვებული თურქმენული გაზის მიწოდება თურქეთსა და ევროპაში ტრანსკასპიური ან თურქმენეთი-ირანი-თურქეთის მილსადენების გამოყენებით, მაგრამ აშშ-ს მიერ გამოცხადებული ირანის პოლიტიკური იზოლაცია და შეთანხმება თურქმენეთის გაზის რუსეთში გატანის შესახებ უკვევე აყენებს ამ პროექტების შემდგომი განვითარების პერსპექტივას. ორი პროექტის – სამხრეთ კავკასიური მილსადენის სისტემისა და ტრანსკასპიური მილსადენების შესაძლო გაერთიანების შემთხვევაში თურქეთსა და ევროპაში აზერბაიჯანისა და საქართველოს გაელთ, კასპიის გაზის კონსოლიდირებული მიწოდებისათვის ყველაზე უფრო მიმსიდველად გამოიყურება. ასეთ შემთხვევაში, აზერბაიჯანისა და საქართველოს ტერიტორიებზე ახალი მილსადენის მოწყობის ნაცვლად შეიძლება გამოყენებული იქნეს სამხრეთ კავკასიური მილსადენების სისტემის შესაძლებლობები (შესაძლო მაქსიმალური გამტარუნარიანობა 30 მლრდ მ³/წ). ამ ვარიანტის რეალიზაცია საშუალებას იძლევა დაიზოგოს დაახლოებით 1000 მილიონი ამერიკული დოლარის ინვესტიციები.

ანალიზი გეინვენებს, რომ საქართველოს ეკონომიკისათვის მაქსიმუმი სარგებელი შეიძლება მიიღწეულ იქნეს სამხრეთ კავკასიის მილსადენების სისტემის განვითარებით. სრული პირდაპირი შემოსავალი (ნახაზი 1.11), ამ შემთხვევაში, შედგენილია სატრანსიტო გადასახადის სახით (რომელიც ტრანსპორტირებული გაზის 5%-ს შეადგენს) საქართველოსათვის სპეციალურად შეთანხმებული ფასით (\$55/1000მ³.ზე) მიღებული გაზის კაპიტალიზაციით ადგილობრივ ბაზარზე წინასწარ პროგნოზირებული ფასების გათვალისწინებით საკვლევ პერიოდში (2020 წლამდე).

პირდაპირი შემოსავლის გარდა, ამ პროექტის ამოქმედებით მნიშვნელოვნად გაუმჯობესდება საქართველოს ენერჯეტიკული უსაფრთხოება. გაზის გარანტირებული მიწოდება განაპირობებს ქვეყნის სამრეწველო პოტენციალის გააქტიურებასაც. ანალიზი გეინვენებს, რომ დაამტებითი შემოსავლები საქართველოს ეკონომიკაში შეიძლება მიიღწეულ იქნას ენერჯის სხვა წყაროების ბუნებრივი გაზით შეცვლითა და შედეგად სოფიერთი სექტორის შემოსავლების მოსალოდნელი ზრდით 250%-ით 2010 წლისათვის, და 360%-ით 2020 წლისათვის 2000 წელთან შედარებით.

თუკი ყველა განხილული მილსადენი აშენდა, შეიქმნება წინაპირობები რეგიონული ბაზრის ჭარბი გაზით გაჯერებისათვის, განსაკუთრებით 2006-2010 წლებში. თუმცა, სამხრეთ კავკასიური და ტრანსკასპიური მილსადენების სისტემების ერთობლივი განვითარების პროექტი აშკარა ფავორიტი იქნება ევროპის ბაზარზე კასპიის გაზის მიწოდებისათვის განაღებული კონკურენციის პროცესში.

2. გახსანვაშემდგომი მოწყობის ტექნოლოგიები და ევროპული გამოცდილება

2.1. ზოგადი მიმოხილვა

ზოგიერთი ქვეყნის ენერგეტიკული სექტორი და მოდერნიზაციაში მნიშვნელოვანწილად არის დამოკიდებული ბუნებრივი აირის (გაზის) იმპორტზე, რაც სპეციალური ღონისძიებების განხორციელებას მოითხოვს ქვეყნის ენერგოუსაფრთხოების უსრუენედელო ფინანსათვის. ამასთან გაზის მოწოდებები მავარებლები გახსნადენების ქსელის გაფართოება, რაც განპირობებულია ძირითად მომხმარებლებთან ახლოს განლაგებული საბადოების მარაგის ამოწურვით და მოპოვების გადანიკელებით ახალ, ინდუსტრიული ცენტრებიდან დაშორებულ საბადოებზე, მრავალ ტექნიკურ და ეკონომიკურ პრობლემებს წარმოქმნის. ეს ძირითადად განპირობებულია გაზის მოხმარების უსაზღვრობით - გათბობისა და სხვა ენერგეტიკული მიხებისათვის მისი მოხმარება საბითრის განმსაღობაში მნიშვნელოვნად გარბობს საშუალო წლიურ მოთხოვნას (იხ. ნახაშები 2.1 და 2.2)¹⁰, მაშინ როცა საბადოთა დამუშავების რაციონალიზაციის მიხით სასურველია მოპოვებისა და მოწოდების არაქტიკულად მუდმივი დონის შენარჩუნება. აღნიშნული ფაქტორი მოწოდება-მოხმარების დისბალანსის გამომწვევი მიხეხი ხდება (იხ. ნახაში 2.3) და განპირობებს გაზის შესანახი ინფრასტრუქტურის მომსაღების აუცილებლობას.

გაზის გათბავებაში მოწიქვეშა გახსნაცავებში მუდარებით თანამედროვე ტექნოლოგიად ითვლება მოთხოვნა-მოწოდების დისბალანსის უარყოფითი ფაქტორის შერბილებისათვის. მოწიქვეშა გახსნაცავები უსანახიქულ ხანის ინტენსიურად ვითარდება და დღეისათვის საერთაშორისო და შიდა გახსნამარაგების სისტემების ერთ-ერთ განუყოფელ ნაწილს შეადგენს. მოქმედი, მსხვილი მოწიქვეშა გახსნაცავების რაოდენობამ მსოფლიოში 600-სს გადააჭარბა.

საერთაშორისო, რომ გაზის საერთაშორისო ბაზრის მიმდინარე დიბერადიზაცია გახსნაცავების უფრო ინტენსიური მშენებლობის ხელშეწყობი ფაქტორი გახდება უახლოეს მომავალში. აღსანიშნავია აგრეთვე რომ ევროპის იმპორტისო ქვეყნების კრიტიკული სიტუაციის მართვის სტრატეგია ითვალისწინებს წიადისეული ენერგეტიკული რესურსების ნორმალური მოხმარების 90 დღიანი მარაგის დარეკერების აუცილებლობას.

მსოფლიოს მოქმედი გახსნაცავების 90 % მოწიქვეშა ფორიან სტრუქტურებშია მოწყობილი და მათი ჯამური მოცულობა დაახლოებით 310 მლრდ კუბურ მეტრს შეადგენს (ნახაში 2.4). სხვა, აღტერნატული ტიპის გახსნაცავები შედარებით შესლდული მოცულობისაა - იკური ტიპის გახსნაცავების საერთო რაოდენობა მსოფლიოში 80-ს აღწეხს და მათი აქტიური ჯამური მოცულობა 2-3 მლრდ კუბურ მეტრს არ აღემატება, ხოლო სახეკადი გაზის მიმღებ-შესანახი 35-მდე ტერმინალის ჯამური მოცულობა დაახლოებით 7-8 მლრდ კუბურ მეტრს შეადგენს.

დასავლეთ ევროპაში ფუნქციონირებს დაახლოებით 78 მოწიქვეშა გახსნაცავი, ხოლო აღმოსავლეთ ევროპისა და ცენტრალურ აზიაში - 67. მათი აქტიური მოცულობა და გახსნაცავების ნორმა შესაბამისად შეადგენს 55 და 131 მლრდ კუბურ მეტრს და დაახლოებით 1.1 და 1.0 მლრდ მ³-ს დღეში¹¹.

ევროპის ენერგეტიკული ასოციაციის (IEA) მონაცემების მიხედვით ფასების სესონური ცვალებადობა გერმანიისა და აშშ-ში 1999-დან 2000 წლამდე 10-13 %-ის ფარგლებში

¹⁰ T. Gochitashvili. Prospects of the Caspian hydrocarbon resources export to Europe & probable impact on the energy sector of transit country. NATO ARW "Security of NG Supply through Transit Countries", Tbilisi, 2003

¹¹ Source: 21st World Gas Conference, report of working committee 1, Nice, France, 2000.

მერყობდა. უფრო მნიშვნელოვანი იყო ფასების ცვალებადობა 60 დღიანი დროის ინტერვალისათვის - 35+125 ევროს ფარგლებში ყოველ 1000 კუბურ მეტრზე⁴².

გაზის გამანაწილებელი კომპანიები დასავლეთში მნიშვნელოვან ინვესტიციებს აბანდებენ გაზსაცავების მშენებლობაში, რათა თავიდან აიცილონ მონოპოლისტ მომწოდებელთა შესაძლო უარყოფითი სეგაელენა და მინიმუმამდე დაიყვანონ გაზის მოხმარების სესონური ფლუქტუაციის შედეგად გამოწვეული დამატებითი ხარჯები.

მიწისქვეშა გაზსაცავების მოწყობა ნახშირწყალბადების გამოფიტულ ველეებში ყველაზე ნაკლებ დანახარჯებს მოითხოვს (ნახ. 2.5). მაგალითად ხვედრითი დანახარჯები გამოფიტულ ველეში მოწყობილი მიწისქვეშა გაზსაცავის ერთეულ მოცულობაზე 3.5-ჯერ უფრო ნაკლებია ვიდრე მარილის კავერებში და 18-ჯერ ნაკლებია ვიდრე თხევადი გაზის საცავის მოწყობის ხვედრითი დანახარჯები⁴³.

გაზსაცავების მოცულობა წლიური მოხმარების 16.5 - 38 %- ის ფარგლებში ცვალებადობს ევროპის სხვადასხვა ქვეყანაში (დანია, ავსტრია, საფრანგეთი, გერმანია, იტალია, სლოვაკეთი, ჩეხეთი, უნგრეთი), და შეადგენს წლიური მოხმარების 17 და 19 %-ს აშშ-ისა და კანადაში შესაბამისად (ნახ. 2.6).

როგორც უკანასკნელი გამოკვლევები ადასტურებს, მოთხოვნილება ახალ საცავ მოცულობებზე ევროპაში შეიძლება მხოლოდ 2007 წლის შემდეგ წარმოიშვას (ნახ. 2.7)⁴⁴. თუმცა, მაშინაც, საბოლოო გადაწყვეტილება მათი მშენებლობის მიზანშეწონილობის შესახებ მიღებულ იქნება მხოლოდ საბაზრო სიტუაციისა და დაწერილებითი ტექნიკურ-ეკონომიკური ანალიზის ჩატარების შემდეგ.

2. 2. მიწისქვეშა გაზსაცავების სახესხვაობანი

სხვადასხვა ტიპის მიწისქვეშა გაზსაცავების ან თხევადი გაზის საცავების ძირითადი დანიშნულებაა სათბობის სტრატეგიული მარაგის შექმნა ე. წ. ფორსმაჟორულ სიტუაციებში გამოყენებისათვის, აგრეთვე გაზის მაქსიმალური მოთხოვნის დაკმაყოფილება ექსტრემალურ, მაგრამ შედარებით მოკლევადიან პირობებში (მაგალითად ზამთრის ცივი სესონის ან მოწოდების გაუთვალისწინებელი შეფერხების დროს). მიწისქვეშა გაზსაცავები ამ მოთხოვნების დაკმაყოფილების ყველაზე მოხერხებული და იაფი საშუალებაა.

მიწისქვეშა გაზსაცავები შეიძლება მოეწყოს ნეთობის ან გაზის გამოფიტულ საბადოში, წალაშემცველ ფენებში, მარილის კავერებში, ლიკვიდირებულ (ან დაკონსერვებულ) მიწისქვეშა მადარობებში ან მაგარი ქანების ხაზოვან სიცარიელებებში (ნახაზი 2.8).

პირველად საცდელი გაზის ჩაჭირხნა მიწისქვეშა რეზერვუარში 1915 წელს კანადის ონტარიოს პროვინციაში განხორციელდა. 1916 წელს კი უკვე აშშ-ში, ნიუ-იორკის შტატში მსოფლიოში პირველი გაზის მიწისქვეშა საცავი მოეწყო ნეთობის გამოფიტული საბადოს ბაზაზე. წყალშემცველი ქანი, მარილის კავერნა, ლიკვიდირებული მადარო და მაგარი ქანის სიცარიელე მიწისქვეშა გაზსაცავის მოსაწყობად პირველად შესაბამისად 1946 წელს კენტუკში (აშშ), 1961 წელს მინიგანში (აშშ), 1963 წელს კოლორადოში (აშშ) და 2002 წელს სკაღენში (შვეიცია) გამოიყენეს.

გაზის ან ნეთობის გამოფიტული რეზერვუარების გადაკეთება საცავად მარტივად ხერხდება, რადგან ისინი ბუნებრივად აკმაყოფილებენ ფორიანობისა და შეღწევადობის პირობებს. მიუხედავად ამისა, გაზსაცავის მშენებლობის დაწყებამდე, როგორც წესი,

⁴² Graham Weale. The 2002 European Gas Storage Study highlights, surplus supply capacity. Prepared by The DRI-WEFA Global Energy Practice

⁴³Abien Favret. Up-To-Date Researches and Future Trends in UGS Facilities. NATO ARW "Security of NG Supply through Transit Countries", T.Milist, 2003

⁴⁴ Graham Weale. The 2002 European Gas Storage Study highlights, surplus supply capacity. Prepared by The DRI-WEFA Global Energy Practice

აუცილებლად მოწმდება, უსრუნველყოფს თუ არა მოთხოვნილ მაღალ გაცემისუნარიანობას (300-დან 500 მლნ კუბურ მეტრამდე სამთრის პერიოდში) და მფარავი ქანების საიმედო გაუმტარობას.

წყალშემცველ ფენაში გაზსაცავის მოწყობის პრინციპი ითვალისწინებს ხელოვნური გაზის საბადოს შექმნას ფენის სიციარიდელებში. ამისათვის აუცილებელია ანტიკლინის არსებობა იზოლირებული, ფროვანი და შედარებით რესურვებით და მაღალი დონის გაუმტარი მფარავი ქანებით.

მიწისქვეშა გაზსაცავის მოსაწყობად მარილის ქავერნაში თავდაპირველად ახდენენ მარილის გახსნას წყალში და მარილხსნარის ზედაპირზე ამოტუმბვას ჰაბურდილის საშუალებით, რომელსაც შემდგომში გაზის ჩაჭირხნისა და საექსპლუატაციო გაზსაცემისათვის გამოიყენებენ. ასეთი რესურვურები შედარებით მცირე მოცულობის (50-დან 500 მლნ კუბურ მეტრამდე) გაზის საცავებად გამოიყენება. მარილის ქავერნებში მოწყობილი საცავები გამოირჩევა მაღალი გაცემის უნარიანობით. შეესებოსათვის საჭირო მცირე პერიოდით, ბუყურული გაზის მინიმალური წილით და მისი სრული დაბრუნების შესაძლებლობით საცავის გაუქმების შემთხვევაში.

2. 3. მიწისქვეშა გაზსაცავების მოწყობის თანამედროვე ტექნოლოგიები

2. 3. 1. გეოლოგიური ძებნა-ძიება და სეისმური მონიტორინგი

გაზსაცავის მოსაწყობად სტრუქტურის დასვერვითი სამუშაოები განსხვავებული და უფრო რთულია ნავთობის ან გაზის საბადოს სტრუქტურის მოძიების სამუშაოებთან შედარებით. მხოლოდ რესურვურის გამოძიება არ არის საკმარისი გადაწყვეტილების მისაღებად. საჭიროა აგრეთვე დადასტურება, რომ ნაჭირხნილი გაზი არ გაჟონავს მფარავი ქანების არასაკმარისი სისქისა და შედარებით დაბალი გაცემის გამო.

დეტალური სეისმური მონიტორინგის თანამედროვე მეთოდები საშუალებას იძლევა დაფიქსირდეს მცირე ზომის სტრუქტურები და მცირე მასშტაბის რღვევები და ნახსლეტები უმნიშვნელო დაცურებით, და გაზისა და სითხის ურთიერთკონტაქტის ზედაპირები და ფაქტების მეორადი ვარიაციებიც კი. 3 განსომილებიანი და განმეორებითი 3 განსომილებიანი (რომელსაც 4 განსომილებიანსაც უწოდებენ) სეისმური მონიტორინგის სამუშაოები სტრუქტურათა ძებნა-ძიების ყველაზე უფრო პერსპექტიულ მეთოდებად ითვლება⁴⁵. მონიტორინგის 4 განსომილებიანი სისტემა ეფუძნება სეისმური გადაძვლების განთავსებას მუდმივი ინტერვალებით (ან მუდმივად) ზედაპირზე ან ჰაბურდილებში⁴⁶. გაუმჯობესებული მრავალჯერადი გადაფარვის სეისმიკა AVO (ამპლიტუდა წინაცვლების სინაცვლოდ) საუკეთესო შესაძლებლობას იძლევა რესურვურის პეტროფიზიკური თვისებების დასადგენად.

სეისმური დასვერვა საშუალებას იძლევა: მინიმუმამდე დავიდეს გაურკვევლობა განვითარების ადრეულ ეტაპზე, შემცირდეს საძიებო და საექსპლუატაციო ჰაბურდილების რაოდენობა, რაციონალურად შეირჩეს საცავისათვის საჭირო მოცულობები რესურვურში.

⁴⁵ Seismic Monitoring for Optimising the Operation of Underground Storage Facilities, F. Verdier & F. Huguet, Gaz de France, 20th World Gas Conference, Copenhagen, 10 - 13 June 1997

⁴⁶ Performances survey of aquifer UGS facilities, F. Favret & F. Huguet Gaz de France, ARTEP (French Research Association on Oil Operating Technics), France, September 1997

2. 3. 2. მიწისქვეშა გაზსაცავების მოდელირება

სეისმური მონიტორინგის შედეგები გამოიყენება რესურსების მოდელირებისა და გაზის ართმეის პროგნოზის დასუსტებისათვის. მოდელირების გამოყენება აუცილებელია ჭაბურღილების განლაგებისა და გაზის ართმეის პროცესის ოპტიმიზაციისათვისაც.

სითხის (გაზის) ნაკადის რიცხობრივი მოდელირების მეთოდების შეჯერება გეოსტრატეგიული მოდელირების მეთოდებთან რესურსების მახასიათებლების (ფორიანობა, შეღწევადობა, შეჭიდულობა) გათვალისწინებით საშუალებას იძლევა უფრო ნათლად იქნეს წარმოდგენილი რესურსების ექსპლუატაციის საკითხები, მათ შორის მისი რაოდენობრივი მახასიათებლები.

სითხის ნაკადის მოდელირება საშუალებას იძლევა, განისაზღვროს გაზის განაწილება რესურსებში. დროის ნებისმიერ ინტერვალსა და ნებისმიერი თვისებების მქონე ქანებში. შესაბამისად, შესაძლებელია იქმნება წინასწარ შეფასდეს გაზსაცავის რეალური აქტიური (მუშა) მოცულობა, პიკური გაცემის ხარისხი, საჭირო ჭაბურღილების რაოდენობა და განლაგება და ბუფერული გაზის მინიმალური მოცულობა, რომელიც აუცილებელია ნაიჭირხნოს საცავში⁴⁷.

დღეისათვის შემუშავებულია რესურსების მოდელირების ახალი, გამარტივებული მეთოდი, რომელიც საშუალებას იძლევა, პერსონალური კომპიუტერის გამოყენებით მოხდეს ძირითადი პროცესების მოდელირება და საპროგნოზო პარამეტრების განსაზღვრა⁴⁸.

2. 3. 3. ბუფერული გაზის მართვა

მიწისქვეშა გაზსაცავის მშენებლობის დროს, საწყისი ინვესტიციების მნიშვნელოვანი ნაწილი (როგორც წესი მთლიანი დანახარჯების 30-40%) ხიზარდება ბუფერულ გაზსე-ბუნებრივი აირის ჩანაცვლება, სხვა ალტერნატიული ბუფერული გაზით მნიშვნელოვანად ამცირებს ამ დანახარჯებს, თუმცა მოითხოვს სპეციალური მეთოდების ცოდნასა და სუსტ დაცვას. ფრანგული "გაზ-დე-ფრანსის" (Gaz de France) მიერ გამოცდილია 7 მიწისქვეშა გაზსაცავი და დაგროვილია მდიდარი გამოცდილება ბუნებრივი აირის ინერტული აირით ან ნარევი გაზით ჩანაცვლების საკითხში^{49,50}. ჩანაცვლების პროცესის მონიტორინგი და განსაკუთრებული ღონისძიებების სწორი დაცვა უსრუნველყოფს ბუფერულ გაზსე დანახარჯების დაახლოებით 20%-ით შემცირებას.

2. 3. 4. დიდი დიამეტრის და პორიზონტალური ჭაბურღილები

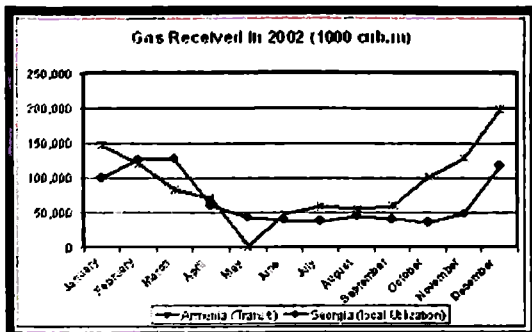
დიდი დიამეტრის ჭაბურღილები გამოიყენება საშუალებას იძლევა მნიშვნელოვანად გაიზარდოს მიწისქვეშა გაზსაცავის გაზგაცემის უნარიანობა. ეს მეთოდი, ტრადიციულად გამოიყენება ისეთ შემთხვევებში როდესაც არ მიმდინარეობს აირადი და თხევადი კომპონენტების თანადროული (თანმდევი) მოპოვება. გარდა ამისა, ექსპლუატაციის პერიოდში მიღგაყვანილობის გასწვრივ წნევის ვარდნის შემცირების მიზნით, ხშირად იყენებენ მუდმივი

⁴⁷ Masanori Kurihara, Jialing Liang and others. Development and Application of Underground Gas Storage Simulator. SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management, Yokohama, Japan, April 2000

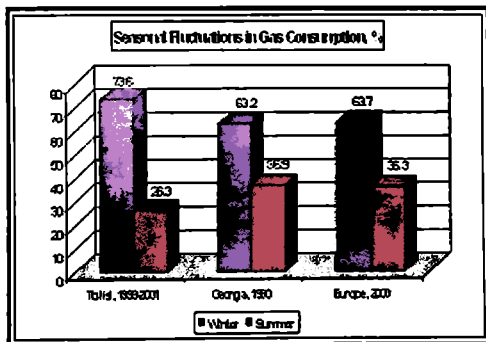
⁴⁸ A. Gillez, F. Pech. Underground gas storage: planning and modeling with simsim, a new reservoir engineering software tool. NATO ARW "Security of NG Supply through Transi Countries", Tbilisi, 2003

⁴⁹ Cushman Gas Alternatives, IGU Committee A Report. Study leader: V. Onderka, PhD. Geogas a.s., 20th World Gas Conference. Copenhagen, 10 - 13 June 1997

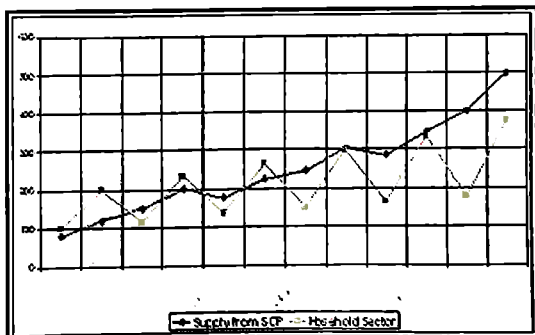
⁵⁰ Ustlag Inert Gas: Almost Twenty Years of Experience. G. Meunier & F. Labaune. Gaz de France. 20th World Gas Conference. Copenhagen, 10 - 13 June 1997



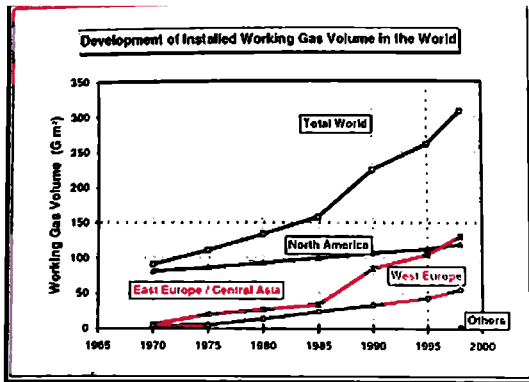
ნახ. 2.1. გაზის მოხმარების უთანაბრობა თვეების მიხედვით. საქართველო, 2002 წ.
 Figure 2.1. Georgia 2002, monthly fluctuations in gas consumption



ნახ. 2.2. გაზის მოხმარების სეზონური უთანაბრობა
 Figure 2.2. Seasonal Fluctuations in gas consumption

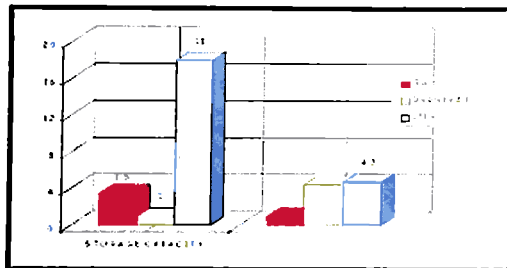


ნახ. 2.3. მიწოდება-მოხმარების დისბალანსის პროგნოზი
 Figure 2.3. Forecasts for Demand-Supply misbalance, Georgia 2005-2010



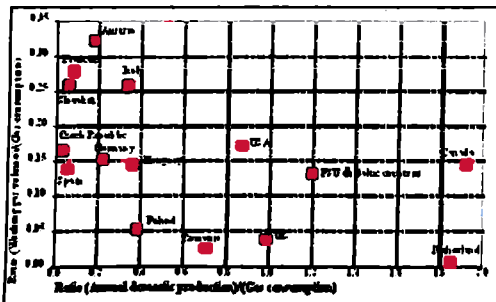
ნახ. 2.4. მიწისქვეშა ვახსაცავების განვითარების ღონაძიკა მსოფლიოში (გაზის მსოფლიო 21-კონფერენციის მასალებიდან)

Figure 2.4. Worldwide Development of UGS (Materials of 21st world gas conference).



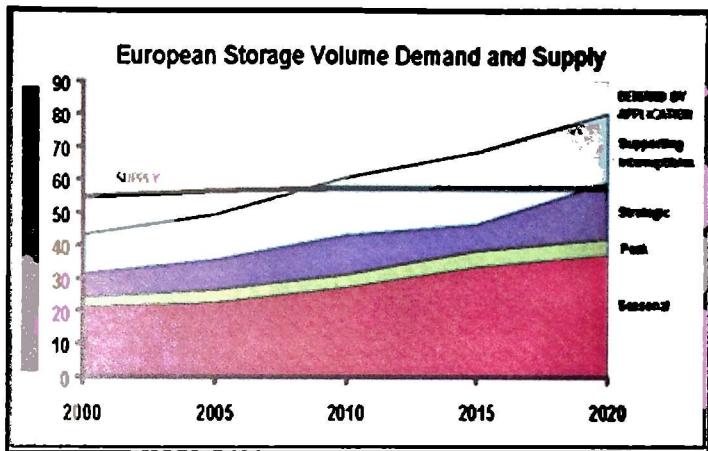
ნახ. 2.5. დანახარჯების შეფასება

Figure 2.5. Comparison of costs for gas storages

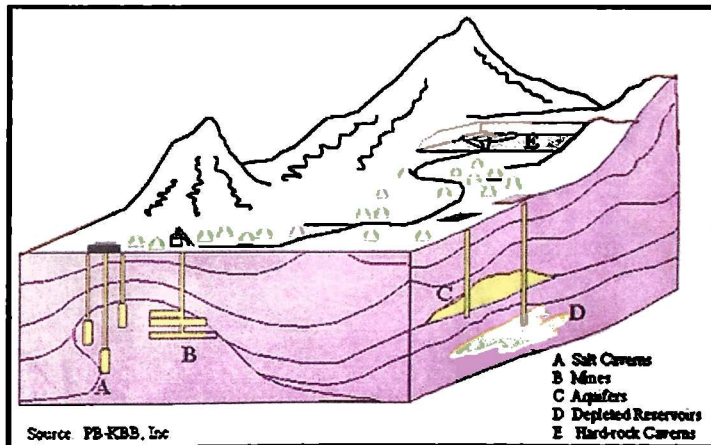


ნახ. 2.6. მიწისქვეშა ვახსაცავების ხედვითი მოცულობები მსოფლიოს სხვადასხვა ქვეყნებში

Figure 2.6. Underground gas storages in Europe and world wide

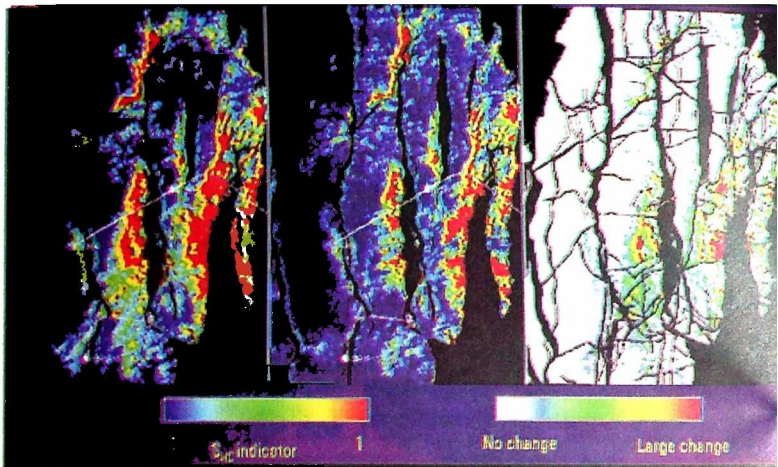


ნახ. 2.7. მოთხოვნა მიწისქვეშა გაზსაცავების მოცულობაზე ევროპაში
 Figure 2.7. Demand for Underground Gas Storages in Europe

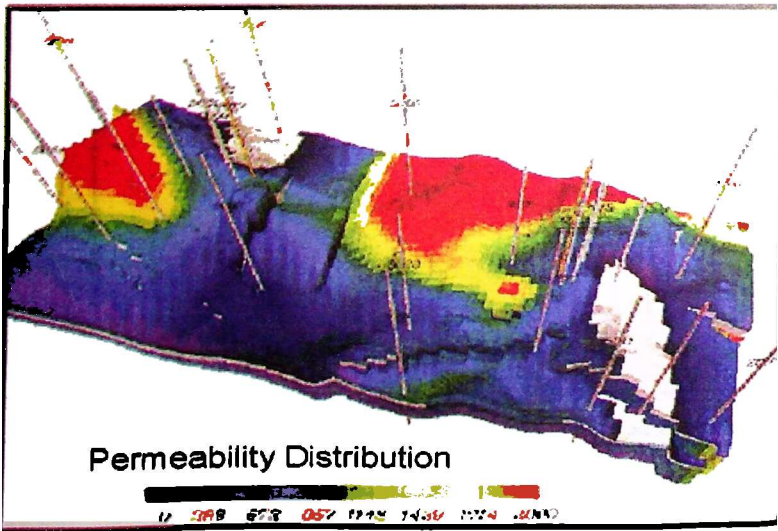


ნახ. 2.8. სხვადასხვა ტიპის მიწისქვეშა გაზსაცავები
 A-მარილის კავერნები; B- ლიკვიდირებული მღარაო;
 C- წყალუმცველი ფენა; D - გამოფიტული რესერვუარი;
 E- სიცირობულ მღარ კანში

Figure 2.8. Different types of underground gas storages



ნახ. 2.9. ოთხგანზომილებიანი სეისმური დაზვერვის შედეგები
 Figure 2.9. Sample of 4D Seismic measures (from KBB)



ნახ. 2.10. რეზერვუარის მოდელირების მაგალითი
 Figure 2.10. Example of the reservoir modelling

დიაგრამის სამაგრ მიღეს, რათა შემცირდეს გაზის ნაკადის ტურბულიზაცია (ეს მეოთხედი ცნობილია, როგორც „მონო“ ჭაბურღილის მეთოდი)³¹.

გაზგაცემის უნარიანობის გაუმჯობესებას ემსახურება აგრეთვე პორისორტალური ბურღვის გამოყენება. პორისორტალური ბურღვა განსაკუთრებით ეფექტურია ექსპლუატაციის იმ პერიოდში როდესაც რესურსების ქანები ნაკლებ შელწვევადი ხდება და მნიშვნელოვნად მცირდება გაზგაცემის უნარი. პორისორტალური ბურღვა საშუალოდ 1.5-ჯერ სრდის რესურსების გააცემას, რესურსების ხარისხსა და პორისორტალური დრენირების სიგრძისაგან დამოკიდებულებით.

სოციალურ შემთხვევაში, მაგალითად, კარბონატურ ქანებში, მიწისქვეშა გაზსაცავის მოსაწყობად, პორისორტალური ბურღვის გამოყენება გარდაუვალია, თუმცა ეს მეოთხედი სასარგებლოა სხვა, მცირე შელწვევადობის მქონე გამოფიტული საბადოების ბაზაზე საცავის მოწყობის შემთხვევებშიც.

2. 3. 5. მარილის კავერნები

მარილის კავერნაში მოწყობილი გაზსაცავი ხელოვნურ, მარილხსნარის ამოტუმბვის შედეგად მიღებულ სიკარილეში თავსდება, განსხვავებით ბუნებრივ ფოროვან ქანებში განლაგებული საცავისა.

ძირითად ტექნოლოგიური სიახლეები, რომელთა გამოყენება უსრუველყოფს გაზსაცავის მოსაწყობის ინვესტიციების მნიშვნელოვან შემცირებას, შემდეგია:

- საცავის დიდი სასარგებლო მოცულობა შედარებით შესწავლულ სიერცემში;
- მინიმალური საექსპლუატაციო წნევა;
- შესაძლებლობა, მაქსიმალურად გაიზარდოს საექსპლუატაციო წნევა;
- ხსნარის მოშალდებისა და ამოტუმბვის თანამედროვე ტექნოლოგიების გამოყენების შესაძლებლობა.

პირველი გაზსაცავები მარილის კავერნებში მოწყობილი მერსიდეში (აშშ, 1961 წ.), მედიდში (კანადა, 1964 წ.), აბოვიანში (სომხეთი, 1964 წ.), ტერსანეში (საფრანგეთი, 1968 წ.) და კილში (გერმანია, 1969 წ.). ეს საცავები შედარებით მცირე მოცულობისაა (30-100 ათასი მ³-ის ფარგლებში). თანამედროვე მეცნიერებისა და საინჟინრო ცოდნის ბაზაზე აშენებული საცავების მოცულობები 600 ათას მ³-ს აღწევს. მოცულობის შესწავლა დაკავშირებულია ჭაბურღილებში წნევის დანაკარგების შემცირებისა და ექსპლუატაციის უსაფრთხოების პირობების მოთხოვნების გამო.

მინიმალური საექსპლუატაციო წნევის შემცირება საშუალებას იძლევა, გაიზარდოს აქტიური გაზის მოცულობა და შემცირდეს ინვესტიცია ბუფერული გაზისათვის. მინიმალური საექსპლუატაციო წნევის შემცირება 10 ბარით ინვესტიციების დაახლოებით 10-15%-ით შემცირებას იწვევს.

კავერნის მაქსიმალური მოცულობა პროპორციულად იზრდება მაქსიმალური საექსპლუატაციო წნევის მატებით. ამ წნევის 10%-ით გაზრდა დაახლოებით 15%-ით სრდის აქტიური გაზის მოცულობას. სოვალად მაქსიმალური საექსპლუატაციო წნევა შესწავლულია ქვამარილის შელწვევადობით ნახშირწყალბადების მიმართ, როცა წნევა რჩება უფრო ნაკლები ვიდრე დაძაბულობები. ეს უკანასკნელი კი მფარავი ქანების წონის ტოლია და დაახლოებით 2-2.3 ბარს შეადგენს ყოველ მეტრ ნაღრმეებაზე³².

დანახარჯები კავერნიდან მარილის მოპოვებაზე (ამოღებაზე) ჯამური ინვესტიციების 25-35%-ს შეადგენს. მარილხსნარის მოშალდებისა და ამოტუმბვის ცნობილი ტექნოლოგიების გამოყენება დიდი მოცულობის კავერნების მოშალდებისას გრძელვადიანი პროცესია და მოითხოვს 7-9 მ³ წყალს ყოველ კუბურ მეტრ მარილზე. მიღებული დაახლოებით 300 კგ/მ³

³¹ O. Inanc T. Hulya Karaalioglu, A. Sattman, Effect of the Wellbore Conditions on the Performance of Underground Gas-Storage Reservoirs, Istanbul Technical, SPE/CERI Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta Canada, 3-5 April 2000

³² Increasing Maximum pressure in Salt Caverns, P. Desgrée & M. Fauveu, Gaz de France, 20th World Gas Conference, Copenhagen, 10 - 13 June 1997.

მასური კონცენტრაციის მარილხსნარი კი, როგორც წესი, გამოყენება ქლორისა და სოდის წარმოებაში, ზოგჯერ კი წიაღში ან ზღვაში გადაიტუმება.

მარილხსნარის მომზადებისა და მოპოვების ტექნოლოგია ითვალისწინებს 2 კონცენტრული მილის გამოყენებას, წყლის ინექციურებისა და მარილხსნარის ამოტუმბვისათვის. ამასთან, სპეციალური ზომები უნდა იქნეს მიღებული, რათა სიცარიელის გეოტექნოლოგიური ზომები დაგეგმილ ფარგლებში იქნეს შენარჩუნებული. სამაგრი მილის ქუსლი თანდათანობით უნდა დაიძიროს და პარალელურად გამოყენებულ იქნეს თხევადი გაზი, დიზელის საწვავი, აზოტი ანდა ბუნებრივი აირი რესურსების მფარავი ქანების საფარად. საცავის მშენებლობის დამთავრების შემდეგ კი, ჭაბურღილი უნდა გადაკეთდეს მიღებული სიცარიელის გაუწყლოებისა და გაზის მიწოდებისათვის. გაზი ჩაიჭირხნება გაუწყლოებისა და მოპოვებელ მილებს შორის წარმოქმნილი წრიული დრეჟოს მეშვეობით, მარილხსნარი კი გაუწყლოების მილით ამოტუმბება. საცავის მოწყობის ასეთ ტექნოლოგია, როგორც წესი 1,5-დან რამდენიმე წლამდე პერიოდს მოითხოვს.

განსხვავებული ე.წ. SMUG (ხსნარის მომზადება გაზის თანხლებით) ტექნოლოგიის გამოყენება საშუალებას იძლევა შედარებით უფრო სწრაფად და იაფად მოეწყოს მიწისქვეშა გაზსაცავი³³. SMUG-ის ტექნოლოგია წარმოებით იქნა გამოყენებული აშშ-ში "მოსს ბლადფის" (ტეხასი) და, "უგანის" (ლუიზიანა) მარილის კავერნებში საცავის მოსაწყობად. ეს ტექნოლოგია ითვალისწინებს საცავის ექსპლუატაციაში შესვლას თანდათანობით. მარილხსნარის მომზადებისათვის ამ შემთხვევაში, ტრადიციული ტექნოლოგია გამოიყენება, მაგრამ, პირველ რიგში, საპროექტო დიამეტრის მქონე სიცარიელე მზადდება კავერნის ზედა ნაწილში, შეესება გაზით, მაშინ, როცა კავერნის ქვედა ნაწილში ისევ მიმდინარეობს გამოტუმბვის პროცესი. კავერნის ზედა ნაწილში დაცული გაზი ამ დროს ასრულებს საფარის მოვალეობასაც. ამ ტექნოლოგიის გამოყენების დროს ძალიან მნიშვნელოვანია გაზისა და მარილხსნარის ურთიერთშეხების სელაპირის რაციონალური მართვა.

შემდგომში, როცა კავერნის ქვედა ნაწილის დიამეტრიც გაიზარდება საპროექტო სიდიდემდე, მოხდება მისი შეესება გაზით, თუმცა სიცარიელის ქვედა ნაწილში კვლავ შენარჩუნდება მარილხსნარის გარკვეული, კონტროლირებადი მოცულობა.

2. 3. 6. პერსპექტიული ტექნოლოგიები

ცნობილია მრავალი საკლექ-სამეცნიერო სამუშაოები, რომელთა ძირითადი დანიშნულებაა არსებული მიწისქვეშა გაზსაცავების ოპტიმიზაცია^{34,35}.

ჩვეულებრივად გაზსაცავის მოსაწყობად განკუთვნილი მარილის ფენის სისქე 150-400მ-ის ფარგლებში ცვალებადობს, თუმცა ზოგჯერ ამისათვის უფრო თხელი, 60-100მ სისქის ფენებიც გამოიყენება. მაგრამ არსებობს ფენები, სისქით 60-მდე, რომლებიც არ იძლევა საცავების მოწყობის ტრადიციული ტექნოლოგიების გამოყენების შესაძლებლობას. მომზადების ძირითადი სირთულეები ასეთ ფენებში დაკავშირებულია სხვა ქანების ჩანართების არსებობასთან და მარილხსნარის მომზადების პროცესის მართვასთან. გარდა ამისა, ტრადიციული, დიდი ზომის სიცარიელეებისაგან განსხვავებით, ასეთ პირობებში მნიშვნელოვანს კარგავს რავიტაციის ბაგელნაც.

გეომექანიკური კვლევებისა და ჰ-განზომილებიანი მოდელირების შედეგებს დაყრდნობით, "გაზ-დე-ფრანსის" სპეციალისტთა მიერ შესწავლილ იქნა გვირაბის ფორმის, პირობითად პორიზონტალური, დაახლოებით 1000-3000 მ² კვეთის სიცარიელეში 100 ათასიდან 1 მლნ მ³-მდე მოცულობის გაზსაცავების მოწყობის შესაძლებლობები. ორი საცდელი

³³ Soudou Mining and Storing Natural Gas Simultaneously – Operational Experience, Jack W. Gatewood, Market Hub Partners. Michel Dussaud, Charles Chabannes, Jérôme Jacquemont, Sofregaz US Inc., L. Cherouvrier, Sofregaz, SMRI Spring 1997 Meeting, May 11-14, Cracow, Poland.

³⁴ Fabien Favret, Up-To-Date Researches and Future Trends in UGS Facilities. NATO ARW "Security of NG Supply through Transit Countries", Tbilisi, 2003

³⁵ Underground Gas Storage, Technological Innovations for an Increased Efficiency, Marie Françoise Chabreille, Michel Dussaud Sofregaz US. Daniel Bourjas and Bruno Hugout Gaz de France, 17th Congress of the World Energy Council 1998

სი(ცარიელე (აღლასის მახლობლად საფრანგეთში) იქნა შეყვასებული სი(ცავის მოსაწყოზად. მიუხედავად იმისა, რომ სი(ცავრო ინვესტიციები ამ შემთხვევაში 15-20%-ით უფრო მიაღლი იქნება, ვიდრე ტრადიციულ კაერნებში გასსი(ცავის მოწყოზისას, ეს ტექნოლოგია სულ უფრო მიმსიდეველი ხდება ეეროპისა და ჩრდილოეთ ამერიკაში.

მაგარი ქანების სი(ცარიელეებში ამონავიანი გასსი(ცავების მოწყოზის (LRC) ტექნოლოგია გამოიყენება ისეთ შემთხვევაში თუ ქვეყანაში არ აღმონრდება შესაფერისი გეოლოგიური ფორმაციი სხეა რომელიმე ტიპის სი(ცავის მოსაწყოზად³⁶. ამ შემთხვევაში ძაღლიან მინიშნელოვანია მიაღლი, 150-250 ბარი წნევის შენარსუნების აუცილებლობა მაგარი ქანების ამოგებულ სი(ცარიელეებში, რომლებიც სუდაპირთან შედარებით ახლოს (100-200 მ-ის სიდრმესუ) არიან განლაგებულნი. მიაღლი წნევის შესიანარსუნებლად გამოიყენება სი(ცარიელეების ფოღადის ამონავი. ეს ამონავი და(კულია გარკვან ბეტონის ფენით, რომლის დანიშნულეება გაღდას(კეს წნევა ამონავებიდან ძირითად ქანებს, რომლებიც, თავის მხრივ, დაძაბულობათა განტეირთვის ძირითადი საშუალებაა.

LRC-ს ტექნოლოგია წარმატებით იქნა გამოცდილი 130 მ კამერაში 50 მ სიდრმესუ შეეციაში, ქალაქ გრანგესბერგის მახლობლად. 1997 წელს სკალენში (შეეცია) დაიწყო სადემონსტრაციო დანიადგარის მშენებლობა მისი მოცულობაა 40 000 მ³-ს შედგენს და კომერციული სი(ცარიელის ნახეგარს უტოლდება. ეს სი(ცავი ამჟამად წინასიექსლუატიაციო გამოცდების გაღის.

LRC-ს ტექნოლოგიით გასსი(ცავის მოწყოზის ღირებულებაა 2-4 ჯერ აღემატება ტრადიციულ ტექნოლოგიების დანიასარჯებს, მაგრამ გაცილებით დაბალია ვიდრე თხეველი გასის პიკური ტიპის გასსი(ცავების ღირებულება. გარდა ამისა, LRC ტიპის სი(ცავები, საშუალებას იძლევა წყლიწადში მრავალჯერადი შეესებისა და დაცილისათვის, ხოლო მომსახურების სიმარტივის გამო მათი ექსლუატიაცია გაცილებით იაფი იქნება.

2. 3. 7. მიწისქვეშა გასსი(ცავების ოპტიმისიაცია

შემუშაებულაია მრავალი მეთოდი მოქმედი გასსი(ცავების ექსლუატიაციის პროცესის რაციონალური მართვისათვის. მათ შორის შემდეგი ძირითადი ღონისძიებები ითვლება ეეველასუ მინიშნელოვანად:

- სუეციადლური ფილტრის მოწყოზა, რათა მინიმუმამდე შემციორდეს ქეიშის წატი(ცება გასის ნიკადის მიერ სი(ცავის არაბმულ ქანებში მშენებლობის დროს³⁷;
- მათემატიკური და პროგრამული უსრუნველეყო (მათ შორის რესურეუარის მრაველგანსომიღებიანი მოდელირებისა და ქანების თვისებების დასადგენად) გასსი(ცავის დაპროექტების, მოწყოზისა და ექსლუატიაციის პროცესების ოპტიმისიაციისათვის;
- ექსლუატიაციის პროცესის კონტროლისა და რეგულირებისათვის მაგნიტური რესონანსის, სამგანსომიღებიანი სეისმიკის, მრავალფასოვანი ნიკადის და ქეიშის დამტატიორების გამოიყენება³⁸;
- სი(ცავის შიგნით მოწყოზილი გადამწოდებისა და ოპტიკური გამტარების მეშეეობით უწეეეტი ინფორმაციის მიღება რესურეუარის ცვალებადობის პროცესების შესახებ და მათსუ დაერდნობით შესაბამისი ღონისძიებების დაეეეგება და განხორციელდება.

აღნიშნულის გარდა, შეთავისებულაია მრავალი ახალი ტექნოლოგია, რათა წარმატებით იქნეს გადარწეეეტილი სი(ცავების მოწყოზისა და ექსლუატიაციის ოპტიმისიაციის

³⁶ The Potential Market for. Lined Rock Cavern Storage of Natural Gas, Per Tengborg, Sydkraft, Muriel Rosé, 20th World Gas Conference. Copenhagen, 10 - 13 June 1997

³⁷ A Successful Polymer Treatment For Water Coning Abatement in Gas Storage Reservoir", A. Zaitoun, Institut Français du Pétrole, T. Pichery, Gaz de France, SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 30 September-3 October 2001

³⁸ Monitoring The Solids In Well Streams of Underground Gas Storage Facilities", M. Mezger, Geoinform Ltd., T. Állóds, MOL Hungarian Oil and Gas Co. J. Segesdi, Geoinform Ltd., Z. Tóth, Elcom Ltd., SPE International Symposium on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, 23-24 February 2000

სხვადასხვა ტექნიკური და ეკონომიკური საკითხი^{59,60,61}. თანამედროვე ეტაპზე კი მკვლევართა და სპეციალისტთა ყურადღება ძირითადად გამახვილებულია მიწისქვეშა გაზსაცავების მოწყობისა და ექსპლუატაციის ისეთ პრობლემურ საკითხებზე, როგორცაა:

- გარდამავალი პროცესების გახილვა ერთობლივად, საცავისა და გაზის ქსელის გამარტივებულ მოდელზე;

- ყოველდღიური კონტროლისა და მენეჯმენტის დანერგვა;

- რეალური ეკონომიკური მონაცემების გათვალისწინება, კერძოდ, საცავეში მოთავსებული და მიღსადენით მოწოდებული გაზის მიმდინარე ღირებულებათა შეფარდება, ტრანსპორტირების დანახარჯები, იმპორტული გაზის ფასის ცვალებადობა და ა. შ.

ნატარებელი ანალიზის საფუძველზე შეიძლება დავასკენათ, რომ გაზის იმპორტზე დამოკიდებული ქვეყნებისათვის აუცილებელია სტრატეგიული და/ან კომერციული მარაგის შესაქმნელი გაზსაცავის მოწყობის მიზანშეწონილობის საკითხის დეტალური განხილვა და შესაძლო ალტერნატიული ვარიანტების შემთხვევაში სავარაუდო ტექნიკური, ეკონომიკური და პოლიტიკური შედეგების შეფასება.

⁵⁹ "Optimising Your Natural Gas Assets" F. Favret Sofregaz, EnergyWise UGS workshop, Amsterdam, Netherlands, April 2003

⁶⁰ "Optimal use of the GDF's set of underground gas storage" F. Favret, E. Rouyer, D. Bayen & B Corgler, Gaz de France, 21st World Gas Congress, Nice, France, June 2000

⁶¹ "Increase of working gas capacity in existing Gaz de France storage facilities", F. Favret, E. Rouyer & Y. Muller, Gaz de France, French Gas Conference, Toulouse, France, July 1997

3. გაზის ბარდაქმნის თანამედროვე ტექნოლოგიები

3.1. თხევადი გაზის (LNG) წარმოების ტექნოლოგიები⁶²

შესავალი

თხევადი გაზის გამოყენება დაახლოებით ორმოცდაათ წლიან ისტორიას ითვლის. იგი განსაკუთრებით ფართოდ გამოიყენება ამერიკის შეერთებულ შტატებში, იაპონიასა და საფრანგეთში, უკანასკნელ პერიოდში კი ინტენსიურად იპყრობს მთლიანი ევროპის მხარე ენერგეტიკულ ბაზარსაც. ამჟამად თხევადი გაზით ეაჭრობას უკავია საერთაშორისო გაზის ბაზრის დაახლოებით 22%-იანი სეგმენტი. 2010 წლისათვის მოსალოდნელია მისი მოხმარების გარემიზება დაახლოებით 220-დან 270 მილრდ მ³/წ-მდე, რასაც ხელს უწყობს თხევადი გაზისა და ბუნებრივი აირის მიღსადენებით მიწოდების ფასების გათანაბრების ტენდენციაც⁶³ (ნახაზი 3.1).

თხევადი გაზი უფერული, არატოქსიკური და არაკანცეროგენური ნივთიერებაა. რადგან თხევად გაზს არ ემეცება არანაირი ართმატული ნაერთი (ოქსიდანტი). გაჟონების გასაგებად საჭიროა სპეციალური აპარატურის გამოყენება. თხევადი გაზის ხევედრითი წონა წყლის ხევედრითი წონის 45%-ს შეადგენს. აირად მდგომარეობაში ჰაერთან შერევისას თხევადი გაზი შეიძლება აფეთქდეს მსოფლოდ იმ შემთხვევაში თუკი გაზისებრი მეთანის კონცენტრაცია არის 5-15%-ის დიაპაზონში. არც თხევადი გაზი და არც მისი ორთქლი არ აფეთქდება დია ხიერცეში⁶⁴.

გათხვეადების დროს ხდება მოცულობის 600-ჯერ შემცირება. ეს კი ნიშნავს რომ თხევადი გაზის ხევედრითი სიმკრივე 600-ჯერ უფრო მაღალია ბუნებრივ გაზთან შედარებით ატმოსფერულ მდგომარეობაში.

გაზის გათხვეადების ტექნოლოგიების განვითარებამ შეიძლება ხელი შეუწყოს თხევადი გაზის წარმოების დეცენტრალიზაციის კონკურენტუნარიანი პროექტების ფართო დანერგვას. რაც უდავო წელიდს შეიტანს მიღსადენებით დაუფარავი რეგიონებისათვის ენერჯის მიწოდების უსაფრთხოების ამადლების საქმეში.

გაზის თხვეად საწვეად გარდაქმნის თანამედროვე ტექნოლოგიები, მიწვეულია როგორც კონკურენტუნარიანი ალტერნატივა გაზის ექსპორტისათვის საერთაშორისო ბაზარზე შორეული ადგილებიდან. მოთხოვნილების ზრდა თხვეად გაზსე უპირატესად ფასების მნიშვნელოვანი კლებით არის განპირობებული თხვეადი გაზის უტილიზაციის მილიან ჯაჭვში – წარმოების, ტრანსპორტირებისა და შენახვის პროცესების ნათვლით. მოთხოვნილების ზრდის მნიშვნელოვან მასტიმულირებელ ფაქტორს წარმოადგენს აგრეთვე ენერგოუსაფრთხოება, რამდენადაც თხვეადი გაზის სატრანსპორტო საშუალებებს შეუძლიათ მისი მიწოდება მსოფლიოს ნებისმიერ რეგიონში მოსახლეობის დიდი რაოდენობისათვის სპეციალური ინფრასტრუქტურის არსებობის მიუხედავად. განსხვეავებით ბუნებრივი გაზისა, რომლის ტრანსპორტირებისათვის აუცილებელია ძვირადღირებული მიღსადენების სისტემის არსებობა.

თხვეადი გაზი კომპაქტური ენერჯიაშემცველია, რომელიც მიიღება ბუნებრივი გაზის დაბალ ტემპერატურამდე გაცივებით გათხვეადების სტადიამდე. ატმოსფერული წნევის

⁶² Jens Heland (OPET Arctic, SINTEF – Norway). Text is edited by author of Report

⁶³ Natural gas Information. International Energy Agency, 2002, Part I and Part III

⁶⁴ Answers LNG FAQs. Frequently Asked LNG Questions. Northstar Industries, Methuen, MA, USA. <http://northstar.com/ingfaqs.html>. 2003-

პირობებში თხევადი გაზი მიიღება მიწუს 162 °C დროს – რაც მეთანის დუღილის ტემპერატურეს წარმოადგენს. ცხრილი 3.1 აჩვენებს, რომ თხევადი გაზის ენერგოტექნოლოგია (ფარდობითი მოცულობითი ენერგეტიკული სიმკვრივე – მგჯ/ლ) უფრო მაღალია, ნებისმიერ ალტერნატიული საწვავი გაზის ენერგოტექნოლოგიასთან შედარებით, მაგალითად, 2.5-ჯერ უფრო მაღალია, ვიდრე დაწნეხილი ბუნებრივი გაზის (CNG) ენერგოტექნოლოგია.

ცხრილი 3.1 სხვადასხვა საწვავის ხვედრითი ენერგოტექნოლოგია⁶⁵

საწვავი	მგჯ/ლ	მგჯ/ლ
ბენზინი	42.5	32.7
დიზელის საწვავი	42.5	37.7
თხევადი ნავთობის გაზი (LPG)	48.0	24.4
მეთანი	50.0	0.035
დაწნეხილი (248 ბარი) მეთანი (CNG)	50.0	8.7
თხევადი გაზი (მეთანი) -162°C-ზე (LNG)	50.0	21.6
დაწნეხილი წყალბადი (248 ბარი)	120.0	2.5
წყალბადი -250°C-ზე	120.0	8.5

თხევადი გაზი ადვილად რე-გაზიფიცირდება აირულ სახით საბოლოო მომხმარებლისათვის მისაწოდებლად. ბუნებრივი გაზისაგან განსხვავებით, რომელიც ჩვეულებრივ მხოლოდ დაახლოებით 90% მეთანს, აგრეთვე ეთანს, პროპანსა და სხვა უწევდ მინარევებსაც შეიცავს, გათხევადების პროცესში გაზის წინასწარ გადამუშავების დროს, საწვავს მოსცილდება ზედმეტი უანგბადი, ნახშირორჟანგი, გოგირდის ნაერთები, წყალი და ნავთობის გაზის ატომები მაღალი ნახშირბადის რიცხვით. ასოტის შემცველობა თხევად გაზში ჩვეულებრივ 1%-ს არ აღემატება (ცხრილი 3.2).

ცხრილი 3.2. თხევადი გაზის შემცველობა⁶⁶

ნარევი	ლიმიტი	შენიშვნა
CO ₂	50-100 ppm	A
H ₂ O	0.1-1 ppm	A
Hg	<10 გრ/მ ³	A
HgCH ₃		A
Aromatics	< 2 ppm	A
C ₆ H ₁₄	<250 ppm	A
C ₇ H ₁₆	<90 ppm	A
C ₈ H ₁₈	<0.6 ppm	A
H ₂ S	3.5 მგ/მ ³ (4 ppm)	B
COS		B
CS ₂		B
მერკაპტანი		B
გოგირდი	10-50 მგ/მ ³	B
N ₂	0.5-1.5 მოლი%	B
A: ხსნადობის ლიმიტი B: პროდუქტის სპეციფიკაცია		

⁶⁵ Emmer C.: 'LNG – not just another fuel', Vehicle Fuel, LNG Journal, p. 17-19

⁶⁶ Melaaen, I.S.: 'Pretreatment in LNG plants. Accepted Processes and Possible Future Developments', Public lecture for the degree of Doktor Ingeniør, The Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, 1993

3. 2. თანამედროვე კრიოგენური ტექნოლოგიები

მთავარი პირობა, რომელიც თანამედროვე კრიოგენურ ტექნოლოგიას მოეთხოვება, ძირითადად დაბალტემპერატურიანი პროცესის და შესაფერისი გამაცივებლის (რეფრეჟერანტი) გამოჩინებას მოითხოვს. მიუხედავად იმისა, რომ გამაცივებელ ნივთიერებათა ნაერთები უკვე მეცხრამეტე საუკუნეში იყო შემოთავაზებული, მეოცე საუკუნის 30-იან წლებამდე მრავალკომპონენტური გამაცივებლები საერთოდ არ გამოყენებულა. მოგვიანებით, XX საუკუნის 60-იანი წლებიდან, ასეთი გამაცივებლები ფართოდ გამოიყენება ბენკბრიყუ გაზის გათხევადების მრეწველობაში.

თხევადი გაზის პირველი საბაზისო საწარმოები ექსპლუატაციაში შევიდა არსევსა (აღჭირი) და კენაში (აღიასკა, აშშ), შესაბამისად 1963 და 1969 წლებში. ისინი ნეულებრივი კასკადური ტიპის საწარმოები იყო და გამაცივებლად პროპანს, ეთილენსა და მეთანს გამოიყენებდნენ.⁶⁷ დღეს თხევადი გაზის საწარმოები მსოფლიოში უდიდეს გამაცივებელ ქარხნებს წარმოადგენენ.

თხევადი გაზის წარმოების თანამედროვე საბაზისო ქარხნები აღჭურვილია სამი ძირითადი ტექნოლოგიური ხაზით:

- აირადი პროდუქტების და ქიმიური ნაერთების კორპორაციის (APCI, აშშ) "C3/MR" კონცეფცია პროპანის წინარე გაგრილებითა და კომბინირებული შედგენლობის გამაცივებლის გამოყენებით. მსოფლიოში ამჟამად მიმდინარე მსხვილ მასშტაბიან (3-დან 5 მლნ ტ/წ მწარმოებლურობით) 8 საამშენებლო პროექტიდან 6 სწორედ ამ კონცეფციასე არის დაფუძნებული;
- ფილიპსის (აშშ) კასკადური კონცეფცია, რომელიც გამოიყენებს პროპანის, ეთილენის და მეთანის კომბინირებულ გამაცივებელ სისტემას. დღესდღეობით ერთ ქარხანას გაფორმებული აქვს კონტრაქტი ფილიპსთან მისი კასკადური კონცეფციის რეალიზაციისათვის (3.3 მლნ ტ/წ მწარმოებლურობით);
- სტარტოლ/ლინდეს (ნორვეგია/გერმანია) MFCCP კონცეფცია, რომელიც წარმოადგენს კასკადურ პროცესს თხევადი კომბინირებული ნარევის გამოყენებით გაცივებისათვის. ამჟამად ამ კონცეფციის მიხედვით ხორციელდება ერთი მსხვილი პროექტი (4.2 მლნ ტ/წ მწარმოებლურობით).

3. 3. დიდმასშტაბიანი საწარმოები

თხევადი გაზის საბაზისო საწარმოების სიმძლავრე დღეისათვის წელიწადში 5 მგტ-ს აღწევს, რაც დღე-ღამეში დაახლოებით 15000 ტონა თხევად გაზის ექვივალენტურია. ნეულებრივი ასეთი საწარმოები ბუნებრივ გაზს იღებენ ჭაბურღილებიდან ანდა მიღსაღნიდან და მიაწვდიან თხევად გაზს შესავსები რეზერვუარებით, უპირატესად ტანკერებით. ნეულებრივი, ყველა საბაზისო საწარმო ექსპლუატაციის უწყობი რეჟიმში მუშაობს მოთელი წლის განმავლობაში. ტექნოლოგიური მოწყობილობა კი სხვადასხვა საწარმოებზე განსხვავებულია და დამოკიდებულია გაზის შემადგენლობასა და სისუფოთავეზე.

დსდი მასშტაბის თხევადი გაზის საწარმოთა მაღალი ეფექტურობის მისაღწევად გამოყენებულია კომპლექსური გამაცივებლები და სპეციალური, მაღალეფექტური მოწყობილობა. მიუხედავად მაღალი საინვესტიციო დანახარჯებისა, დიდი წარმადობის გამო ხედვრით დანახარჯები თხევადი გაზის საწარმოებლად ასეთ ქარხნებში საკმაოდ დაბალია.

⁶⁷ Brendeng, E.: 'Multicomponent Refrigerants - a Grand Success for an Old Idea', Refrigeration, Energy and Environment, International Symposium on the 40th anniversary of NTH Refrigeration Engineering, June 22-24, Trondheim (Norway), 1992

მისხვილმასშტაბიანი საბაზისო ქარხნის ტიპობრივი ელემენტები ჯგუფდება მათი დანიშნულებების მიხედვით⁶⁶:

- მიღება
- მტუტეს მოშორება,
- CO₂-ის გაწმენდა,
- დეჰიდრა(ც)ია,
- ფრაქციებად დაშლა,
- გათხევადება,
- თხევადი გაზის შენახვა,
- ჩატვირთვა სატრანსპორტო რეზერვუარებში.

უკანასკნელ დრომდე თხევადი გაზის წარმოების 88%-ს და საწარმოთა 78 %-ს APCI აკონტროლებდა, რომლის ტექნოლოგია ემყარება პროპანის წინაურ გაგრილებასა და კომბინირებული გამაცივების გამოყენებას. ყველაზე დიდი ასეთი საწარმოს სიმძლავრე 5 მლნ ტონა წელიწადში. ქარხნის მშენებლობის დამთავრება გათვალისწინებულია 2004 წლისათვის.

თბომცველი მისხვილმასშტაბიანი თხევადი გაზის საწარმოს ყველაზე ძვირადღირებული ნაწილია და მისი სრული კაპიტალდაბანდების 50%-ს შეადგენს⁶⁷ (ნახაზი 3.2). სპირალური ტიპის თბომცველი ყველაზე გავრცელებული სახეა თხევადი გაზის თანამართლვე საბაზისო ქარხნებში.

ნორვეგიაში სნოჰვიტის საბადოს ბაზაზე თხევადი გაზის წარმოების პროექტი ერთერთი უდიდესია მსოფლიოში, რომლის ექსპლუატაციაში გაშვება გათვალისწინებულია 2006 წლისათვის. საბადო შეიცავს გაზის სამ ოფშორულ ველს: სნოჰვიტს, ალბატროსსა და ასკელადს ბარენცის ზღვაში და სანაპიროზე განლაგებულ თხევად გაზის წარმოების ქარხანას. ოფშორული ველები შეიცავს 193 მილიარდ კუბურ მეტრ ბუნებრივ გაზს და 113 მილიონ ბარელ კონდენსატს. "სტატოილი" კონსორციუმის (პეტროო, ტოტალფინანსელფ, გაზ დე ფრანს, ნორსკ პიდრო, ამერადა პესს, რეე დეა და სვენსკა პეტროლეუმ) სახელით ხელმძღვანელობს პროექტის განვითარების სამუშაოებს. კერძოპროექტში გათვალისწინებულია წლიურად 5.75 მლრდ მ³ თხევადი გაზის, 747 ათასი ტ კონდენსატის და 247 ათასი ტ გათხევადებული ასოცირებული გაზის (LPG) ექსპორტი. გრძელვადიანი კონტრაქტები ხელმოწერილი იყო იბერდოლასთან ესპანეთში და ელ პაკოსთან აშშ-ში პროდუქციის მიწოდებას⁶⁸.

თხევადი კომბინირებული ნარევის გამოყენებაზე დაფუძნებული კასკადური პროცესი (MFCP) დააბატენტებულია სტატოილ/ლინდეს მიერ. ეს არის პირველი თხევადი გაზის ქარხანა, რომელიც ითვალისწინებს CO₂-ის დაგროვებასა და რეინექციას წიაღში. ამ საწარმოში აგრეთვე პირველად იქნება გამოყენებული ელექტრული ამარაგები კომპრესორებისათვის. გარდა ამისა, დაგეგმილია, რომ ქარხანა თხევადი გაზის წარმოების ყველაზე ვეებტურ საწარმოდ ჩამოყალიბდება, რომელშიც თხევადი გაზის მხოლოდ 5% იქნება გამოყენებული საკუთარი მოხმარებისათვის. სნოჰვიტი იქნება პირველი მისხვილი პროექტი ნორვეგიის კონტინენტურ შეღფზე რომლის გამართული ფუნქციონირება უსრუნველყოფილი იქნება სანაოსნო საშუალებების მხარდაჭერის გარეშე.

ტექნოლოგია ითვალისწინებს ჭაბურღილიდან მიღებული გაზის დაუმუშავებელი ნაკადის გაცივებას დუღილის ტემპერატურაზე დაბლა (-162 °C) თხევადი გაზის მისაღებად. ეს პროცესი წარმართება დიდი ზომის (40MX15MX17M) გამაცივებულ მისწობილობაში. ჭაბურღილიდან მიღებული გაზის სისუფთავე მნიშვნელოვანი ფაქტორია თხევადი გაზის საწარმოს პროექტის შედგენისათვის. სნოჰვიტის გაზი შეიცავს 5-8% ნახშირორჟანგს.

⁶⁶ Litzke, W.-L.; Wegrzyn, J.: 'Natural gas as a Future Fuel for Heavy-Duty Vehicles', The Engineering Society For Advancing Mobility Land Sea Air and Space International, Government/Industry Meeting Washington, D.C. May 14-16, 2001. SAE Technical Paper Series 2001-01-2067

⁶⁷ Owen, G.; Moger, J.; Nemas, B.O.: Plant-specific information on LNG plants and storage provided by Statoil, 29 April 2003

⁶⁸ Snohvit Gas Field, Barents Sea, Norway, the website for the offshore O&G industry, <http://www.offshore-technology.com/projects/snohvit>

რომელიც უნდა განმხოლოდდეს და ისევე წიადში ნაიჭირნოს დამოკიდებული მილსადენის საშუალებით ზღვის ფსკერზე მოწყობილი გაბურღილების სიახლოვეს.

მთლიანი ინვესტიციები უნდა შეიცავს დაახლოებით 4.4 მლრდ ევროს ოფშორული საბადოს განვითარებისა და ჩმელეთსე განლაგებული გადაამამუშავებელი ქარხნის შეწყობისათვის. დამატებით 700 მლნ ევრო გაიხარჯება თხევადი გაზის ტანკერების ფლავტის წამოყალიბებისათვის, რომელიც შედგენილი იქნება 4 გემისაგან. თითოეული 140-145 ათასი მ³ მოცულობით. გადაამამუშავებელი ქარხნის სასაწყობო შეურწყობა შეიცავს ორ 125 000 კუბურ მეტრი ტყვადობის თხევად გაზის, ერთ 45 000 კუბური მეტრი ტყვადობის თხევადი ასოცირებული გაზისა და ერთ 75 000 კუბური მეტრი ტყვადობის კონდენსატის რესერვუარებს.

თბომცვლელი, რომელიც შექმნილია სტატიოლ/ლინდეს კონცეფციის მიხედვით სპეციალურად სნოპეიტის პროექტისათვის, დაგეგმილია აგრეთვე შედის მიერ აესტრალიაში ახალი - კარნათას პროექტში გამოსაყენებლადაც⁷¹.

3. 4. მცირემასშტაბიანი ტექნოლოგიები თხევადი გაზის წარმოებისათვის

33-ე ნახასზე გამოსახული კონცეპტუალური სქემა აჩვენებს სხვადასხვა ტექნოლოგიით მიღებული ენერჯის რესურსების კონკურენტუნარიანობის არეაღს წარმოების (მოპოვების) ადგილიდან საბოლოო მომხმარებელამდე მანძილისა და წლიური წარმადობისგან დამოკიდებულებით⁷². გამოიკვეთილია საბაზრო ნიშა დაჭირხნილი (კომპრესირებული) ბუნებრივი გაზისა (CNG) და მცირემასშტაბიანი თხევადი გაზის წარმოების ტექნოლოგიების დანერგვისათვის, კერძოდ, იმ რეგიონებში, რომლებიც ინფრასტრუქტურისა და გამანაწილებელი მილსადენების ნაკლებობას განიცდიან. სოკიერთ შემთხვევაში თხევადი გაზი შეიძლება აგრეთვე გამოყენებულ იქნეს როგორც მიწოდების არსებული ჯაჭვის (მილსადენების) დაგრძელების საშუალება, ასევე იმ შემთხვევაშიც, თუკი გამოყენებული იქნება, იმისათვის, რომ შენარუნდეს საჭირო წნევა გამანაწილებელ სისტემაში აიკური დატვირთვების დროს.

მცირემასშტაბიანი ტექნოლოგიის გამოყენებით მიღებული თხევადი გაზი ტრანსპორტირებისას, როგორც ნანს, ეკონომიკურად სიცოცხლისუნარიანია დაახლოებით 500 კმ მანძილზე არაუმეტეს 2.5 მლნ მ³/დღ-ში ბუნებრივი გაზის ან წლიურად 600-700 კილოტონა თხევადი გაზის მიწოდებისას. მცირე მასშტაბიანი თხევადი გაზის ტექნოლოგიით წარმოებული საწვავის მიწოდება უფრო მიმსიდველი იქნება იმ ქვეყნებისათვის, რომლებიც ტერიტორიის გეოგრაფიული სიორთულით გამოირსევიან. ასეთ შემთხვევაში თხევადი გაზი შეიძლება შეიწოდოს მდინარეებით სპეციალურ რესერვუარების გამოყენებით, ან ავტომობილებით და ცხენებითაც კი. თხევადი გაზის მაღალი ენერგეტიკული სიმკვრივე განაიხორბებს მცირემასშტაბიანი წარმოების ტექნოლოგიების პროექტების სიცოცხლისუნარიანობას რთულ გეოგრაფიულ პირობებში.

ეს ტექნოლოგია განსაკუთრებით საინტერესო შეიძლება აღმოჩნდეს იმ ქვეყნებისთვის, რომლებსაც არ გააჩნიათ საკუთარი გაზის რესურსები, მაგრამ ფლობენ სატრანსიტო მილსადენებს. სატრანსიტო ქვეყნები (საქართველო, თურქეთი, საბერძნეთი და სხვ), როგორც წესი, მომსახურების საფასურად იღებენ საკუთარ ტერიტორიაზე გატარებული გაზის მოცულობის პროპორციულ წილს, ნატურის სახით. მისი გათხვევადება სატრანსპორტო მილსადენში არსებული გაზის მაღალი ენერგიის გამოყენების ხარჯზე და შემდგომი მიწოდება რთულ გეოგრაფიულ ან არამჭიდროდ დასახლებულ ადგილებში, სადაც

⁷¹ Owen, G.; Moger, J.; Neraas, B.O.: Plant-specific information on LNG plants and storage provided by Statoil, 29 April 2003
⁷² Einar Brenden, Jens Heiland. On the relevance of integrating LNG with the energy supply systems of transit countries. Proceedings of NATO ARW "Security of Natural Gas Supply through Transit Countries", Tbilisi, 2003

მილსადენის აშენება ძვირი ჯდება ან ეკონომიურად გაუმართლებელია, შეიძლება აღმოჩნდეს ახალი მილსადენების მშენებლობის მეტად ეფექტური ალტერნატივა⁷³.

ხმელეთზე განლაგებული მცირემასშტაბიანი თხევადი გაზის ქარხნები პირსობითაღორ მთავარ კატეგორიად შეიძლება დაიყოს:

- დატყორთვის სიკის შემარბილებულ საწარმოები,
- მცირემასშტაბიანი ქარხნები თხევადი გაზის წარმოების დეცენტრალიზაციისათვის.

დატყორთვის მაქსიმუმის შემარბილებელი საწარმოები დიდი სამარაგო მოცულობებით, გამოიყენება ზამთრის სეზონში პიკური დატყორთვის პერიოდში გაზის მისაწოდებლად სისტემის ფუნქციონირების ნორმალური რეჟიმის შესანარუნებლად. თხევადი გაზის გამოყენებისათვის სატრანსპორტო საშუალებებისათვის არსებითად მსგავსი ტიპის საშუალებები გამოიყენება, თუმცა, საჭირო ხდება თხევადი გაზის გაცდლებით მცირე მოცულობების დამარაგება და სატრანსპორტო საშუალებებშიც თხევადი გაზი იტვირთება. ნაცვლად აირადისა.

ამ ტიპის ქარხნების წარმადობა შეიძლება მერყეობდეს 10-დან 50 ტონამდე დღეში (იხილე ცხრილი 3.3).

ცხრილი 3.3. თხევადი ბუნებრივი გაზის ქარხნის მახასიათებლები

საწარმოს მახასიათებლები	პიკის შემარბილებელი	სატრანსპორტო საწვეკი
მწარმოებლობა ტ/დღ	100-500	10-400
მუშაობის პერიოდი, დღ/წ	150-200	365
სამარაგო მოცულობა, მ ³	50,000 – 100,000	5, 000 – 10,00
მიწოდება მოხმარებისათვის	აირის სახით	თხევადი გაზი
ტრანსპორტირების სახე	მილსადენით	სატყორთო მანქანებით ან რკინიგზით

თხევადი გაზის მცირე ქარხნების ძირითადი მწარმოებლები და მიმწოდებლები საერთაშორისო ბაზარზე არიან: აირის პროდუქტების და ქიმიკატების კორპორაცია (აშშ), ბლაკ ენდ ვინ პრინარდი (აშშ), ჩარტ ინდასტრიზ ინკორპორეიშნ (აშშ), სი ეინ-IV კრაიოჯენიქს (აშშ), შიკაგო ბრიჯ ენდ აირონ კომპანი (აშშ), ჩარტი (აშშ), კრაიოჯენიქს (აშშ), ჰემფროსი ეი ე ს (ნორვეგია), კრაიოპაკ ინკორპორეიშნ (აშშ) და ლინდე (გერმანია).

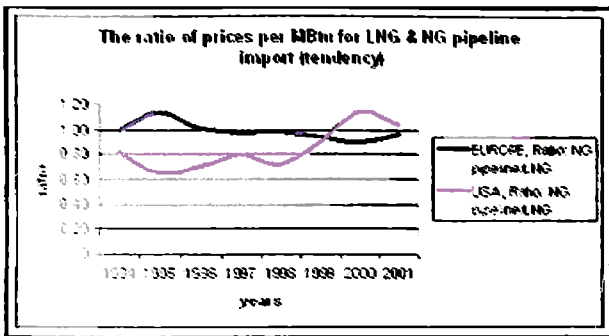
ნახაზეც 3.4 წარმოდგენილია პიკური დატყორთვის ტიპის ქარხნის მუშაობის პრინციპი, გაზის მილსადენით მიღებითა და სატყორთო მანქანით ან სარკინიგზო ტრანსპორტით განტყორთვით⁷⁴.

ცხრილში 3.4 წარმოდგენილია შეფასებები თხევადი გაზის სხვადასხვა ტექნოლოგიებისა და სხვადასხვა ევრსიებისათვის⁷⁵.

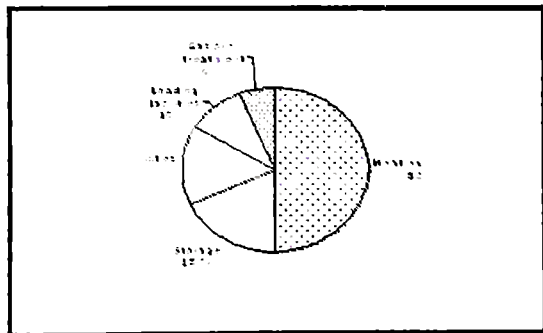
⁷³ Vladimir Feygin & Yuri Rykov, Russian Gas Supply and Some Prospects of Small Scale LNG units. Proceedings of NATO ARW "Security of Natural Gas Supply through Transit Countries", Tbilisi, 2003

⁷⁴ უფრო დეტალური ინფორმაცია თანამედროვე დღმასშტაბიანი და მცირემასშტაბიანი თხევადი გაზის წარმოების ტექნოლოგიების შესახებ მოცემულია სტატიაში "State of the art in liquefaction technologies for natural gas", by Einar Brending and Jens Heitland (SINTEF Energy Research, Trondheim, NORWAY), NATO ARW "Security of Natural Gas Supply Through Transit Countries" Proceedings, Tbilisi 2003

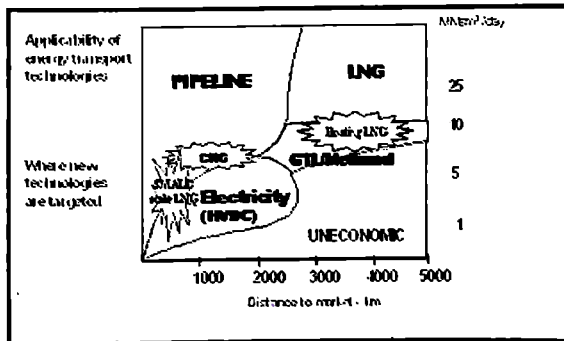
⁷⁵ Finn, A.J.; Johanson, G.L.; Tomlinson, T.R.: 'Developments in natural gas liquefaction'. Hydrocarbon Processing, April 1999, Vol. 78, No. 4



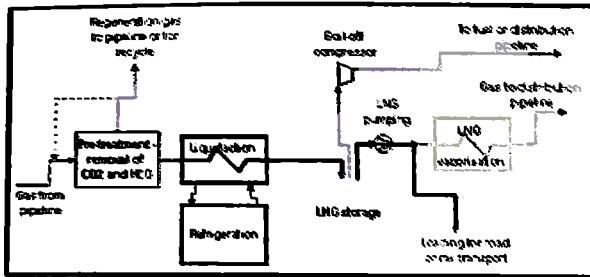
ნახ. 3.1. ბუნებრივი აირისა და თხევადი გაზის ხვედრითი ფასების შედარება
 Figure 3.1. Prices ratio (Source: IEA, Natural gas information 2002)



ნახ. 3.2. დანახარების ხვედრითი წილები თხევადი გაზის წარმოებისას
 Figure 3.2. Cost breakdown of a modern base-load LNG plant

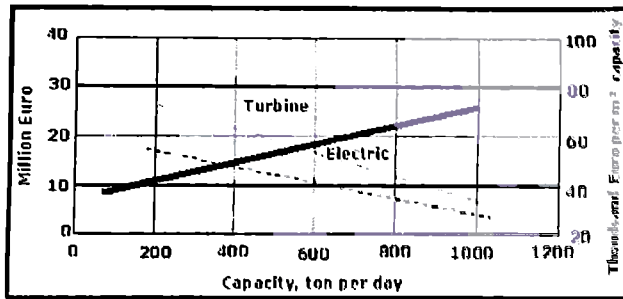


ნახ. 3.3. ენერგორესურსების ტრანსპორტირების ტექნოლოგიების შედარება
 Figure 3.3. Concept map of energy transport technologies



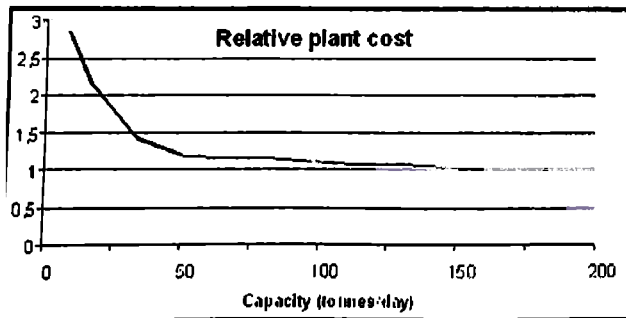
ნახ. 3.4. პიკური დატვირთვისთვის რეგულირებისთვის განკუთვნილი სამაშობის ფუნქციონირების პრინციპი

Figure 3.4. Principle for peak shaving plant.



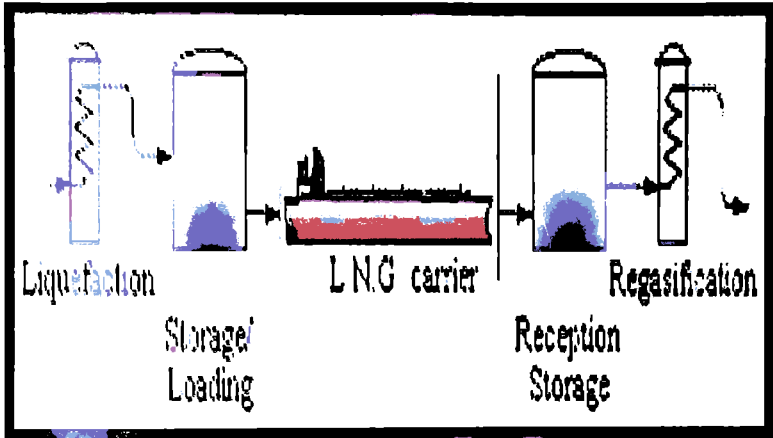
ნახ. 3.5. დანახარები გაზის გათხევადებაზე

Figure 3.5. LNG liquefaction plant cost

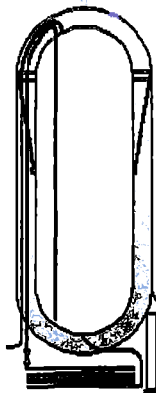


ნახ. 3.6. გაზის გათხევადების ხედვითი ხარჯები

Figure 3.6. The relative LNG plant cost



ნახ. 3.7. თხევადი გაზის ტრანსპორტირების ეტაპები
 Figure 3.7. LNG transportation chain



ნახ. 3.8. სტაციონარული ტიპის ვერტიკალური, ვაკუუმური
 საცავი თხევადი გაზისათვის
 Figure 3.8. The principle of stationary vacuum-insulated vertical LNG-storage tank



ნახ. 3.9. დანნეხილ გაზზე მომუშავე ავტობუსი
Figure 3.9. CNG fuelled bus

ცხრილი 3.4. თხევადი გაზის წარმოების სხვადასხვა ტექნოლოგიების ექვექტურობის შედარება

ტექნოლოგია	ენერჯის ხეცდრითი მოხმარება
კასკადური (ციკლი, სამი საფეხური თითოეული გამაცხეებელისათვის)	1.0
ერთსაფეხურიანი (ციკლი კომბინირებული გამაგრებლებით (Prico))	1.25
MRC (ციკლი პროპანის წინარე გაცივებით)	1.15
მრავალსაფეხურიანი MRC (ციკლი)	1.05
ერთჯერადი გაფართოების (ციკლი)	2.0
ერთჯერადი გაფართოების (ციკლი პროპანის წინარე გაცივებით)	1.7
გაფართოების ორმაგი (ციკლი)	1.7

3. 5. გაზის გათხვევადების საწარმოთა ეკონომიკა⁷⁶

ტურბინულ ამპრავიანი გაზის გამოთხვევადებელი ქარხნები საშუალოდ 2-4 მილიონი ევრო ღირს, რაც უფრო მეტია, ვიდრე ელექტრული ამრავებით მომუშავე იგივე სიმძლავრის ქარხნები. შესაბამისად, ამპრავის ტიპის შერჩევა გაველენას ახდენს ქარხნის ღირებულებაზე, ამასთან მწარმოებელურობის უკუპროპორციულად, როგორც ეს ნაჩვენებია 3.5 ნახაზზე. ინვესტიციებში შეიძლება აისახოს აგრეთვე მრავალი სხვა მოთხოვნა გათხვევადების პროცესისათვის და დამატებითი მხარდაჭერის საშუალებებისათვის, როგორც ნაჩვენებია 3.6-ე ნახაზზე წარმოების ფარდობითი ღირებულება იზრდება საწარმოს სიმძლავრის შემცირებასთან ერთად.

თხევადი გაზის ქარხნები პიკური დატვირთვისთვისაა განკუთვნილი და სატრანსპორტო საწვავის წარმოებისათვის სოციალად ერთსა და იმავე ტექნოლოგიებზე - წინარე დამუშავებასა და გათხვევადებაზე არიან დაფუძნებული. თუმცა, ეს ქარხნები მნიშვნელოვნად განსხვავდებიან პროდუქციის შენახვისა და სატრანსპორტო მომსახურების საშუალებების მიხედვით, როგორც ეს ნაჩვენებია 3.5 ცხრილში.

ცხრილი 3.5. პროექტის შედარებითი ღირებულება

ქარხნის დანიშნულება	პიკის შემარბილებელი		სატრანსპორტო საწვავის	
	ელმრავი	ტურბინა	ელმრავი	ტურბინა
მწარმოებელურობა	300 ტონა/დღე	300 ტონა/დღე	300 ტონა/დღე	
შენახვა	100,000 მ ³		7,000 მ ³	
კაპიტალთვა	4000 ტონა/დღე		600 ტონა/დღე	
მუშაობის ხანგრძლივობა	200 დღე/წელი		350 დღე/წელი	
ამპრავის ტიპი				
ენერჯია (ცენტ/კვტსო)	3	5	3	5
საწვავი, \$/10 ³ ჯოული	3	2	3	2
ინვესტიცია, მლნ \$	39	43	23	27
საოპერაციო დანახარჯები, \$/20 კგ	0,47	0,39	0,47	0,39
ხეცდრითი ინვესტიცია, \$/20 კგ	1,56	1,72	0,51	0,60
თხევადი გაზი რეჟერუარში, \$/20 კგ	2,03	2,11	0,98	0,99

⁷⁶ Price, B.C.: 'Small-scale LNG facility development'. Hydrocarbon Processing, January 2003

3. 6. ბუნებრივი აირის გათხევადების მცირემასშტაბიანი საწარმოები

მცირემასშტაბიანი ბუნებრივი გაზის გათხევადებელი საწარმოები ფართოდ არის გავრცელებული და ძირითადად სატრანსპორტო თხევადი გაზის ბაზარს ემსახურებიან. ამ საწარმოების სიმძლავრე შეიძლება ძალიან დაბალი იყოს, მაგალითად 75-225 კგ/სთ.

აშშ-ს გაზის ტექნოლოგიის ინსტიტუტი მუშაობს ერთჯერადი ნარევი გამაცივებელი სისტემის შემუშავებაზე ჩვეულებრივი, ზეთით ნაპოხი ხრახნიანი კომპრესორითა და ფირფიტისებური თბომცველი აპარატით. პროექტის შთავარი მიზანია, თავიდან იქნეს აცილებული მასშტაბური ევექტის უარყოფითი ზეგავლენა და თხევადი გაზის ისეთი ღირებულების მიღწევა, რომელიც კონტრენტუნარიანი იქნება ბაზარზე⁷¹.

ნორვეგიის ენერგეტიკის კვლევითმა ინსტიტუტმა “სინტეფ” იგივე კურსი აირჩია და მიზნად დაისახა თხევადი გაზის 400 კგ/სთ სიმძლავრის საწარმოო მოწყობილობის შექმნა. დამზადებული და გამოცდილია 50 კგ/სთ სიმძლავრის ექსპერიმენტული დანადგარი ზეთით ნაპოხი ჩვეულებრივი ხრახნიანი კომპრესორისა და ფირფიტისებური თბომცველი აპარატის გამოყენებით⁷².

თხევადი გაზის მცირემასშტაბიანი წარმოებისათვის ბუნებრივი გაზის წინარე გადამუშავების ანუ გამოწოვებისა და CO₂-ის მოშორების ღირებულებმა შეიძლება საერთო ღირებულების მნიშვნელოვანი ნაწილი შეადგინოს. კრიოგენური ტექნოლოგიით CO₂-ის მოშორება გამოყენებულია პიკური ტიპის ქარხნებში ჩიკაგო ბრიჯისა და აირონ ინკორპორეიშენის მიერ. ეს სიახლე ასევე გამოყენებულია მცირემასშტაბიანი თხევადი გაზის აიღაო ნეიშენალ ენჯინიერინგისა და ინვირემენტალ ლებორატორის კონცეპტუალურ პროექტებში⁷³.

თხევადი გაზის წარმოების განსხვავებული, მიკრო-სელური მეთოდი არის გამოყენებული კურტინის ტექნოლოგიურ უნივერსიტეტში⁷⁴. დანადგარის სიმძლავრე 1200 ლიტრი თხევადი გაზის დღეში (25 კგ/სთ), მარამ ის შეიძლება გაიზარდოს დაახლოებით 10-ჯერ. თხევადი გაზის მინი მოდულში გამოყენებული პროცესი ემყარება ჩვეულებრივი აზოტისა და კომპრესიის ციკლების კომბინაციას. სისტემა იყენებს სამი სხვადასხვა ტიპის გამაცივებლის ნარეულ, რომელთაც მიიღწევა უწყვეტი გაცივება -80-დან -110 გრადუს ცელსიუსამდე, შემდეგ კი -161 გრადუს ცელსიუსამდე გაცივებისათვის გამოიყენება თხევადი აზოტი. აზოტი გათხევადდება კონტროლირებადი წნევის მეშვეობით და შემდეგ აღდგება ბუნებრივი გაზის თბომცველის გაელისას. თხევადი აზოტი აგრძელებს ბრუნვას კომპრესორის ციკლსა და თხევადი გაზის კამერას შორის წარმოების მაქსიმალური ეფექტურობის მიღწევისათვის. ბუნებრივ გაზში შემავალი CO₂ იყინება და მყარი ჩანართის სახით გამოცალკევდება ციკლონის მეშვეობით.

3. 7. თხევადი გაზის შენახვის ტექნოლოგიები

თხევადი გაზი შეიძლება შენახულ იქნეს კრიოგენურ რეჟერეუარში და განაწილდეს სპეციალური სატრანსპორტო, სარკინიგზო ან სასდვაო კონტეინერების საშუალებით. ქვემოთ მოცემულია თხევადი გაზის ტიპური რეჟერეუარების მოკლე დახასიათება.

1. მსხვილმასშტაბიანი თხევადი გაზის რეჟერეუარები, ჩვეულებრივ, მოწყობილია როგორც ყინვაგამიღე, მემბრანული ან მიწისქვეშა რეჟერეუარები.

⁷¹ Warm, J.; Kounz, K.K.; Liss, W.E.: ‘Small-Scale Natural Gas Liquefier Development’, IIR Cryogenics 2002, Prague, April 23-26, 2002

⁷² Flytendgjøring av naturgass’, Norwegian Patent PCT/NO01/00048

⁷³ Wilding, B.: ‘Sacramento Small Scale Liquefier Plant’, NGVTF Technical Committee Meeting January 28-29, 2003

⁷⁴ ‘Small Scale LNG Unit, Large Scale Potential’. Australian Energy News, Issue 22, December 2001

ყინვაგამძლე რესურსები დაბალტემპერატურული ბრტყელძირიანი, ევრტიკალური, ცილინდრული ტიპის რესურსები^{81,82}.

ძირითადად გაერვცლებულია სამი სახის რესურსები:

- ა) ერთ ავსიანი,
- ბ) ორ ავსიანი,
- გ) სრული მოცულობის.

ამ მოწყობილობათა ძირითადი თავისებურებანია: ავტონომიური შიდა რესურსი, 9% ნიკელის შემცველი ფოლადის ფსკერით და ალუმინის დაკიდებული ჯავშნით, ყველა შესასვლელი სახურავიდან. საქანავე ტუბი მოწყობილია რესურსის ფსკერში (ა და ბ ტიპის რესურსებში) ან სახურავში (გ ტიპის რესურსებში). საიზოლაციო მასალად გამოყენებულია პერლიტი.

ერთავსიანი რესურსი ხასიათდება შემდეგი თავისებურებებით:

- ნახშირბადიანი ფოლადის გარე საიზოლაციო კონტეინერი;
- ნახშირბადიანი ფოლადის გუმბათისებრი სახურავი გარეა დატბორვის სიტყმით;
- მეორადი რესურსი ალკურული კომპოსიტური ქიშის გულით და ხრქმის სლქლით რესურსის 110%-იანი მოცულობის შენახვის შესაძლებლობით.

ორ ავსიანი რესურსის შემადგენელი ნაწილებია:

- ნახშირბადიანი ფოლადის გარე საიზოლაციო კონტეინერი;
- ნახშირბადიანი ფოლადის გარე საიზოლაციო კონტეინერი;
- მეორადი რესურსი მოწყობილი წინასწარ დასაბული ბეტონის გარე საყრდენი კედლით რესურსის 110%-იანი მოცულობის შენახვის შესაძლებლობით.

სრული მოცულობის რესურსის მახასიათებელი პარამეტრებია:

წინასწარ დასაბული ბეტონის გარე რესურსი ფოლადის ჩანართით, ბეტონით დაფარული ფოლადის სახურავი; სითხის დაღერის შემსლქველი ბეტონის გარეა კედელი; ნორმალური საოპერაციო წნევა 250 მბარამღ

საბაისის სამარაგო რესურსების დიამეტრი ნეულებრივ არის 65-85 მეტრი, გუმბათის სიმაღლე - 48 მეტრამღ და კორპუსის სიმაღლე - 37-38 მეტრი. მსოფლიოს მსოლოდ რამდენიმე კომპანიაა ჩართული მსხვილმასშტაბიანი რესურსების მშენებლობაში.

სნოპტიტის მსგავსი, სრული მოცულობის რესურსის ფასი რესურსების ხედრით ფასი დაახლოებით 750 ევროა კუბურ მეტრსე მთლიანი სარესურსო სისტემებისათვის და დაახლოებით 525 ევრო კუბურ მეტრსე მსოლოდ თავად რესურსისათვის. ერთ- და ორ ავსიანი მოცულობების ფასი, ბუნებრივია, გაცილებით ნაკლებია^{83,84}.

მსოფლიოში ერთ-ერთი ყველაზე დიდი, 180000 კუბური მეტრი მოცულობის მიწისზედა თხევადი გახის რესურსი სენოკუში (იაპონია) აშენდა 2000 წელს. 2000 წელს დასრულდა აგრეთვე უდიდესი ოპიშიმას მიწისქვეშა რესურსი იოკოამის (იაპონია) ტერმინალში 200000 კუბური მეტრი თხევადი გახის ტევალობით. რესურსი აშენდა ბეტონზე, ფოლადის მემბრანით, რომელიც შეიცავს 36% ნიკელს. იაპონიაში, სადაც მიწის ფასი განსაკუთრებით მაღალია, დიდი მოცულობის რესურსების მოწყობით შესაძლებელი გახდა მნიშვნელოვანი რაოდენობის ინვესტიციების დასოგვა. საერთოდ, იაპონიის

⁸¹ Aspelund, A.; Brendeog, E.; Elnang, P.-M.; Meck-Hansen, B.; Molavik, M.J.; Neeraas, B.O.; Vlat, S.; 'LNG - Technology Evaluation', SINTEF Report, 2003

⁸² 'Flat-bottomed, vertical, cylindrical storage tanks for low-temperature service', BSI, BS 7777 Part 1, 1993

⁸³ 'Shoehit Gas Field, Barents Sea, Norway', the website for the offshore oil & gas industry, <http://www.offshore-technology.com/projects/shoehit>

⁸⁴ Owrea, G.; Moger, J.; Neeraas, B.O.; Plant-specific information on LNG plants and storage provided by Statoil 29 April 2003

საიმპორტო ტერმინალებში აშენებულია თხევადი გაზის სამარაგო 100-მდე მიწისხედა და შედარებით უფრო მეტი მიწისქვეშა რეზერვუარი.

2. ვერტიკალური და ჰორიზონტალური სტაციონარული რესერვუარები ჩვეულებრივად დაპროექტებულია 60-დან 500 კუბურ მეტრამდე ტევადობით და 24 ბარამდე მაქსიმალური სამუშაო წნევით და განაკუთვნილია თხევადი გაზის ხანგრძლივი ვადით შენახვისათვის⁸⁵. საიზოლაციოდ გამოყენებულია ძირითადად ვაკუუმური პერლიტი მოლექულური გაცხიდივის აღსობრებით, რაც უსრუნველყოფს პროდუქტის მინიმალურ დანაკარგს. რესერვუარები შეიძლება დამატებით აღიჭურვოს აორთქლების მოწყობილობით, ვაკუუმურ იზოლაციან მილსადენებით და/ან სხვა კრიოგენური აპარატურით, რომლებიც აუცილებელია შენახვის პროცესის სრული კომლექსის შესაქმნელად.

რესერვუარის შიდა ჭურჭელი და მილსადენი დამზადებულია მტკიცე, უჩანგავი ფოლადისაგან. კომბინირებული ვარვ საფარის საყრდენი და სამონტაჟო კვანძი მოხერხებულია გადიაღვლებით, აწვეისა და მონტაჟისათვის.

წვეის რეგულატორი შეიცავს მრავალფუნქციურ კონტროლერს, ეკონომისერსა და თბური დამცავ სარქველს.

რესერვუარის ხვედრითი ღირებულება სატრანსპორტო და სამონტაჟო ხარჯების გათვალისწინებით შეადგენს 1000-3000 ევრო/მ³, შესაბამისად 500 მ³ და 50 მ³ ტევადობის რესერვუარებისთვის

3. 8. თხევადი გაზის ტრანსპორტირების ტექნოლოგიები

თხევადი გაზის ტრანსპორტირების ციკლი მოიცავს: თხევადი გაზის ჩატვირთვას სამარაგო ან გადასატვირთო რესერვუარებში, მიწოდებას მიმღებ რესერვუარებში სპეციალური სატრანსპორტო საშუალებებით (1 ბარი წნევისა და -160 გრადუსი ცელსიუსით ტემპერატურეს პირობებში) და რეგასიფიკაციას (ნახაზი 3.7).

1. თხევადი გაზის საავტომობილო ცისტერნები ჩვეულებრივად თერმოსის მისგავის ორკედლიანი ვაკუუმით იზოლირებული რესერვუარებია. თხევადი გაზი ასეთ ჭურჭლებში შეიძლება შენახულ იქნეს სამ დღემდე ყოველგვარი დანაკარგის გარეშე⁸⁶. შიდა რესერვუარი და დამაკავშირებელი მილსადენი მტკიცე, უჩანგავი ფოლადისაგანაა დამზადებული სითბოს მინიმალური შთანთქმის სუპერიზოლაციით ღრმა ვაკუუმის გამოყენებით. ცისტერნები გათვლილია შესაძლო ავარიულ შემთხვევებზე ტრანსპორტირების დროს კატასტროფული შედეგების თავიდან ასაცილებლად. სატრანსპორტო ცისტერნების ტიპური მოცულობა 50 კუბური მეტრია. გაზის ჩატვირთვისათვის ჩვეულებრივ კრიოგენური ტუმბო გამოიყენება.

თხევადი გაზის საავტომობილო ცისტერნის (კომპლექსის) ფასი დაახლოებით 230 000 ევროს შეადგენს.

2. თხევადი გაზის სარკინიგზო ცისტერნა, ჩვეულებრივ, 120 კუბური მეტრი მოცულობის, ორკედლიანი ვაკუუმით იზოლირებული რესერვუარია. მისი ღირებულება დაახლოებით 500 000 ევროა.

3. სტანდარტიზაციის საერთაშორისო ორგანიზაციის (ISO) კონტეინერები 18 კუბური მეტრი კუბის მოცულობის, ვაკუუმით იზოლირებული რესერვუარებია და გათვლილია სხდასხვა (10-დან 22 ბარამდე) წნევაზე. თხევადი გაზის შენახვის დრო არ აღემატება 100 დღეს. საბოლოო ღირებულება შეადგენს დაახლოებით 150 000 ევროს.

⁸⁵ Zeman, J.: 'Liquefied Natural Gas – an attractive alternative for gas-based utility system. Ferox, an Active Participant', Podnikatel, November 2002

⁸⁶ 'Answers LNG FAQS. Frequently Asked LNG Questions'. Northstar Industries, Methuen, MA, USA. <http://northstarinc.com/lngfaq.html>. 2003-04-15

4. ავტომობილების თხევადი გაზის ავსები, ჩვეულებრივ, ორკედლიანი, განმხოლოებული კონტეინერებია, მაქსიმალური მუშა წნევით 16 ბარი. ჩვეულებრივ ავტომობილის ძრავს გაზი მიეწოდება 4-დან 9 ბარამდე წნევით, რომლის მიღება შესაძლებელია საწვავის ტუმბოს ან სპეციალური ტექნოლოგიით შემსაღების მეშვეობით. საწვავის მომსახურების უკანასკნელი მეთოდი უფრო მარტივი და საიმედოა, თუქცა მისი გამოყენების დროს შეუძლებელი ხდება ავსის მთლიანი მოცულობის ეფექტური ამოყენება.⁸⁷

5. თხევადი გაზის საწვავი სატრანსპორტო საშუალებებში სფეროული ან მებრანული ტიპის რესურსებებია. ისინი (იხევე, როგორც თხევადი გაზის სხვა სატრანსპორტო საშუალებები) აღჭურვილია გაზის გააუნვისა და ცეცხლის აღმოჩენის სისტემებით, აგრეთვე მათი აღმოფხვრის სისტემებით, რომელთა გააქტიურება იწყება წინასწარ დადგენილი კრიტიკული პარამეტრების დაფიქსირებისას. ამას გარდა, თხევადი გაზის სატრანსპორტო საშუალებები აღჭურვილია რადარითა და ძიების სისტემებით, რომლებიც შეუძლებლობის სიგნალს გადასცემენ მომსახურე პერსონალს ტრანსპორტის პოტენციურად საშიშ ადგილებში მოძრაობის შემთხვევაში⁸⁸.

3. 9. დაჭირხნილი ბუნებრივი აირის (CNG) წარმოების პერსპექტივები

პროგრესული ტექნოლოგიების დანერგვა ბუნებრივ გაზსე მომუშავე ავტომობილებისათვის (NGV) საექსპლუატაციო დანახარჯების მნიშვნელოვანი შემცირებისა და სატრანსპორტო საშუალებების გაუმჯობესებული მუშაობის შესაძლებლობას იძლევა. სატრანსპორტო საშუალებები, რომლებიც დაჭირხნილ (კომპრესირებულ) ბუნებრივ გაზს (CNG) მოიხმარენ მსოფლიოს მრავალ ქვეყანაში, მათ შორის საბურთალოსში, საქართველოსა და სომხეთშიც არიან გაეროცემული. ბუნებრივი გაზის მოხმარება ავტომობილებში აძვირებს დანახარჯებს საწვავზე მისი მოხმარების 20-25%-ით ზრდის მიუხედავად. ამასთან მაკენ ემისიების რაოდენობა 80-90%-ით, ხოლო ხმაურის დონე 10-14%-ით მცირდება. 15-20%-ით იზრდება საწვავის ღირებულება ავტომობილის აღჭურვისათვის სპეციალური მოწყობილობით, მაგრამ დაახლოებით 10 %-ით მცირდება ექსპლუატაციის ღირებულება (დასაყუთი ევროპის პირობებში).

როგორც წესი, ბუნებრივი გაზი კომპრესიისათვის მარაგდება მაღალი წნევის ბუნებრივი გაზის სატრანსპორტო მილსადენებიდან ან გაზსაცავებიდან. კომპრესორში შესვლამდე ის გაივლის ფილტრებს და გამაშრობლებს. კომპრესორიდან გამოსული დაჭირხნილი გაზი მიაღწევს წყვიან საცავ ცილინდრებში შეინახება. სატრანსპორტო საშუალებები მარაგდება მილსადენის სისტემის საშუალებით.

ქართული კომპანია ექსპრტია ბაზარს სთავაზობს ბუნებრივი გაზის კომპრესიის ორიგინალურ ტექნოლოგიას. დანახარჯები კომპრესირებული ბუნებრივი გაზის წარმოებაზე ამ ტექნოლოგიის გამოყენებით 40-50%-ით დაბალაა, ვიდრე ტრადიციული ევროპული ტექნოლოგიების გამოყენების დროს, პარალელურად სისტემის ფუნქციონირების საიმედოობის ამაღლებასთან ერთად⁸⁹.

ბუნებრივი გაზის გამოყენება დიდი ქალაქების საზოგადოებრივ ტრანსპორტზე ეკონომიკური, და რაც მთავარია ეკოლოგიური პრობლემების გადაჭრის ერთ-ერთი ეფექტური საშუალება შეიძლება გახდეს.

ფოტოსურათზე (3.9) ნაჩვენებია ევროპის ერთ-ერთ ქალაქში დაჭირხნილ გაზსე მომუშავე ავტობუსი.

⁸⁷ Litzke, W.-L.; Wegrzyn, J.: "Natural Gas as a Future Fuel for Heavy-Duty Vehicles", The Engineering Society For Advancing Mobility Land Sea Air and Space International, Government/Industry Meeting Washington, D.C. May 14-16, 2001, SAE Technical Paper Series 2001-01-2067
⁸⁸ "LNG frequently asked questions", Energy for Wales. <http://www.energyforwales.co.uk/faq.html>
⁸⁹ A. Berashvili, Perspectives of introduction of compressed gas production technologies, Materials of OPET Clean Fossil Fuel Project Workshop "Development Perspectives of Clean Fossil Fuel Technologies", Tbilisi, March, 2004

საბურთალოს რაიონის დედაქალაქი ათენი ევროპის კონტინენტზე გასვლას მომუშავე საზოგადოებრივი სატრანსპორტო საშუალებების ყველაზე დიდი პარკის მფლობელია, რომელიც შედგება 300 ავტობუსისაგან. ამასთან 2004 წელს დაგეგმილია დამატებით 100 ახალი ერთეულის შესყიდვა: CNG-ის საწვავზე მომუშავე ავტობუსების რიცხვი მსოფლიოს ზოგიერთ ქალაქში შემდეგია: ბორდო – 115, ნიცა – 90, ლილი – 100, ფლორენცია – 70, ტურინი – 100, ნეაპოლი – 60, პალერმო – 60, მალმე – 125, სიდნეი – 400, ადელაიდა – 210, ლოს ანჯელესი – 1,700, ნიუ იორკი 600, ტორონტო 125, ჰამილტონი 91.

3. 10. გაზისაგან თხევადი საწვავის წარმოების (GTL) ტექნოლოგია

GTL-ის ტექნოლოგია ითვალისწინებს ბუნებრივი გაზის გარდაქმნას თხევად ნახშირწყალბადოვან ნაერთებად. კაპიტალური დანახარჯებისა და ტექნოლოგიური მოწყობილობის ზომების შემცირების მიზნით შემუშავებულია გაზისაგან თხევადი საწვავის წარმოების შედარებით გამარტივებული პროცესი⁹⁰. ეს პროცესი ეკონომიურად ეფუძნება 300 ტ/დღ და უფრო მაღალი წარმადობის დროს. GTL ტექნოლოგიის გამოყენებით სინთეზირდება თხევადი საწვავი, რომელიც შეიძლება გამოყენებულ იქნეს როგორც პირდაპირ, ისე უფრო დაბალი ხარისხის ნედლეული ნავთობთან შერევის და გადამუშავების შემდეგ უფრო მაღალი ხარისხის საწვავის მისაღებად.

ამ პერსპექტივის მიუხედავად, პროცესი შეიძლება პრაქტიკულად მომგებიანი იყოს მხოლოდ ნავთობის შორეული საბადოებისათვის, სადაც ჩვეულებრივად ასოცირებული გაზის დანვა ან რეინექცია არის გამოყენებული⁹¹. GTL ტექნოლოგიის გამოყენება შეიძლება მიზანშეწონილი აღმოჩნდეს ასურბაიჯანის ნავთობის ასური-ჩირად-გოუნეშლის ოფშორულ საბადოზე, რომელიც არაა დაკავშირებული სანაპირო გაზგადამამუშავებელ ქარხანასთან და ატმოსფეროში აფრქვევს ნავთობთან ასოცირებულ გაზს. აქ წარმოებული თხევადი საწვავი შემდგომში შეიძლება ტრანსპორტირდეს არსებულ ნავთობსადენებით.

თუ GTL ტექნოლოგიით წარმოებული იქნება ბუნებრივი ნავთობპროდუქტების კონკურენტული პროდუქცია სატრანსპორტო სექტორისათვის, მაშინ სავარაუდოა რომ გაზიდან სინთეზირებული თხევადი საწვავი გამოყენებული იქნება ბენზინთან შესარეველ, რათა მნიშვნელოვნად შემცირდეს მანვე ემისიები.

⁹⁰ New Combustion Technology Facilitates Smaller Capacity GTL Plants. Syntroleum Corporation Press Release, September 16, 1998

⁹¹ Fueling the future. Natural gas and new technologies for a cleaner 21st century, Technical Report, WPA Inc., February 2000, Washington DC

4. ბაზის მოხმარების ტექნოლოგიები

4. 1. საყოფაცხოვრებო სექტორი

გაზი სუფთა საწვავია ნათობთან და ნახშირთან შედარებით და არც ისეთი პოლემიკის საბაზს იძლევა, რაც ატომური ენერჯის გამოყენებასთან არის დაკავშირებული. იგი გამოსაყენებლად მარტივია და საბოლოო მომხმარებლისათვის მოხერხებული. გაზის წვის პირდაპირი სისტემური საყოფაცხოვრებო, კომერციული, სამრეწველო, სატრანსპორტო და ელექტრო ენერჯეტიკულ სექტორებში, უადრესად მაღალი ეფექტურობით გამოიხრნევა.

მაღალი საწყისი ღირებულება და გაზსე მომუშავე ელექტრული მოწყობილობის აღჭურვის სირთულე ის ძირითადი პრობლემებია, რომლებსაც ბუნებრივი გაზის მოხმარება შეიძლება წააწყდეს საყოფაცხოვრებო სექტორში. ეს სირთულეები ჯამში შეიძლება დაძლეულ იქნეს მაღალი ეფექტურობითა და შედარებით დაბალი საოპერაციო და მომსახურების დანახარჯებით. თუმცა, გასათვალისწინებელია, რომ რეალურად მომხმარებელი, მინც უპირატესობას აძლევს მცირე საწყისი ღირებულების მოწყობილობას. შესაბამისად, აუცილებელია რომ შემცირებულ იქნეს საყოფაცხოვრებო სექტორისათვის განკუთვნილი, გაზსე მომუშავე მოწყობილობის შესყიდვის ღირებულება²².

გაზსე სექტორები საცხოვრებელი სახლების გათბობის თაქმის უალტერნატიუო საშუალებაა. ელექტრონული გათბობების გამოყენება პრობლემტური ხდება მრავალი მომხმარებლისათვის ელექტროენერჯიასე შედარებით მაღალი გადასახადის გამო. სტატისტიკური მონაცემები მოწმობენ, რომ დასაელეთის ქვეყნებში ბინის გათბობა ბუნებრივი გაზით 30%-ით უფრო იაფია, ვიდრე ელექტროენერჯით გათბობა (გარდამავალი ეკონომიკის ქვეყნებში ეს სხვაობა ბევრად უფრო შთაბეჭდავია, საშუალოდ 200-400 %-ს შეადგენს და განპირობებულია გაზის შედარებით დაბალი ფასებით). თანამედროვე გაზსე სექტორების ენერჯო ეფექტურობა 90%-ს აღწევს (შედარებით უფრო პატარა მოწყობილობების 78%-ს) და სოგადად უფრო მაღალია ვიდრე საერთაშორისო სტანდარტები მოითხოვს.

სიერცის გაზით გათბობისათვის შემდეგი მეთოდები გამოიყენება:

- ⇒ ცენტრალური გათბობის სისტემა შეიცავს გაზის წვასე მომუშავე ბოილერის (ნახასი 4.1) და ცხელი წყლის ბინებში განაწილებულ სისტემას;
- ⇒ მცირე სიმძლავრის ინდივიდუალური გათბობების გამოყენება, რომლებიც ოჯახის ცხელი წყლითაც ამარაგებენ. 27 კვტ სიმძლავრის ასეთი დანადგარი უსრუენელოფის 9 წუთის განმავლობაში 100 ლ წყლის გაცხელებას 45 °C-მდე. მისი ეფექტურობა კი 83-84 %-ია;
- ⇒ ოთახის გათბობების რომლებიც გარე კერამეტრის კედლსე მონტაჟდება და მოხმარს დასა სიერცისადასე შეწყველდ ატმოსფერულ პაერს, სითბოს კი ენტილატორის საშუალებით ანაწილებს საცხოვრებელ ფართსე. 4.6 კვტ სიმძლავრის ასეთი გათბობბული საკამარისისა კომფორტული პირობების შესაქმნელად 50 კვადრატული მეტრი ფართის მქონე ოთახში. სამხრეთ კაეკასიის რეგიონში ფართოდ არის გავრცელებული ნახსური, აგრეთვე ადვალობრივი (მაგ. თბილისის საავიაციო ქარხნის) წარმოების ოთახის გათბობბული, რომლებიც მაღალ ეკოლოგიური და ტექნიკური უსაფრთხეობით გამოირჩევიან სხვა, მატე-ირანული წარმოების ანალოგიურ მოწყობილობებთან შედარებით.

პაერის კონდიციონება გაზის ენერჯის გამოყენებით ფართოდაა დანერჯილი კომერციულ სექტორში, თუმცა ეს პროცესი მნიშენელონად არის შეფერხებული საყოფაცხოვრებო სექტორში. ელექტრული კონდიციონერების საწყისი ფასები გაცილებით დაბალია, მაგრამ

²² Fueling the Future. Natural gas and new technologies for a cleaner 21st Century, Technical report prepared by Washington Policy and Analysis, Inc., February 2000, Washington, DC

ისინი შეუდარებლად ძვირადღირებულ ენერჯიას მოხმარებენ. პაყრის კონდიციონება ბინებში გაზის გამორეგებით 30 %-ით ნაკლები ენერჯიის დანახარჯს განაპირობებს, ხოლო მათი ექსპლუატაციის ხანგრძლივობა 20 წლით განისაზღვრება.

წყლის გაზით გამაცხელებლებს აქვთ უპირატესობა წყლის ელექტრულ გამათბობლებთან შედარებით. მათ შეუძლიათ წყლის უფრო სწრაფი გათბობა და ელექტრულ წყლის გამათბობლებზე უფრო ეფექტურები არიან. წყლის გათბობის ღირებულება მაღალეფექტური გაზის გამათბობელით 2-ჯერ იაფია ვიდრე მაღალეფექტური ელექტრონული გამათბობელით. გაზის გამათბობელი უფრო მცირე ზომისაა. ისინი აღჭურვილია ატმოსფერული საინთურით, სიმძლავრით 5-16 ლ/წთ 40-56 °C ტემპერატურის წყალი. გაზე მომუშავე წყლის გამათბობლებს შეიძლება ქონდეთ ცხელი წყლის შენახვის შესაძლებლობაც (ინველტორიე 220 ლიტრი წყლის 90%-იანი ეფექტურობით)³³.

ერთ-ერთი ექვლავ უფრო იზოვიციური ნაკეთობათაგანი, რომელიც ბაზარზე ხელ ცოტად ხინის წინ შეიჭრა, ესაა სიერციის გათბობისა და ცხელი წყლის ერთი და იმავე წყაროდან მომარაგების კომბინირებული სისტემა. მისი დამონტაჟება მეტად მარტივია - ერთი გაზის მილისა და შესასვლელის საშუალებით. კომბინირებული სისტემა იდეალურია შედარებით მცირე ზომის სახლებისათვის.

ბოლო წლებში მსარდაი მოთხოვნა აღინიშნება გაზის ბუხრებზე, რამდენადაც მომხმარებლები სახლებში სითბოსთან ერთად და სიმყურთოვესაც აძლევენ უპირატესობას, რაც ტრადიციულად შეშის ბუხრებთან ასოცირდება, თუმცა ეს უკანასკნელი გარკვეულ დასაცომფორტს ქმნის შეშის წვისა და შენახვის სირთულის გამო თანამედროვე საცხოვრებლებში. ამის ნაცვლად გაზის ბუხარი ადვილად შეიძლება ჩაირთოს (აინთოს) და გამოირთოს. მაღალი ტემპერატურა და შესუღვლული ემისია გაზის ბუხარს კიდევ უფრო ეფექტური ხდის შეშის ბუხართან შედარებით.

გაზით საჭმლის მომზადება ძალზე გაერცხვლებუბო პირობებში. აშშ-ში მისი ღირებულება დაახლოებით 2-ჯერ იაფია დენით საჭმლის მომზადებასთან შედარებით (საქართველოში ამ სხვაობამ შეიძლება 3-4-ს მიაღწიოს). გაზით საჭმლის მომზადება კიდევ ერთი უპირატესობით ხასიათდება: ესაა ტემპერატურის გაცვლებით მოხერხებული კონტროლი და შესაბამისად საჭმლის მომზადების სასურველი ტემპერატურული რეჟიმის დაცვის შესაძლებლობა, რაც, თავის მხრივ, გემრიელი კერძების მომზადებას უზრუნველყოფს.

უმჯობესდება გაზით გაშრობის ტექნოლოგია და იგი უკვე კონკურენტუნარიანი ხდება ელექტროგამაშრობლებთან შედარებით. სტატისტიკის თანახმად, გაზის საშრობში ტანსაცმლის გაშრობა ორჯერ უფრო იაფი ჯდება, ვიდრე ელექტროსაშრობებში.

ბუნებრივი გაზის ტექნოლოგიების გამოყენება საცხოვრებელ სექტორში მომხმარებლისათვის იაფიცაა და მარტივიც. ახალი პროდუქციის - გოფირებული უზანგავი ფორლასი მილების გამოყენება კიდევ უფრო აიოლებს ბუნებრივი გაზის სისტემის მონტაჟის ღირებულებას საცხოვრებელ ბინებში.

4. 2. განვითარებადი ტექნოლოგიები საყოფაცხოვრებო სექტორისათვის

ამჟამად დამუშავებაში მყოფი გაზზე მომუშავე მოწყობილობები - თბოთი ელემენტები და მიკროტურბინები მსადაა ბაზარზე დამკვიდრებისა და მნიშვნელოვანი წვლილის შესატანად ელექტროენერჯიის განაწილებული გენერაციის სექტორის განვითარებაში. ეს ტექნოლოგიები ხელს შეუწყობენ ემისიის მნიშვნელოვან შემცირებას, განსაკუთრებით მჭიდროდ დასახლებულ ადგილებში, ასევე გადაჭრან დაშრობებული ან მითან რეგიონების, აგრეთვე სასაზღვრო პოსტების ელექტრომომარაგების პრობლემას.

საყოფაცხოვრებო სექტორის ზოგიერთი მოთხოვნა, როგორცაა განათება, კომპიუტერის, ტელევიზორის და ვიდეო-აუდიო აპარატურის ენერგომომარაგება მხოლოდ გაზს არ შეუძლია დააკმაყოფილოს. თუმცა, დიდ, ცენტრალურ თბოელექტროსადგურებში

³³ Esergia Report

გამომუშავებული ენერჯია წვეულებრივად სამაჯურ მეტი პიროვნებად ენერჯის დანახარჯს მითხოვენ საბოლოო მომხმარებლის მიერ უშუალოდ გამოყენებულ ენერჯიასთან შედარებით. საერთო გენერირებული ელექტროენერჯის კიდევ 8-10 პროცენტი იკარგება თბოსადგურიდან მომხმარებელამდე ელენერჯის გადაცემისათვის. შესაბამისად, ელენერჯის გენერაციის ეფაისის გადატანა ბოლო მოხმარებლის სიახლოვეს მნიშვნელოვნად ამცირებს საერთო დანაკარგებს.

მცირემაშტაბიანი თბური ელემენტების გამოყენება საშუალებას იძლევა დაისოვოს მნიშვნელოვანი ენერჯია მისი ექსპლუატაციის ხანგრძლივი პერიოდის განმავლობაში.

სხვადასხვა ზომის, ტექნოლოგიისა და საწვავის სახეობის თბური ელემენტები ფართოდ რეკლამირდება როგორც ენერგეტიკული პრობლემების (მწოდების საიმყოფო და ეკოლოგია) გადაჭრის ერთ-ერთი ეფექტური საშუალება. უსრუხეკლყოფენ ელექტროენერჯის, სითბოსა და ცხელი წყლის გამომუშაებას ატომსფეროს მინიმალური დაბინძურებით. (სიმძლავრე - P = 3 კვტ + 3 მგეტ; ინვესტიცია - C₁ = 1600-3000 €/კვტ, საოპერაციო და მომსახურების დანახარჯები - C₂ = 0,004-0,01 €/კვტსმ). თბური ელემენტი არის ელექტრონული მოწყობილობა, რომელიც ძალიან წააგავს აკუმულატორულ ბატარეას, რომელიც საწვავის (როგორცაა მეთანი ან მეთანოლი) ქიმიურ ენერჯიას ელექტროენერჯიად გარდაქმნის. მას აკუმულატორის მსგავსი დეტალები აქვს; დადებითი და უარყოფითი ელექტროდები და ელექტროლიტი. თუმცა, აკუმულატორისაგან განსხვავებით, რომლებსაც ელექტროობით მომარაგება შეუძლიათ მხოლოდ შესაღწეული დროით და მოთხოვენ ხელახლა დატვირთვას ან გამოცვლას, თბურ ელემენტს შეუძლია ელექტროენერჯის უწყვეტ გამომუშაება, საწვავითა და პერით უსრუხეკლყოფის შემთხვევაში.

თბური ელემენტი ძალიან მაღალი ეფექტურობით გამოირჩევა (η = 40-70 %). როდესაც ის გამოყენებულია კომენტაციის სისტემაში, ანუ როდესაც გამოყენებულია როგორც გამომუშავებული ელექტროობა ისე სითბო, სასარგებლოდ გამოიყენება საწვავში აკუმულირებული საწვავის ენერჯის 80%-მდე. ატომსფეროს მინიმალური დაბინძურების პირობებში⁹⁴, დღესდღეობით კომერციულად ხელმისაწვდომი თბური ელემენტები ელექტროენერჯის გამომუშაების დროს 40%-ს ეფექტურობის დონის აღწევენ⁹⁵. მომავლის თბური ელემენტები ელექტრდება 60-70 პროცენტი ეფექტურობით⁹⁶.

მიკროტურბინები. რომლებსაც სთავაზობენ მცირე მწარმეებსა და ან საყოფაცხოვრებო სექტორს, ელექტროენერჯის გამომუშაების საშუალებას იძლევა უშუალოდ მოხმარების ადგილზე რამდენადაც ენერგეტიკული ბაზრებზე ბოლო წლებში სულ უფრო კონკურენტული გარემო ყალიბდება, მიკროტურბინები უფრო პოპულარული გახდება არა მხოლოდ როგორც ენერჯის წვეულებრივი წყარო, არამედ როგორც ალტერნატივა ძვირადღირებულ მიკრო ენერჯისათვის.

მიკროტურბინები გამოიყენებენ პროპანს, დიზელის საწვავს, ბენზინს, ბუნებრივ გაზს ან სხვა წიაღისეული ენერჯორესურსს; მარტივია მათი მოდერნიზება სხვადასხვა მანქანების ამარაგად გამოყენებისათვის. მიკროტურბინები ასევე უადრესად საიმედოა ექსპლუატაციის დროს, რადგან მხოლოდ ერთი მოძრავი ნაწილი განინათ. რადგანაც მექანიზმი აეროსტატიკური საკისრებია გამოყენებული, მას პრაქტიკულად არ სჭირდება შესუთვა. მიკროტურბინებს არ ჰქონდათ ელექტროენერჯია ამუშაების ან მუშაობის პროცესში, ამიტომ მათი მუშაობის რეჟიმზე არაერთარ გავლენას არ ახდენს ელექტროენერჯის ავარიული გათიშვა. პირაქით, ეს თვისება მიკროტურბინებს საშუალებას აძლევს განსაკუთრებულ შემთხვევებში ელექტროენერჯია მიაწოდოს ქსელს.

მიკროტურბინები არის პატარა, მაღალსიმქარიანი ელექტროსადგურები, ალტურეილი ელემენტარული მართვის მოწყობილობით. თითოეული მიკროტურბინა შედგება მცირე როტორიანი საერთო ღერძზე დამონტაჟებული გენერატორის, კომპრესორისა და

⁹⁴ Gas Industry Online: Gas Technology Summer 1999
⁹⁵ The Natural Gas Fuel Cell™, www.naturalgas.org/FUELCCELL17M1, downloaded on 30 November 1999
⁹⁶ Ibid

ტურბინისაგან. მიკროტურბინების შეიძლება ჩაირთოს საერთო გამაწვლელ კსელში ან იმუშაოს დამოუკიდებლად. მათი ძირითადი უპირატესობებია: მაღალი საიმედოობა, მცირე ზომები, დაბალი ემისია და მცირე ინვესტიციები ($C_1=500-750$ €/კვტ) და საექსპლუატაციო დანახარჯები ($C_2=0,0025-0,0085$ €/კვტსთ), საკმაოდ ზომიერი ეფექტურობა ($\eta=20-30$ %), 25-დან 400 კილოვატამდე ენერჯის გამომუშავების შესაძლებლობით. ამჟამად მიკროტურბინები გამოცვლას გადაინ და ზოგჯერ კომერციულ დონეზეც გამოიყენებიან. ექსპერტების პროგნოზის თანახმად მიკრო ტურბინები ფართოდ დაინერგება საყოფაცხოვრებო სექტორში 2005 წლისათვის⁹⁷.

4. 3. კომერციული სექტორი

ბუნებრივი გაზი ფართოდ გამოიყენება კომერციულ სექტორში, კერძოდ სასტუმროებში, საავადმყოფოებში, რესტორნებში, საცხოვრებში, სპორტულ-გამაჯანსაღებელ ცენტრებში, სამრეცხაოებში, კომერციულ მაღაზიებში და ა.შ. გაზზე მომუშავე მოწყობილობები ძირითადად გამოიყენება საოფისე ფართობის გასათბობად, წყლის გასაცხელებლად, საჭმლის მოსამზადებლად, ტანსაცმლის გასარეცხად და გასაშრობად, ელექტროენერჯის გამოსამუშავებლად. სათბურებისათვის გაზი გამოიყენება არა მარტო როგორც სათბობი, არამედ როგორც ნახშირორჟანგის შემცველობის რეგულატორი მათში. ერთი მ³ გაზის წვის დროს გამოიყოფა ერთი მ³ ან ორი კგ CO₂. სასაბურვე გაზის ხელსაწყოები აღჭურვილია CO₂-ის გამაზომი და რეგობატურ რეჟიმში მარეგულირებელ ხელსაწყოებს⁹⁸.

გაზი კვების ინდუსტრიაში

საკვები პროდუქტების ინდუსტრია გაზის ძირითადი მომხმარებელია კომერციულ სექტორში. საჭმლის მომზადებისათვის ბუნებრივი გაზით სარგებლობს აშშ-ის კომერციული სექტორის მომხმარებელთა 55 პროცენტი, ხოლო პროდუქტების შესანახი დაბალი ტემპერატურის წარმოებისათვის მომხმარებელთა 54 პროცენტი. გამოიყენების თანახმად, თბილისში მომხმარებელთა 97-98% საჭმლის მოსამზადებლად ბუნებრივ ან თხევად გაზს იყენებს. გარდა ამისა, ბუნებრივ გაზს მოიხმარს ქაღაქის მცირე საცხოვრებელი დიდი უმრავლესობა. დამატებით, გრძელდება მოთხოვნები სრლად არაპროფესიონალი, მეთჯახე ქალბატონების მიერ მომზადებულ საკვებზე, რომელიც ორინენტრებულია მომხმარებლების (კვლავლად გამოვებასა და მოთხოვნაზე და საოჯახო შემოსაყვლების დამატებით წყაროსაც წარმოადგენს.

უკანასკნელ წლებში მრეწველობამ აითვისა მრავალგვარი გაზქურების, ბოილერების, მავლების (გრძობების) და წყლის გამაცხელებლების წარმოება, რომლებიც ეხმარება რესტორნებს მეკეთრად გააუმჯობესონ ენერგოეფექტურობა, გასარდონ მწარმოებლობა, მომხმარებელს შეთავაზონ მრავალფეროვანი მენიუ და გაუმჯობესებული ხარისხის საჭმელი. გასქურებისა და გრილების ზოგიერთი უკანასკნელი მოდელი შედგენილია

კვების ინდუსტრიაში მომავალში გაიზრდება მოთხოვნა კომპაქტურ, მრავალფუნქციურ მოწყობილობებსზე, თანამედროვე საენტილაციო სისტემებით, რომელთა ფუნქციონირება შესაძლებელი იქნება არატრადიციულ ადგილებში შესუდული გარემოს პირობებში (მაგალითად აუროპორტების მოსაცდლები, მუსეუმები, საავადმყოფოები და საავტოო ცენტრები). ტრადიციულად ასეთ პირობებში რეალური მონოპოლია უპყრია ელექტრულ მოწყობილობებს და მათი შეცვლა გაზის ხელსაწყოებით მნიშვნელოვანი კომერციული ეფექტის მიღების საშუალებას წარმოაშობს.

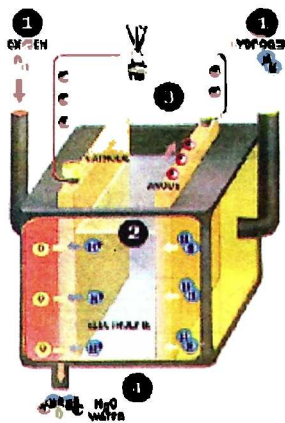
მეცნიერთა და დიზაინერთა ძალისხმევა დღეისათვის მიმართულია გაზის საშუალებით საჭმლის მომზადების მოწყობილობათა განვითარებისათვის, კერძოდ, ტექნოლოგიური

⁹⁷ "Generating Interest: Micro turbines Tout Cheaper, More Reliable Power", *Crain's Chicago Business*, 13 April 1998

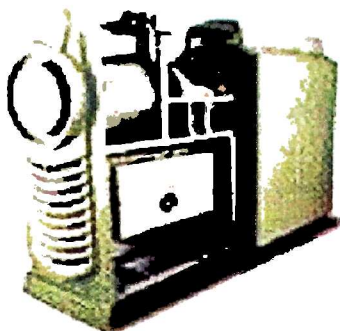
⁹⁸ *Feeling the Future. Natural gas and new technologies for a cleaner 21st Century*, Technical report prepared by Washington Policy and Analysis, Inc., February 2000, Washington, DC



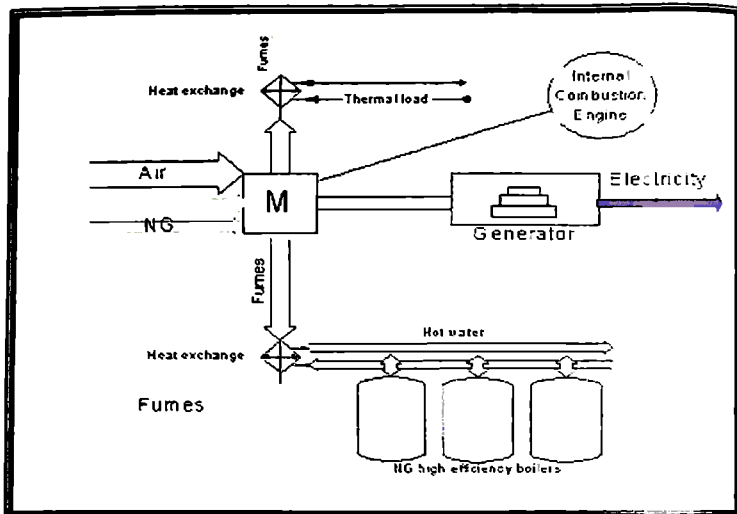
ნახ. 4.1. ბუნებრივი აირის მონუმზე გამოძობის ქვაბი
Figure 4.1. Natural Gas central heating boiler



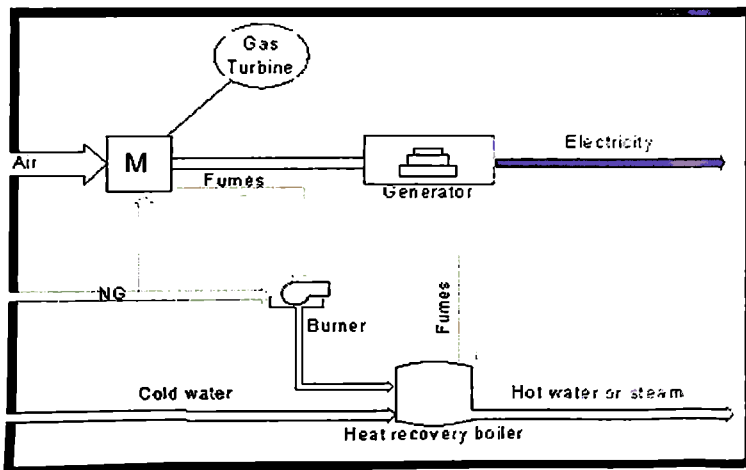
ნახ. 4.2. თბური ელემენტი
Figure 4.2. Fuel cell



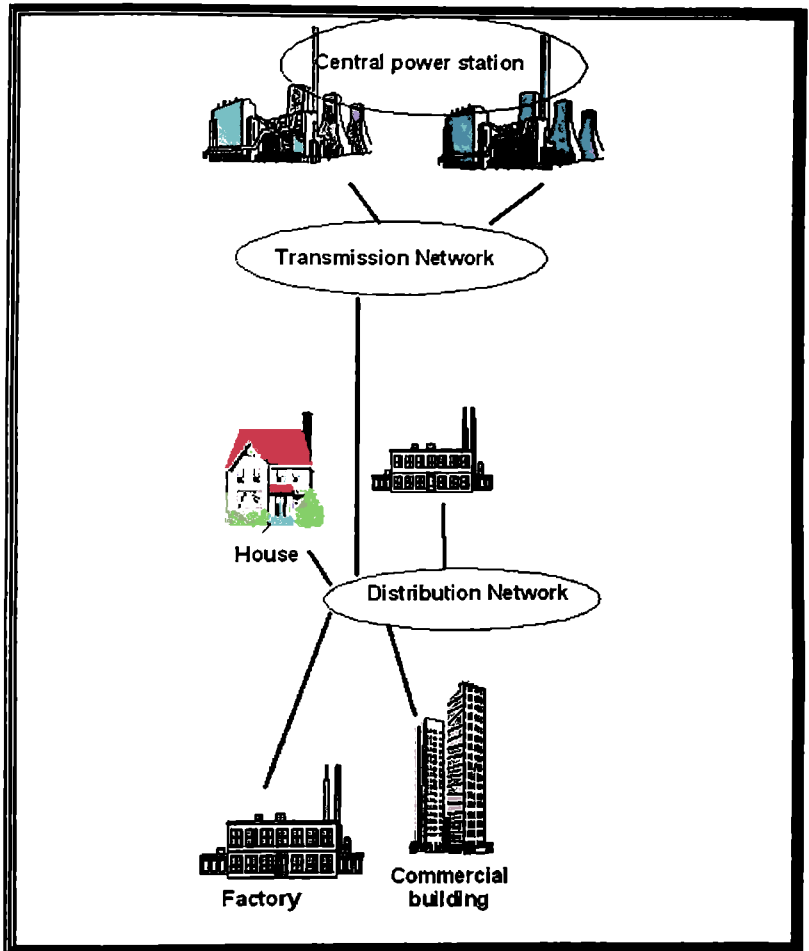
ნახ. 4.3. მიკრო ტურბინა
Figure 4.3. Micro-turbine



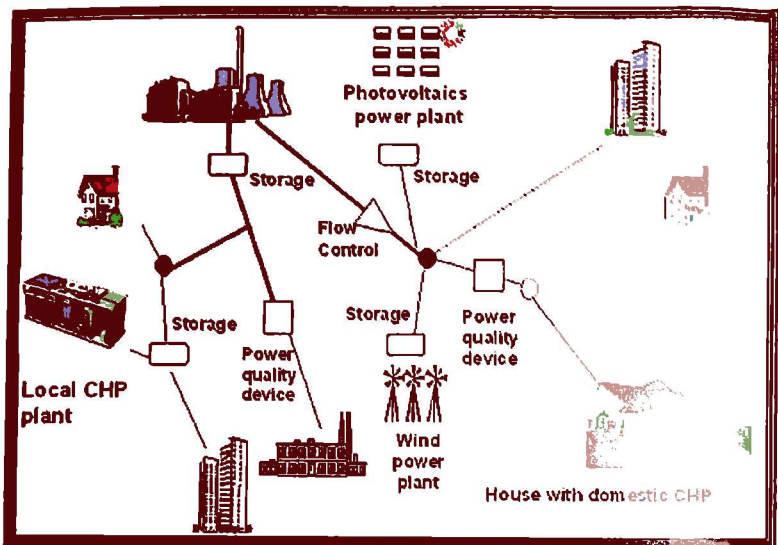
ნახ. 4.4. შიგა წვის კოგენერაციული სისტემის ბლოკ-სქემა
Figure 4.4. Internal Combustion Cogeneration Flow Diagram



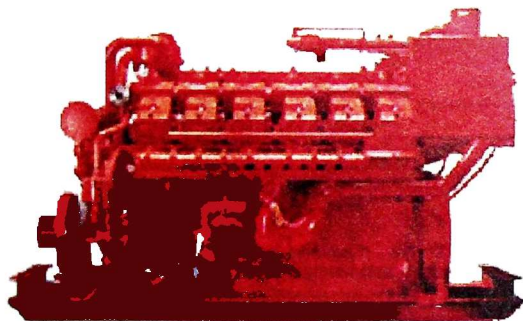
ნახ. 4.5. ტურბინული კოგენერაციული სისტემის ბლოკ-სქემა
Figure 4.5. Turbine Cogeneration Flow Diagram



ნახ. 4.6. ელექტრომომარაგების სისტემა ცენტრალიზებული გენერაციით
Figure 4.6. Power supply system with centralized generation



ნახ. 4.7. ელექტრომომარაგების სისტემა დეცენტრალიზებული გენერაციით
Figure 4.7. Planned system of energy supply with decentralized generation units



ნახ. 4.8. წინსვლით-უაქცევიითი მოქმედების ამძრავი
Figure 4.8. Reciprocating engine

მიწოდების სრული სექტორის შესაქმნელად დახლის კომპაქტური მოდელებიდან სრული შორის მოდლებამდე კომერციული სექტორის ნებისმიერი მომხმარებლის, მათ შორის არატრადიციული რესტორნების მოთხოვნების დასაკმაყოფილებლად.

თემცა გაზი ტრადიციულად დომინირებდა კომერციული სექტორის გათბობისა და წყლის გაცხელების სისტემებში, მაგრამ უახლესი ათწლეულებში მოთხოვნების მიწიშენელოვანი ზრდა არის მოსალოდნელი გაზსე მომუშავე სფეროს გამაგრებულზე სექცი-კომერციულ სექტორში გამოყენების შემთხვევაში გაზით გაგრილების სისტემები უსურველყოფენ მნიშვნელოვან ეკონომიკურ ეფექტს და ოპერატიულობას.

დღეისათვის სამი განსხვავებული ტექნოლოგიით მომუშავე გაზის გამაგრებულები მიწოდება სამომხმარებელ ბაზარს

⇒ გაზის ამორავიანი კომპრესორებით მომუშავე მაცივრები, რომლებიც თანაბრობულად წარმოშობილ სითბოს ცხელი წყლის ან ორთქლის საწარმოებლად გამოიყენება;

⇒ აბსორბციული მაცივარი სისტემები, რომლებიც გამაცივებელი აგენტის (მაგ. ამიაკის) ობიექტებით წარმოქმნიან გამაგრებულ ეფექტს. ამ პრინციპზე გამაცივებელი სისტემები სწორად გამოიყენება ღლი კომერციული შენობების კონდიციონირებისათვის;

⇒ გაზის ბაზაზე შექმნილი ტენშანმოქმი (დესიკანტური) დეჰიდრაციის სისტემები ადვილრებ პაერის სინთეზის შენობაში და გასაგრებულად საჭირო ხეველით ცენტრის რაოდენობას. ასეთი სისტემები პაერის გამაგრებულთან კომბინაციაში ზღუდავენ ტენის წარმოქმნას და ახელს უშლის ნესტიანი გარემოში სწრაფად ზრდადი მიკროორგანიზმების გამრავლებას.

გაზით გაგრილების ახალი ტექნოლოგია GAX იმით განსხვავდება ნეკლებრივი ელექტრული ტექნოლოგიებისაგან, რომ მასში თერმული კომპრესორით, რომელიც შედგება თბური გენერატორისა და აბსორბერისაგან, ჩანაცვლებულია ნეკლებრივი მიტორიანი კომპრესორი. ეს ტექნოლოგია სამუშაო სითხედ იყენებს წყალსა და ამიაკს. თბური გენერატორი იყენებს ქიმიურ აბსორბციას (და არა ძრავით მომუშავე ორთქლის კომპრესორს). რათა სიცივის ან სითბოს გამოსამუშაველად, და შესაბამისად მეტად მაღალი ენერგოეფექტურობით გამოირჩევა.

ტენიანობის რეგულირება კომპორტული და ჯანსაღი გარემოს შესაქმნელად შენობების კონდიციონირების დროს ისევე მნიშვნელოვანია, როგორც ტემპერატურის რეგულირება. ტენშანმოქმი ნივთიერებების გამოყენება გაზით გათბობასთან ერთად უსურველყოფენ გარემო პირობების კონტროლის პაერის ნეკლებრივი ელექტრულ კონდიციონერებისაგან შედარებით ნაკლები დანახარჯებით. ტენშანმოქმი ნივთიერება (დესიკანტი) წარმოადგენს მყარ ან თხევადი მასალას, რომელიც შეიწოვს პაერის ორთქლს. ასეთი მასალის გარეცხვადი ნიმუშია კრისტალური, დაწეხილი მასალა, რომელიც იწოვს ტენის მოწოდული სავენტილაციო პაერიდან ვენტილაციით, ხოლო შემდეგ კვლავ აღდგება (რეგენერირდება) გაზის მაღალი ტემპერატურით იმისათვის, რომ განმეორებით იქნეს გამოყენებული პროცესში.

შემე დადასტურებულია ბუნებრივი გაზის ინოვაციური HVAC-ის (პაერის გაცხელება, ვენტილაცია და კონდიციონერება) ტექნოლოგიური სისტემის მაღალი ეფექტურობა პაერის ხარისხის გაუმჯობესების პრობლემის გადასაჭრელად. HVAC-ის სისტემა აერთიანებს სამ თანამედროვე ტექნოლოგიას:

⇒ ენერჯის აღდგენის კვანძი, რომელიც შენობას აწვდის სუფთა პაერს. ის ურთიერთანაცვლებს სითბოსა და ნესტს იმგვარად, რომ კონდიციონერის ღირებულება მინიმალური ხდება;

⇒ შთანმოქმელ-გამაგრებელი კვანძი, რომელიც აშრობს თბილ პაერს ვიდრე ის გაივლიდეს გამაგრებულ ხეივებს. ამ ტექნოლოგიის უპირატესობები მდგომარეობს იმაში, რომ მკვეთრად შესწავლულია მიკრობების ზრდა მაცივარში, რომლებიც ნეკლებრივი გამაგრებულ ხეივებზე სწრაფად მრავლდებიან ტენიან გარემოში. ამის

გამო მინიშნულოვნად მცირდება დემიდრაციის ღირებულება და უმჯობესდება პაერის ხარისხის;

⇒ ბუნებრივი გაზზე მომუშავე ამძრავიანი მაცივარი, რაც მიშენლოვნად ამცირებს ენერჯის გადაცემასა და მრავალჯერად გარდაქმნასთან დაკავშირებულ დანაკარგებს. ასეთ სისტემაში, დანადგარის კორპუსიდან და გამოზარბოლქვის მაცუშიდან ართმეული სითბო უკან ბრუნდება და საშრობის რეგერენაციის პროცესისათვის გამოიყენება.

HVAC-ის სისტემის გამოყენებით აშშ-ის ერთ-ერთ სკოლაში მიღწეულ იქნა მინიშნულოვანი ეკონომიკური ეფექტი, რაც დაკავშირებულია გათბობისა თუ გაგრილების მოთხოვნების რაციონალურ დაკმაყოფილებასთან და მოსწავლეებსა და მასწავლებლებსათვის ჯანსაღი გარემო პირობების შექმნასთან, რითაც უზრუნველყოფილი იქნა მათი დასწრების მაჩვენებლის მკვეთრი ზრდა⁹⁹.

4. ტექნოლოგიები სატრანსპორტო სექტორისათვის

ბუნებრივი გაზის ტრანსპორტირების ციკლი შეიცავს: სეპარაცია/პირველადი დამუშავებას პროცესებს ჭაბურღილის პირზე, წნევით დაჭირხენას (კომპრესიას), და მილსადენებით ტრანსპორტირებას საბოლოო მომხმარებელამდე ან შესანახ საშუალებებამდე (ნახაზი 4.14).

გაზის ტრანსპორტირების უსაფრთხო და საიმედო ტრანსპორტირების ხელშემწყობი თანამედროვე ტექნოლოგიები შემდეგია:

- ⇒ მაღალ ეფექტური კომპრესორები;
- ⇒ გაზსადენის ინსპექტირების თანამედროვე საშუალებები (რობოტები, ჩამონტაჟებული სენსორები, ხმოვანი სიგნალები (ტალღები), ელექტრომაგნიტური პულსატორები, მიკროტალღური რადარები და თერმული ვისუაღისატორები);
- ⇒ მილების იზოლაციის, შეფუთვის, სედლების და კათოდური დაცვის თანამედროვე ტექნოლოგიები;
- ⇒ გაზგამანაწილებელი ქსელების ოპტიმიზაციის სისტემები;
- ⇒ გაზის გაუონვის მობილური დეტექტორები და სხვა.

მილსადენის ურღვევობის კონტროლი

საერთაშორისო პრაქტიკაში, ფართოდ არის დანერგილი მოქმედი სტანდარტებისა და ნორმების შესაბამისი მილსადენის ურღვევობის შემოწმების თანამედროვე მეთოდები და ტექნოლოგიები^{100,101,102}, როგორცაა: წნევით გამოცდა, მილის-შიგა ინსპექტირება და ა.შ. თითოეული ეს ტექნოლოგია განსაკუთრებული დანიშნულებისაა და ამავე დროს აქვს შესულებული გამოყენების არე¹⁰³.

მოქმედი მილსადენების ურღვევობის კონტროლის ერთ-ერთი თანამედროვე მეთოდი, მდგომარეობის პირველადი შეფასებისათვის იყენებს მაგნიტური ნაკადის გაუონვის ტექნოლოგიას (MFL). დამატებით, მილსადენის მდგომარეობის სრული სურათის მისაღებად, სატიროების შემთხვევაში დამატებით ტარდება მილის-შიგა ინსპექცია (ILI), სწორად

⁹⁹ Fueling the Future. Natural gas and new technologies for a cleaner 21st Century, Technical report prepared by Washington Policy and Analysis, Inc., February 2000, Washington, DC

¹⁰⁰ ASME B31.8 – Managing System Integrity in Gas Pipelines, American Society of Mechanical Engineers, B31.8S, 2001

¹⁰¹ API 1160 – Managing Pipeline System Integrity, American Petroleum Institute, Product No. D11601

¹⁰² Code of Federal Regulations, 49 CFR Parts 186 - 199

¹⁰³ H. Vietz, A. Beavera, Integrity-verification methods support US efforts in pipeline safety, O&G Journal, Dec.16, 2002

მიიწვევს ხაზის შემოწმების (ILI), ინერციული და ულტრაბგერითი ინსტრუმენტებისა და სხვა ტექნოლოგიურ სიახლეებს გამოიყენებით.

ცხრილი 4.1 მოცემულია მილსადენის ურღვევობის კონტროლის ექველასე გაერკველებული და ხელმისაწვდომი ტექნოლოგიები¹⁰⁴, რომლებიც სხვადასხვა დანიშნულებით გამოიყენებიან. MFL ტექნოლოგიის საშუალებით, მაგალითად, ყასდებდა ფოლადის დანაკარგი მილის კედლის მიერ, მისი თვისებების ცვლილება და სტანდარტულ მოთხოვნებთან შესაბამისობა. განივი ველების შემოწმების (TFI) ინსტრუმენტი ისეთ ანომალიებს აღმოაჩენს, როგორცაა განივი შენადუნის ბზარი და კოროზია¹⁰⁵. ILI და SCC-ის (დამაბული კოროზიული ბზარის დეტექტორი) ტექნოლოგიები გამოიყენება მილსადენის სისქის შემოწმების მარტივი მეთოდების ნაცვლად და აფუქსირებენ არა მარტა კედლის სისქე, არამედ კოროზიის კერებსა და ბზარებსაც¹⁰⁶.

თითოეული ეს ტექნოლოგია მაშინ იქნება მაქსიმალური სარგებლით გამოიყენებელი, როცა სწორად იქნება შეჩვენული დახინების სახისა და ხარისხისაგან დამოკიდებულებით. კერძოდ, ILI-ის და SCC-ის ინსტრუმენტები რეკომენდირებულა უპირატესად ლითონის დანაკარგის, კედლის სისქის გასომების, გაბზარების, გეომეტრული სომების, მრუდახაზოვანი უბნის მოღუნვის რადიუსის, მილის წანაცვლებისა და პროფილის შესამოწმებლად¹⁰⁷. ეს ტექნოლოგიები ფართოდ გამოიყენებს ე.წ. "ინტელექტუალურ (ან ჰეკიან) გოჭს" (ნახაზი 4.15), რომელიც მილსადენის შიგნით მოძრაე რთულ ტექნოლოგიურ მოწყობილობას წარმოადგენს და მრავალფეროვანი შემოწმებისა და გასომების, აგრეთვე შიდა გაწმენდის, პარაფინის მოცილების, ორმხრივი პიდროსტატიკური ტესტირების სამუშაოთა ჩატარების საშუალებას იძლევა¹⁰⁸.

ცხრილი 4.1. მილსადენის ურღვევობის შეფასების ტექნოლოგიები

ტექნოლოგია	მეთოდები, ინსტრუმენტი, ტექნიკა	
1	ვიზუალური შემოწმება	
2	დანაფარის ხიდრმის კვლევა	
3	გარეგანი ურღვევი გამოცდა (NDT)	- რადიოლოგია - მაგნეტური ნაწილაკებით - გამჭოლი - ულტრაბგერითი
	კათოდური დაცვის შემოწმება	
5	დანაფარის ურღვევობის და დახინების ხარისხის შეფასება	
6	პიდროსტატიკური გამოცდა	
7	გეომეტრიულ სომების მილის-შიდა ინსპექცია (ILI)	- კედლის სისქის მსომი გოჭი - x,y,z კოორდინატების მსომი ინსტრუმენტი
8	ლითონის დანაკარგის შეფასება (ILI)	- მვეულბრთვი მაგნიტური ნაკადი - მაღალი სიმკვევრის გამჭოლი მაგნიტური ნაკადი (MFL) - განივი ველების შემოწმება (TFI) - ულტრაბგერითი კონტროლი
9	კოროზიული ბზარების კვლევა (SCC)	

¹⁰⁴ M. Mohitpour, M. McManus, B. Trefancko. Pipeline rehab responding to regulatory pressures, technological advances. O&G Journal, Jan. 20, 2003
¹⁰⁵ Ed. Vasinko, H. Patrick, D. Dean, G. Phil, D. Troy. "Platte TFL Program: Innovative Solutions to Hydrostatic Testing". ASME IPC 2000 Conference Calgary, Oct 1-5, 2002
¹⁰⁶ E. Holdea. The changing role of inspection, PII Publication: http://www.pii.org.uk/reference_library/papers, 1997
¹⁰⁷ N. Uzelac, In-Li. "Inspection Tool to Achieve Pipeline Integrity", Ist Internat Conference on Pipeline Reliability, PIcon Publication, Mar. 13, 2000. <http://www.nrcan.gc.ca/mms/picon-e.htm>
¹⁰⁸ catalogue of pigs manufactured by GD Engineering

შეკეთება/ადგენის ტექნოლოგიები¹⁰⁹

მილსადენის შეკეთება და რეაბილიტაცია ტრადიციულად ტარდებოდა დასიანებულ უბნის დროებით შემოშვებით ხაზის ან მექანიკური მანქანის მონტაჟით ან დაფარვით, ან სისტემის გამოთვლა. შეთანხმებულ პერიოდში შეიქმნა მილსადენების რეაბილიტაციის ახალი, უფრო თანამედროვე ტექნოლოგიები და მასალები. მაგალითად, ეპოქსიდის ნარკვით ადგენებით დასიანებული უბნები ფართოდ გამოიყენება გასული საუკუნის 80-იანი წლებიდან, ხოლო 90-იანი წლები არის უფრო სრულყოფილი საფარებისა და რემონტის მეთოდების განვითარების ხანა. ისეთი უპირატესობები, როგორებიცაა ეკონომიკური მიზანშეწონილობა, უსაფრთხოება, ანტიკოროზიული თვისებები და ადგილზე რემონტის ჩატარების შესაძლებლობა მათი პოპულარობის მიზეზი გახდა.

მუდმივი რემონტების საჭიროება სოგიერთი კოროზიული და მექანიკური დეფექტებისათვის ახლა უკვე ტარდება შედუღებისა და მილსადენის დასიანებული სეგმენტის ამოჭრის გარეშე. ეს ზრდის უსაფრთხოებასა და მნიშვნელოვნად ამცირებს ეკოლოგიურ რისკს. ამ ტექნოლოგიების დეტალური გაცნობა შესაძლებელია სპეციალურ ტექნიკურ ლიტერატურაში¹¹⁰.

დღეისათვის მსოფლიოს მრავალ ქვეყანაში ფართოდ გამოიყენება მიწისქვეშა მილსადენების შეკეთების სხვადასხვა არათხრადი (No-Dig) ტექნოლოგია^{111,112,113,114}. ასეთი ტექნოლოგიები მოქნილია (გამოიყენებს მობილურ მოწყობილობას ადგილზეზე სამუშაოდ), სწრაფი ადგენის შესაძლებლობას იძლევა და ზომიერი ფასებით გამოირჩევა, განსაკუთრებით დასახლებულ ადგილებში განლაგებული მილსადენი სისტემების ადგენის დროს. ტიპური არათხრადი ტექნოლოგია ითვალისწინებს: არსებული მილების 2 ბოლოს გაშიშვლებას, თხრილის მომზადებას სარემონტო პიდრაველიკური მოწყობილობის განთავსებისათვის, ამონაგის (სხვადასხვა, ძირითადად პოლიმერული მასალისაგან დამზადებული) ძალისმიერ შეყვანას ფოლადის შტანგების მეშვეობით მილსადენის დასიანებულ უბანში, წვეთით დაჭიმვას და შეერთებას არსებულ ან უკვე ადგენილი მილსადენის მიმდებარე სეგმენტებთან.

დასიანებული მილსადენების შეკეთების სოგიერთი ტრადიციული და თანამედროვე შეკეთების შედარებით იაფი, უსაფრთხო, სწრაფი და ეკოლოგიურად მისაღები მეთოდი, აღწერილია ქვემოთ:

- ზედაპირის დამუშავება აბრაზივით კოროზიის პირველადი წარმონაქმნების, საწყისი ბზარებისა და დანაშრეგების, სხვა მცირე დასიანების წერტილების მოცილების და გლუვი სუდაპირის მიღების საშუალებას იძლევა. ეს მეთოდი არ მოითხოვს რთული მოწყობილობის გამოყენებას, მაგრამ უზრუნველყოფს დაძაბულობის საწყისი კერების ეფექტურ ამოფხვრას.
- მიღების გადალაგება ანუ ჩაჭრა ითვალისწინებს მილსადენის დასიანებული უბნების ახლით შეცვლას. ეს მილსადენის ადგენის მარტივი, მაგრამ ყველაზე ძვირადღირებული მეთოდი, განსაკუთრებით, თუ მხედველობაში იქნება მიღებული გარემოსე მიყენებული სიანი, გასის დანაკარგი და მიწოდების დროებითი შეწყვეტა მომხმარებლისათვის.
- დასიანებული მილის სეგმენტის გადაჭრა, ბოლოების დახშობა და შემომღებები უბნის (ლუპინგის) დამონტაჟება საშუალებას იძლევა, მნიშვნელოვნად შემცირდეს ადგენითი სამუშაოების ხანგრძლივობა და დანახარჯები. თუმცა, ეს ტექნოლოგია მაინც საკმაოდ ძვირადღირებულია, რადგან მოითხოვს დიდი მოცულობის სამონტაჟო სამუშაოს შესრულებას საველე პირობებში.

¹⁰⁹ M. Mohipltour, M.McManus, B.Trefanenko. Pipeline rehab responding to regulatory pressures, technological advances. O&G Journal, Jan-20, 2003

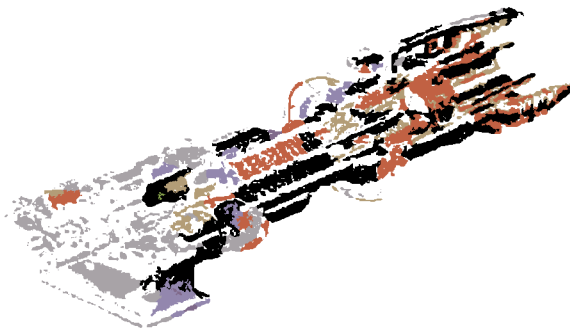
¹¹⁰ J.Keffner, W.Bruce, D.Stephens, Pipeline Repair Manual, PRCI Catalog L-51716, 1994

¹¹¹ No-dig Pipeline Rehabilitation, Per Aarstef A/S Pipe Technologies, www.aarstef.com

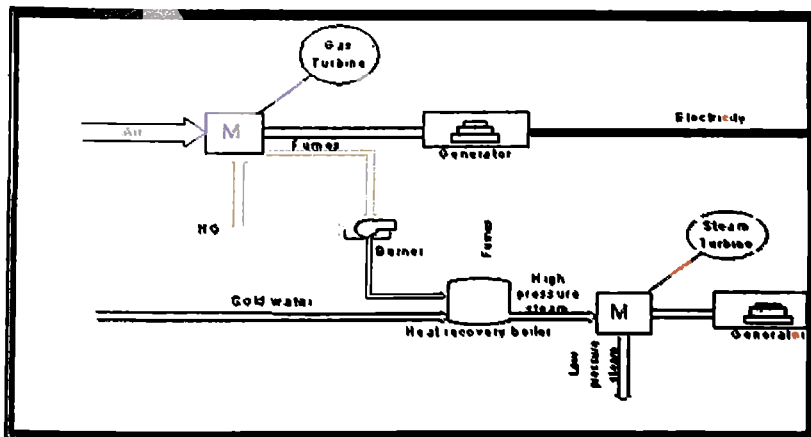
¹¹² Hydraulic Pipebursters, Scandinavian No-dig Centre, www.no-dig.dk

¹¹³ Tight-Fitting liners for pressure pipelines, Swage Lining, www.Swagelining.com

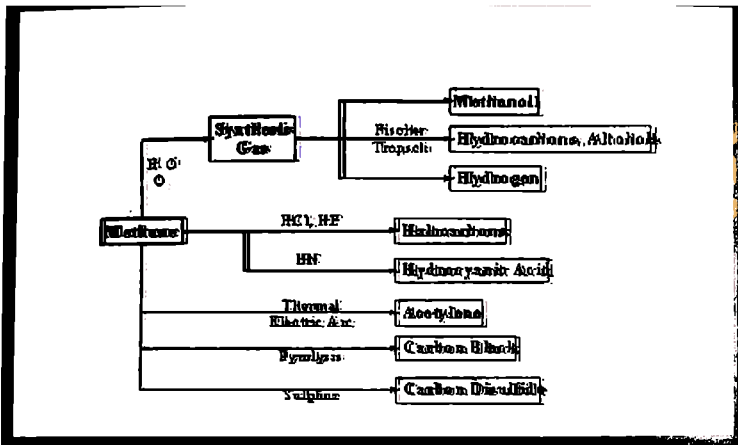
¹¹⁴ Uponor-en steerk partner inden for opgravingsfri rørreovering, Uponor A/S, www.uponor.dk



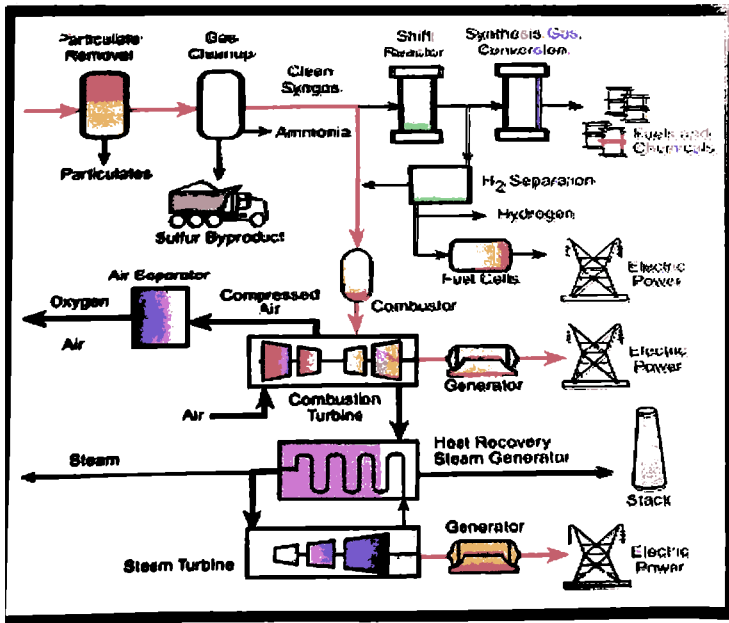
ნახ. 4.9. გაზის ტურბინა
 Figure 4.9. Gas turbine



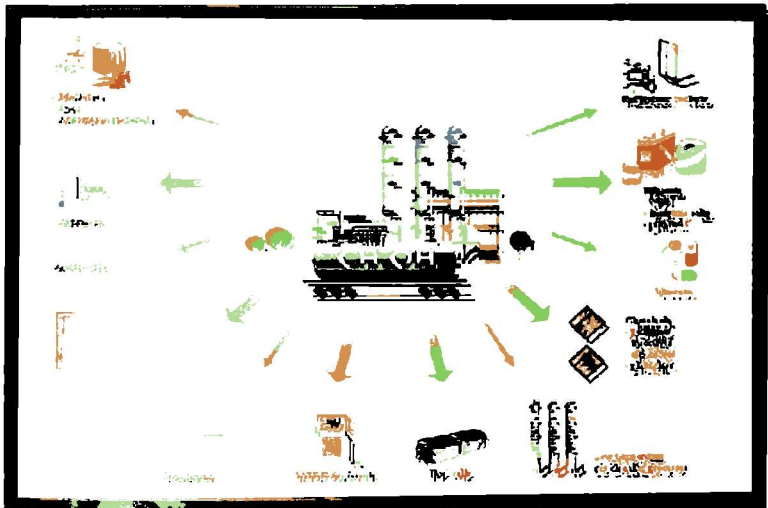
ნახ. 4.10. კომბინირებული ციკლის გაზტურბინული სისტემის ბლოკ-სქემა
 Figure 4.10. Combined-Cycle Gas Turbine system flow diagram



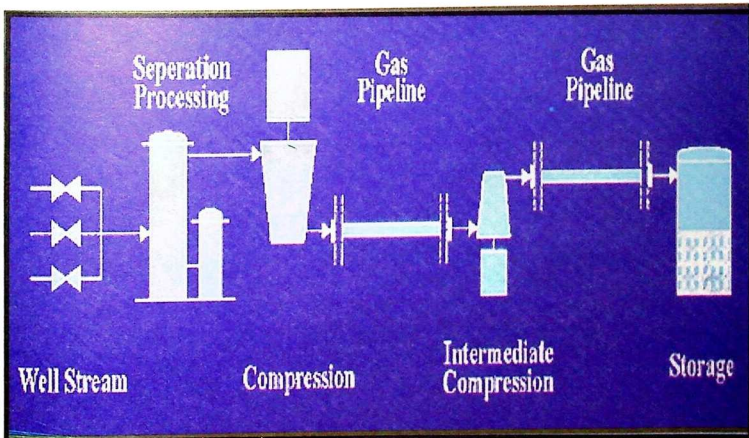
ნახ. 4.11. ნახშირ-კონვერსიის ტექნოლოგიები
 Figure 4.11. Natural Gas Conversions



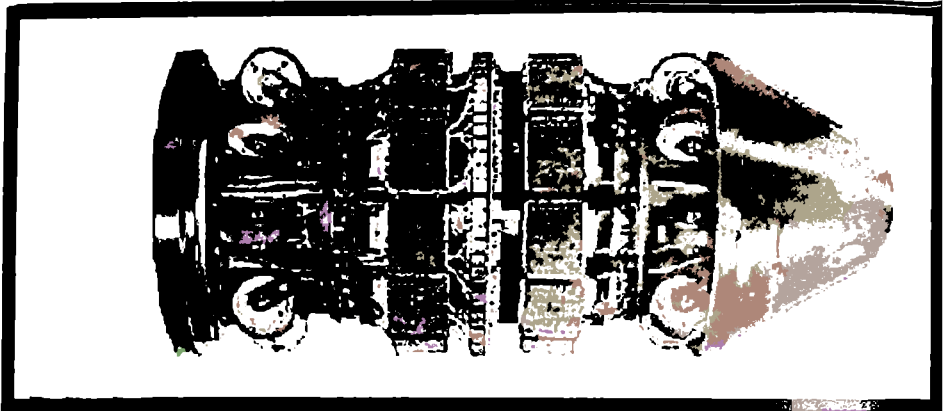
ნახ. 4.12. სინთეზური გაზის უკონვერსიის სადგომის რეაქციო ბლოკ-სქემა
 Figure 4.12. Indicative synthesis gas utilization flowchart



பெரிய அளவுகளில் மீத்தனால் தயாரிக்கப்பட்டுள்ள பல்வேறு பொருள்களின் உற்பத்தி
Figure 4.13. Production of various products based on methanol.



பெரிய அளவுகளில் மீத்தனால் தயாரிக்கப்பட்டுள்ள பல்வேறு பொருள்களின் உற்பத்தி
Figure 4.14. NG transportation chain



ნახ. 4.15. მობილური მონაცემების (ქვეყანი გოჭი) მილსადენის გამოცდისთვის
Figure 4.15. A Typical Pipeline Intelligent Pig

- ებოქსიდის ნარევის გამოყენება მილსადენის შეკეთებისათვის შედარებით ახალი მეთოდია. ტექნოლოგია ითვალისწინებს ორსექციიანი, გადასახსნელი ქუროების მეშვეობით დაზიანებული მილის სეგმენტის გარე ზედაიორზე ფოლადის პურანგის დამაგრებას, რომლის სიციარიელე შეივსება მაღალი სიმტკიცის ებოქსიდის კომპოზიტით. ეს ტექნოლოგია უსრუნველყოფს დაზიანებული ადგილების საიმედო იზოლირებას, მათ შორის მნიშვნელოვანი შიგა წნევებისა და ციკლური დატვირთვის პირობებში.
- ნავთობ-ქურთყობით (the Petro-Sleeve) შეკეთების ტექნოლოგია უსრუნველყოფს ანომალური (პოტენციური დაზიანების) უბნების, როგორცაა კრეკინგ-კოროზიის უბნები, მიკროდრამულები, ქარხნული დამუშავების დეფექტების წერტილები, უწყვეტ აღდგენას მილსადენის ფუნქციონირების შეწყვეტის გარეშე. ტექნოლოგია უსრუნველყოფს დაძაბულობის შემცირებას ფოლადში დაზიანებული უბნის მიმდებარე ზონებში და ხელს უშლის დეფექტის შემდგომ განვითარებას, რაც საბოლოოდ გამოირიცხავს მილსადენის გამჭოლი დაზიანების შესაძლებლობას.
- ძლიერი უკუხეხვის სისტემა შედგება საკუთრივ დატვირთვის მიმღები და დამცავი სახეევი მასალისაგან, რომელიც დამზადებულია უნიკალური ებოქსიდური პოლიმერის და მზიდი შემადგენელის ბაზაზე. ეს ტექნოლოგია შეიძლება გამოყენებულ იქნეს სველი ზედაპირის, მათ შორის წყალქვეშა მილსადენების შესაკეთებლადაც, თუმცა იგი ეფექტურია მხოლოდ მცირე კოროზიული და მექანიკური დაზიანების ზონების აღდგენისათვის.
- მილის შეკეთების “შეჯავნული ფიფიტი” სახეევი სისტემა გამოიყენებს ბოჭკოვანი მინისა (fibreglass) და ებოქსიდის მრავალმიზნობრივი შუშის ებოქსიდის ნარევით დამზადებულ სახეეებს და დამჭურ (სამაგრ) აგენტს. ეს ტექნოლოგია აგრეთვე გათვალისწინებულია შედარებით უმნიშვნელო კოროზიული ან მექანიკური დაზიანების აღმოსაფხვრელად.

5. პარტნიორი ქვეყნების ბუნებრივი აირის სექტორის მოკლე მიმოხილვა და შესაძლო განვითარება

5. 1. სომხეთი

5. 1. 1. ბუნებრივი აირის სექტორის მოკლე მიმოხილვა

ბუნებრივი გაზის მიწოდება სომხეთში გასული საუკუნის 60-იან წლებში დაიწყო. დასაწყისში სომხეთი გაზს ახერბაიჯანიდან იღებდა, 1972 წლიდან კი – ირანიდანაც. გაზის ახალი საბადოების აღმოჩენისა და მილსადენების ქსელის განვითარების შემდეგ სომხეთმა გაზის მიღება დაიწყო საბჭოთა კავშირის სხვა რესპუბლიკებიდანაც.

გაზის იმპორტი ახერბაიჯანიდან ხორციელდებოდა ძირითადად სამი მილსადენით: ყაზახი (ასერბაიჯანი) – იჯუვან-ურევანი (მილსადენის დიამეტრით 1000 მმ), წითელი ხიდი (საქართველო) – ალავერდი-ვანაძორი-გიუმრი (700 მმ), ევლახი (ასერბაიჯანი) სტეფანაკერტი-გორისი-სისიანი-ჩახტუვანი-არარატი (700 მმ).

1993 წელს დასრულდა ტრანსკავკასიური გაზსადენი მაგისტრალის მშენებლობა (1000-1400 მმ), რის შემდეგ სომხეთი გაზს მხოლოდ რუსეთიდან იღებს.

სომხეთის გაზის მიწოდების სისტემა შედგება მაგისტრალური და გამანაწილებელი მილსადენების წარული ქსელებისაგან, რომლებშიც ჩართულია გაზის შენახვის, გასომვის, კონტროლისა და რეგულირების სხვადასხვა საშუალებები.

სომხეთის მაღალწნევიანი (12-55 ბარი) სატრანსპორტი მაგისტრალური მილსადენები (დიამეტრი 273-1200 მმ) დაახლოებით 2000 კმ სიგრძისაა. მილსადენი შეიცავს 67 გამანაწილებელ პუნქტს და 139 კოროზიისაგან დამცვე სადგურს. სისტემა ქმნის ორ წრიულ ქსელს: ჩრდილოეთით – აირუმი-ბერდი-სევანი-ვანაძორი-ალავერდი-აირუმი და დასავლეთით – სევანი-პრადანი-ურევანი-ოქტომბერიანი-გიუმრი-ვანაძორი-დიდივანი-სევანი. სისტემას შეუძლია უზრუნველყოს წლიურად 10 მლრდ მ³ გაზის მიღება და განაწილება.

გაზის განაწილება სომხეთში წარმოებს:

⇒ მაღალ წნევის გამანაწილებელი ქსელით (სიგრძე 558 კმ, დიამეტრი 50-500 მმ, ნომინალური წნევა - 6-12 ბარი);

⇒ საშუალო-წნევის გამანაწილებელი ქსელით (სიგრძე 2656 კმ, დიამეტრი 50-500 მმ, ნომინალური წნევა - 0,05-6,0 ბარი);

⇒ დაბალწნევიანი გამანაწილებელი ქსელით რომელიც მილსადენების (მთლიანი სიგრძე 6041 კმ) გარდა შეიცავს 1797 გამანაწილებელ პუნქტს და 854 კოროზიისაგან დამცვე სადგურს.

საბჭოთა რესპუბლიკებს შორის სომხეთს აქონდა ერთ-ერთი ყველაზე უფრო მაღალი გაზიფიკაციის დონე (83%). გაზი 1991 წლამდე მიწოდებოდა 42 ქალაქის 280 ათას მომხმარებელს, 2000-ზე მეტ საწარმოო და საყოფაცხოვრებო-კომუნალური მომსახურების ობიექტსა და 500 საკვებებს. 2000 წლისათვის აღდგენილია გამანაწილებელი სისტემის 45% და გაზი მიწოდება მოსახლეობის 20%-ზე მეტს.

1997 წლამდე გაზის მიწოდება/განაწილების საქმიანობას სომხეთში სახელმწიფო საწარმო – არმგაზპროში ხელმძღვანელობდა

1997 წელს სომხეთის რესპუბლიკის ენერჯეტიკის სამინისტრომ (45% წილი), რუსეთის გაზპრომმა (45%) და ობერამ (10%) დააარსეს ერთობლივი საწარმო "არმრუსგაზი". სომხეთის მხარემ ინვესტიციების საკუთარი წილის სანაცვლოდ ერთობლივ საწარმოში გააერთიანა გაზმომარაგების სისტემა მთლიანად მილსადენების, გამანაწილებელი სადგურების და მიწისქვეშა გაზსაცავების ჩათვლით. არმრუსგაზი ამჟამად სომხეთის ბაზარზე აწარმოებს გაზის მონოპოლურ იმპორტს, გადაცემას, განაწილებასა და კომერციულიზაციას.

სომხეთის ენერგეტიკის კანონის თანახმად, ენერჯის მარეგულირებელი კომისიას მიიჭებუდა აქვს უფლება, დაადგინოს მიმწოდებლებსა და მომხმარებლებს შორის ბიზნეს-ურთიერთობების რეგულირების რეგლამენტი და ინსტრუქციები.

ურითიერთობები გაზის სექტორის ობიექტებს შორის განსაზღვრულია ლიცენზირების სათანადო ინსტრუქციების მიხედვით, ენერგეტიკის კანონის 23-ე და 32-ე მუხლების შესაბამისად.

დამოკიდებულებები გაზის კომპანიებსა და სხვადასხვა მომხმარებელს შორის რეგულირდება „ბუნებრივი გაზის გამოყენების წესებით“ (მოთაგობის დადგენილება № 529, 2001 წლის 25 ივნისი). გაზის სექტორის მომხმარებლები ფიზიკური და იურიდიული პირები არიან, რომლებიც დებენ კონტრაქტებს კომპანიებიდან გაზის მიწოდების შესახებ და აქვთ შესაბამისი აღჭურვილობა, რომლებიც უზრუნველყოფენ გაზის მიღებას მოქმედი ტექნიკური მოთხოვნების შესაბამისად.

სახელმწიფო სატარიფო პოლიტიკის ძირითადი პრინციპები ასევე განსაზღვრულია ენერგეტიკის კანონით. ენერჯის მარეგულირებელი კომისიის მე-17 მუხლის მიხედვით იგი ადგენს მაქსიმალურ (ხელშეწყობილი) ტარიფებს მიწოდებასა და განაწილებაზე, ელექტრობაზე, სითბოსა და ბუნებრივ გაზზე, ბუნებრივი გაზის იმპორტზე, ასევე ენერგეტიკული ინსტრუქციების მომსახურების სხვადასხვა სახეობებზე.

5. 1. 2 ბუნებრივი აირის სექტორის განვითარება

დღესდღეობით სომხეთი ტრანსკავკასიური მაგისტრალური მილსადენით გასითრუსეთიდან მარაგდება საქართველოს გავლით. ეს ერთადერთი მოქმედი ხაზია სომხეთში გაზის იმპორტისათვის. 2003 წელს სომხეთი სასაზღვრო ზოლზე გაზს ყიდულობდა \$53/1000მ³ ფასად, რაც უფრო ნაკლებია ვიდრე სხვა სამხრეთ კავკასიის ქვეყნებში მიწოდების ფასი, მაგრამ დაახლოებით ექვივალენტურია რუსეთის მიერ ევროპის ქვეყნებში გაზის მიწოდების ღირებულებიდან მიღებული შემოსავლების მიხედვით (ტრანსპორტირების მანძილისა და სავალდებულო გადასახადების გათვალისწინებით სატრანსპორტო ქვეყნების ტერიტორიების გავლისას).

გაზის გაზომვის შემდეგ ქვეყნის ჩრდილოეთ საზღვარზე კოლში იგი 1020 მმ-იანი ხაზით მიემართება ბენტონიტისაკენ, შემდეგ კი სევანის გავლით მიწოდება რასდანის რეგიონს. რასდანიდან ქსელი 720 მმ მილსადენებით გრძელდება ერევის რეგიონამდე აბოვიანის მიწისქვეშა გაზსაცავის მიმართულებით, რომელიც მდებარეობს ერევიდან 20 კმ-ის დაშორებით.

მაგისტრალური გაზსადენიდან გაზი მიწოდება სომხეთის ცენტრალურ და დასავლეთ, და ჩრდილოეთ რეგიონებს წრიული ქსელებით, აგრეთვე ცალკეულ ქალაქებსა და ნახსენებულ პუნქტებს მცირე ზომის განშტოებებით.

სამხედრო კონფლიქტებამდე სომხეთის სამხრეთი ნაწილი გასითრუსეთიდან მარაგდებოდა, ყარაბაღის გავლით და, თავის მხრივ, მიწოდებდა გაზს აზერბაიჯანიდან ნახჭევანის ავტონომიურ რესპუბლიკას. დღეისათვის ეს გაზსადენები შეწყობრიდან არის გამოსული და სამხრეთ სომხეთის გასომარაგებისათვის დამონტაჟებულია ახალი, ჯერმეისისა და ვარდენისის დამაკავშირებელი 500 მმ-იანი გაზსადენი.

2004 წელს სომხეთსა და ირანს შორის დაიდო ხელშეკრულება ახალი მილსადენის მშენებლობასა და ირანიდან გაზის ექსპორტის დაწყების შესახებ 2006 წლიდან.

მშენებლობის პირველი ეტაპი ითვალისწინებს 100 კმ სიგრძის მაგისტრალის ირანის ტერიტორიაზე და 41 კმ სიგრძის მაგისტრალის სომხეთის ტერიტორიაზე აშენებას. მშენებლობის ღირებულება ირანის ტერიტორიაზე დაახლოებით 120 მლნ აშშ დოლარია, ხოლო სომხეთის ტერიტორიაზე დაახლოებით 90 მლნ აშშ დოლარი. ექსპლუატაციის საწყის ეტაპზე ეს მილსადენი ირანიდან წლიურად 1.1 მლრდ მ³ გაზს მიაწვდის, სომხეთიდან ელექტროენერჯის მიღების სანაცვლოდ (გაზის მიწოდების წინასწარ შეთანხმებული ფასი

84 \$/1000 მპ შეადგენდა. შემდგომში დაგეგმილია გაზის მიწოდების მოცულობის სრულად წელიწადში 2 მლრდ მპ-მდე.

მილსადენის მშენებლობის პარალელურად, მიწისქვეშა გასაცავის სიმძლავრეთა დაგეგმილი აღდგენა მნიშვნელოვანწილად აამართლებს ქვეყნის ენერგოუსაფრთხოებას. მას შეუძლია ასევე შეზღუდოს გაზის ზოგიერთი მიმწოდებლის მონაპოვია სამხრეთ კავკასიის რეგიონულ ბაზარზე.

ამ მილსადენით გაზის მიწოდება მესამე ქვეყნებისათვის ჯერ-ჯერობით არ არის ოფიციალურად გაცხადებული. თუმცა, იგი შეიძლება დაგრძელდეს საქართველომდე. ამ შემთხვევაში მისი სიგრძე 550 კმ-მდე გაიზრდება და შესაძლებლობა ექნება წელიწადში 4.5 მლრდ მპ გაზი გაატაროს. ასეთი მაგისტრალის მშენებლობის ღირებულება დაახლოებით 306 მლნ აშშ დოლარს შეადგენს.

შესაძლოა, რომ მილსადენი დაგრძელდეს აგრეთვე შავი ზღვის გავლით უკრაინამდე. 2002 წელს, კიევის სამეცნიერო-კვლევითმა ინსტიტუტმა “ენიპტრანსგას” მოამზადა გაზსადენის მშენებლობის ბიზნეს-გეგმა მარშრუტით ირანი-სომხეთი-საქართველო-უკრაინა-ევროპა 550 კილომეტრიანი ხაზით შავი ზღვის ფსკერზე საქართველოს პორტ სუფსადან ყირიმის ქალაქ ფეოდოსიამდე. პროექტი შეფასებულია 5 მილიარდ აშშ დოლარად. მილსადენის მაქსიმალურ მწარმოებლობად განისაზღვრა 60 მლრდმპ წელიწადში, მათ შორის უკრაინისათვის წელიწადში 10 მილიარდი კუბური მეტრი გაზის მიწოდებით.

5. 1. 3. ბუნებრივი აირის მოხმარება

საბჭოთა პერიოდში გაზის მოხმარების დონე სომხეთში შედარებით მაღალი იყო ყოფილი საბჭოთა კავშირის სხვა რესპუბლიკებთან შედარებით. მოხმარებამ პიკს მიაღწია 1989 წელს (6.3 მლრდ მპ). 1991-1993 წლებიდან დაიწყო გაზის იმპორტის შემცირება. 2001 წელს გაზის იმპორტმა 1.4 მლრდ მპ შეადგინა.

მნიშვნელოვანი ცვლილებებია გაზის მოხმარების ყველა სფეროში, რაც განპირობებულია მიწოდების ფასების ზრდითა და გაზის იმპორტის 4-ჯერ შემცირებით. გაზის მოხმარება შემცირდა 1.8-ჯერ ელექტროენერგეტიკის სფეროში და 13-ჯერ კომუნალურ (კომერციულ) სექტორში 1990 წლის დონესთან შედარებით.

გაზი სომხეთში ენერჯის ერთ-ერთ ძირითად პირველ წყაროდ არის მიჩნეული. სათბობის ჯამურ სტრუქტურაში (მსუბუქი ნაეთობპროდუქტების გაუთვალისწინებლად) გაზის ხვედრითი წილი ამჟამად დაახლოებით 90%-ს შეადგენს.

ამჟამად, გაზის ძირითადი მოხმარებლები სომხეთში არიან: ელექტროსექტორი – 65-70%; კომუნალური სექტორი – 10-12%; ინდუსტრიული (ძირითადად სამთო წარმოება და მეტალურგია, ქიმიური მრეწველობა და საამაშენებლო მასალების წარმოება) სექტორი – 3-3.2%; გაზის გასართობი სადგურები სატრანსპორტო საშუალებებისათვის – 1.8-2%.

ელექტრული სექტორის განვითარება სომხეთში ძირითადად დამოკიდებულია გაზის მოხმარებაზე. ბოლო წლების განმავლობაში გაზის საშუალებით გენერირებული ელექტროენერჯის წილმა დაახლოებით 45-50 % შეადგინა. სომხეთის ელექტროენერგეტიკის სექტორის განვითარების გეგმით, ატომური ენერგეტიკის გარეშე, თბოელექტროსადგურებში გაზის წილი წარმოებული ელექტროენერჯის წილი მთლიანი მოხმარების 75-80%-ის დონეზეა დაგეგმილი.

სტაბილური და რეგულარული გაზის მიწოდება სომხეთის ენერგოუსაფრთხოების მნიშვნელოვანი გარანტიაა, რაც შეიძლება უზრუნველყოფილი იქნეს:

- გაზის მოწოდების წყაროების გამრავალფეროვნებით – ევროდ, ირან-სომხეთის გაზის მილსადენის მშენებლობით;
- აბოვიანის მიწისქვეშა გასაცავის რეაბილიტაციითა და აქტიური მოცულობების გაზრდით 220-240 მლნ მპ-მდე;

- ელექტროენერჯის წარმოების ხერხების გამრავალფეროვნებით (ატომური, თბური და ჰიდროენერგეტიკული სექტორების განვითარება, ენერჯის ალტერნატიული წყაროების გამოყენების გაფართოება).

(ცხრილი 5.1. გაზის მოხმარების პროგნოზი, მლნ მ³/წ

	2000	2005	2010	2015	2020
სომხეთი	1373	1880	2270	2450/2720*	2600/3250*

* მნიშვნელში ენერჯის სექტორის განვითარების გეგმა ატომური ენერჯეტიკის გარეშე, მრიცხველში – ატომური ენერჯის განვითარებასთან ერთად.

5. 1. 4. ბუნებრივი აირის საცავი

18 რესერვუარისაგან შედგენილი აბოვიანის მიწისქვეშა გაზსაცავი შემდეგი ტექნიკური მახასიათებლებით ხასიათდება:

- ⇒ გეომეტრიული მოცულობა 1,735 მლნ მ³;
- ⇒ მაქსიმალური წნევა 125 ბარი, ბუფერული წნევა 25 ბარი;
- ⇒ შესანახი გაზის ნომინალური მოცულობა 220 მლნ მ³;
- ⇒ გაზის დატვირთვითი სასარგებლო (აქტიური) მოცულობა 180 მლნ მ³.

ამჟამად აბოვიანის მიწისქვეშა გაზსაცავის აქტიური მოცულობა დაახლოებით 90-100 მლნ მ³ –ს შეადგენს.



5. 1. 5. ბუნებრივი აირის მოხმარების ზოგიერთი პერსპექტიული ტექნოლოგია

დაბალწნევიანის ნაცვლად საშუალო წნევის გამანაწილებელი ქსელების გამოყენება ერთ-ერთ ეფექტურ ტექნიკურ და ეკონომიკურ გადაწყვეტაა, რომელიც დანერგულია მსოფლიოს მრავალი ქვეყნის გაზგამანაწილებელ სისტემებში. ექსპლუატაციის საიმედოობა, შედარებით მცირე ღირებულების მიღსადენები და გაზის საჭირო წნევითა და რაოდენობით მიწოდების პირობების გაუმჯობესება, ის ფაქტორებია, რომლებიც ამ ტექნოლოგიის ფართო განვითარების პერსპექტივებს სახავს სომხეთსა და მთელი სამხრეთ კავკასიის რეგიონში.

ეს ტექნოლოგია განსაკუთრებით ეფექტურია დიდი ქალაქებისათვის, სადაც დიდი რაოდენობის საშუალო და დაბალი წნევის მიღსადენები და წნევის დამწვეი სადგურებია განლაგებული გაზის მომხმარებელთა მისაწოდებლად.

დღეისათვის პრაქტიკაში სულ უფრო და უფრო ფართოდ ვრცელდება პლასტიკური მილგები, რომელთაც აქვთ მრავალი უპირატესობა ლითონის მილგებთან შედარებით:

- ⇒ მათი ექსპლუატაციის საშუალო ხანგრძლივობა შეადგენს 50 წელიწადს, მაშინ როდესაც ლითონის მილსადენების ხანმედგობა მაქსიმუმ 40 წელს შეადგენს (კოროზიული დაცვის სისტემის მუშაობის დროს);
- ⇒ დაბალი სამონტაჟო დანახარჯები, რადგან არ საჭიროებენ იზოლაციას, დიდი ენერჯის მომხმარებელ შედარებებს, ელექტრო-ქიმიური კოროზიისაგან დაცვას;
- ⇒ დაბალი საოპერაციო ღირებულება;
- ⇒ დიდი გამტარუნარიანობა მიღსადენების კედლების დაბალი სიმკისის გამო;
- ⇒ უფრო მაღალი კოროზიული ცვეთამდგობა და სხვადასხვა მოხვედრის რადიუსით დამონტაჟების შესაძლებლობა;
- ⇒ შედუღების შესაძლებლობა დაბალ ტემპერატურაზე.

გარდა ამისა, უფრო მეტი ყურადღება უნდა მიექცეს ისეთ ტექნოლოგიებს, როგორცაა: გაზის დანაკარგების შემცირება გამანაწილებელ ქსელში, მართვის ავტომატური სისტემის (ACS) ამოქმედება და ენერჯის დაზოგვის ღონისძიებების დანერგვა, როგორცაა შენობების თბური იზოლაცია, გაზის აღრიცხვიანობის მოწესრიგება და ა.შ.

გაზის ემისია არის გარემოზე მანევრული შემოქმედების ძირითადი ფაქტორი. კლიმატის შეცვლას განსაკუთრებით აქტიურად უწყობს ხელს მეთანი, რომლის როლი თბური ენერჯის ინდუსტრიაში 21-ჯერ უფრო მაღალია, ვიდრე ნახშირბადის ორჟანგის. 2001 წელს მეთანის ემისია სომხეთის გაზსადენებიდან გაუტოლდა 67000000 მ³-ს (48.24 ათასი ტონა), რაც დაახლოებით 1013 ათასი ტონა CO₂-ს ეკვივალენტია. 2020 წელს მეთანის ემისიამ სომხეთში შეიძლება მიაღწიოს 112 ათას ტონას (2352 ათასი ტონა CO₂-ს ეკვივალენტით). ქვეყანა გეგმავს სპეციალურ ღონისძიებებს მეთანის ემისიის შესამცირებლად, რაც მნიშვნელოვან წვლილს შეიტანს ენერჯის დაზოგვასა და ეკოლოგიური პირობების გაუმჯობესებაში.

5. 2. აზერბაიჯანი

5. 2. 1 ბუნებრივი აირის სექტორის მოკლე მიმოხილვა

აზერბაიჯანის გაზის სექტორი შედარებით ხანგრძლივ ისტორიას ითვლის. გაზს აყვურაინის ნახევარკუნძულის საწარმოებში ჯერ კიდევ მე-19 საუკუნის 60-იან წლებში იყენებდნენ.

შემდგომში გაზის მოხმარება სწრაფად გაიზარდა საყოფაცხოვრებო სექტორშიც, მთელი ქვეყნის მასშტაბით. ვითარდებოდა აგრეთვე მაგისტრალური მილსადენების ქსელიც, რომელიც უზრუნველყოფდა როგორც აზერბაიჯანის, ისე მეზობელი საქართველოსა და სომხეთის მომარაგებას ირანიდან და რუსეთიდან ექსპორტირებული გაზით.

90-იანი წლების დასაწყისში, აზერბაიჯანის სოფლებისა და ქალაქების 85% მარაგდებოდა ბუნებრივი გაზით. 1991 წელს გაზის საერთო მოხმარებამ ქვეყანაში შეადგინა დაახლოებით 17 მლრდ მ³, რომელიც ნაწილდებოდა შემდეგნაირად:

- ⇒ ელექტროენერჯის წარმოება - 5.5. მლრდ მ³;
- ⇒ სამრეწველო მომხმარებლები - 6.0 მლრდ მ³;
- ⇒ კომუნალური მომხმარებლები, ცენტრალური გათბობის სისტემების ჩათვლით - 3.1 მლრდ მ³;
- ⇒ საყოფაცხოვრებო სექტორი - 2.4 მლრდ მ³.

საბჭოთა კავშირის დაშლის შემდგომ პერიოდში რეგიონული კონფლიქტების გამო გაზის იმპორტი შექერდა, ადგილობრივი წარმოება კი მკვეთრად შემცირდა და აღარ იყო ხელმისაწვდომი საქმარისი რაოდენობის გასი, რათა დაკმაყოფილებულიყო ყველა მომხმარებლის მოთხოვნა.

ამჟამად გაზი აზერბაიჯანში რუსეთიდან ექსპორტირდება (დაახლოებით 4-6 მლრდ მ³ წელიწადში), რომელიც ძირითადად გამოიყენება ალი ბაირამლის და მინგეჩაურის თბოელექტროსადგურებში.

გაზის ბაზარი ბაქოსა და აფშერონის რეგიონში, აგრეთვე მიწისქვეშა გაზსაცავის მოცულობები ყარაღაღში და კალმასში (ზაფხულობით), მარაგდება ადგილობრივი წარმოების გაზით (დაახლოებით 4.5-5.5 მლრდ მ³/წ). 2005-2006 წლებში ქვეყანა მიიღეს გაზის დამატებით რაოდენობას შაჰ-დენიზის გაზისა და ასერი-ჩირაღ-გიუნეშლის ნაეთობ-შემცველი ველებიდან.

აზერბაიჯანი მომდევნო წლებში გეგმავეს გაზის წლიური წარმოების 24-30 მლრდ მ³-მდე გაზრდას. უკვე ექსპლუატაციაში შესული ნავთობისა და გაზის საბადოების და გაზის უკვე მოძიებულის საბადოების საერთო პოტენციალი (იხ. ნაწილი 1), უსრუნველყოფის დაახლოებით 16-20 მლრდ მ³ გაზის პოტენციურ ექსპორტს ახლო მომავალში.

2002 წლის ბოლოს გაზის მოხმარება აზერბაიჯანში შეადგენდა დაახლოებით 29.3 მლნ მ³-ს, მათ შორის ბაქოს საყოფაცხოვრებო სექტორში – 19.3 მლრდ მ³, ელექტროენერგეტიკის სექტორში – 14.0 მლრდ მ³, სამრეწველო სექტორში – 2.0 მლრდ მ³ და რეგიონული გაზის მომხმარებლის მიერ – 4.0 მლრდ მ³.

5. 2. 2. მალაღწნეიანი სატრანსპორტო მილსადენები

აზერბაიჯანის ძირითადი მაგისტრალური გაზსადენები ნაჩვენებია ნახაზზე 5.2. გაზსადენები რუსეთის საზღვრიდან კასი მაომედამდე, კასი მაომედიდან საქართველოს საზღვრებამდე და ალთი აგაიმიდან აქსუმდე აშენებული იყო 1982-1986 წლებში.

„იქეკლი“ 1000 მმ-იანი მაგისტრალური გაზსადენები კასი მაომედიდან საქართველოს საზღვრამდე, რომელთანაც დაკავშირებულია მილსადენის ყველა რეგიონული განშტოება, ახლა მხოლოდ რეგიონული გაზმომარაგების ფუნქციის შესასრულებლად არის გამოყენებული.

მაგისტრალურ სისტემებში ჩართულია 5 საკომპრესორო სადგური: შირვანოეკაში, სიაზანში, კასი მაომედში, აგდაში და ყახახში. ეს სადგურები არ ფუნქციონირებს 1994 წლის შემდეგ, როდესაც შეწყდა გაზის მიწოდება რუსეთიდან.

მოგვიანებით გაზი მიეწოდება არსებულ და მშენებარე თბოელექტროსადგურებს ახალი მილსადენით ყარადაღის რეგიონიდან. ამ მილსადენის აშენებით მნიშვნელოვნად გამოსწორდება აგრეთვე მომარაგების შესაძლებლობები და გაზის ტრანსპორტირების ეფექტურობა ყარადაღიდან ბაქომდე და, სამომავლოდ, სამრეწველო საწარმოებისა და პოტენციური ელექტროსადგურისათვის სუმგაითში. წინასწარი შეფასებით ახალი მილსადენის მშენებლობაზე 118 მილიონი აშშ დოლარი დაიხარჯება.

5. 2. 3. ბუნებრივი აირის საცაგები

აზერბაიჯანში მრავალი ნავთობისა და გაზის ჩამქრალი (გამოფიტული) საბადოა, რომელთა რეზერვუარები შეიძლება გამოყენებულ იქნეს მიწისქვეშა გაზსაცავების მოსაწყობად. ასეთ საცავთა რიცხვს მიეკუთვნებიან ყარადაღისა და კალმისის მიწისქვეშა გაზსაცავები, თუმცა სრული დატვირთვით ამოქმედებისათვის, დღეისათვის ისინი საკმაოდ მნიშვნელოვან ინვესტიციებს(272 მლნ აშშ დოლარი) მოითხოვს.

კონტრაქტის თანახმად აზერო-ჩირაღ-გიუნეშლის ნავთობის და შაბ დენიზის გაზის საბადოების ათვისების შემდეგ, აზერბაიჯანის ნავთობის სახელმწიფო კომპანია (SOCAR) პასუხისმგებელია მიღებული გაზის მართვასა და აზერბაიჯანის ბაზარზე გატანაზე. შესაბამისად SOCAR დიდ მნიშვნელობას ანიჭებს გაზსაცავების აღდგენა-მოწოდების სამუშაოების ჩატარებას, რათა ქვეყანას გაზის დამარაგების და პიკური დატვირთვების დროს ეფექტური გამოყენების შესაძლებლობა მიეცეს.

5. 3. საქართველო

5. 3. 1. ენერგომოხმარება: ისტორია და პერსპექტივები

საქართველოს პირველადი ენერგეტიკული რესურსების მოხმარების სტრუქტურა ეკონომიკის სტაბილურობის პერიოდში (გასული საუკუნის 80-იან წლებში) ასახავს ენერჯის გლობალური განვითარების ტენდენციას. ამ პერიოდში დაიწყო მყარი და თხევადი წიაღისეული სათბობის მოხმარების შემცირება და გაზისა და არატრადიციული ენერჯის წყაროების მოხმარების ინტენსიური ზრდა.

ყოფილ საბჭოთა კავშირში ერთ სულ მოსახლეზე ენერჯის პირველადი რესურსების მოხმარება ევროპულ დონეს უტოლდებოდა და მნიშვნელოვნად აღარბეჭდა საშუალო მსოფლიო დონეს. საქართველოში 80-იანი წლების ბოლოს ერთი სული მოსახლე დაახლოებით 2-2.3 ტნე პირველად ენერჯიას მოიხმარდა (იხ. ნახაზი 5.3), რაც დაახლოებით შეესაბამება მსგავსი კლიმატური ზონის ევროპის ქვეყნების ნორმას (პორტუგალია, ესპანეთი, იტალია, საბერძნეთი და თურქეთი).

პირველადი ენერგეტიკული რესურსების მოხმარება საქართველოში ბოლო პერიოდში მნიშვნელოვნად შემცირდა. თანახმად ოფიციალური სტატისტიკისა, მოხმარების ხვედრითი დონე დღეისათვის ერთი ტნე-ზე ნაკლებია, რაც დაახლოებით ისეთივეა როგორც საშუალო მსოფლიო ინდექსი. თუმცა უნდა აღინიშნოს, რომ ფორმალური სტატისტიკური მონაცემები არ ითვალისწინებენ ენერჯიაშემცველების არალეგალურ იმპორტ/ექსპორტს. ექსპერტების შეფასების თანახმად იმპორტირებული ბენზინის მხოლოდ 30-40% იყო რეგისტრირებული საქართველოს საბაჟოში 2002 წელს. ასევე საეჭვოა ოფიციალური სტატისტიკური მონაცემები ხეტყის წარმოებისა და მოხმარების შესახებ. სპეციალური გამოკვლევების საფუძველზე, რომელიც ჩატარდა EC TACIS-ის ენერგეტიკული პროექტის ფარგლებში¹⁵, საქართველოში ხეტყის მოხმარება შეადგენს 450-550 ათას ტნე-ს წელიწადში. შესაბამისად, ერთ სულ მოსახლეზე პირველადი ენერგეტიკული რესურსების რეალური მოხმარება 25-30%-ით მეტია, ვიდრე ეს ოფიციალური სტატისტიკით არის ნაჩვენები¹⁶.

ბოლო პერიოდში მნიშვნელოვნად შეიცვალა მოხმარებული ენერგეტიკული რესურსების სტრუქტურა. ძვირი იმპორტული რესურსების (ნატომპროდუქტები, ბუნებრივი გაზი და კოქსი) მოხმარება შემცირდა მნიშვნელოვნად, სამაგიეროდ კი გაიზარდა ადგილობრივი პირობების რესურსების და ხეტყის წილი. წინასწარ დაჯგუფების საპირისპიროდ, მკვეთრად შემცირდა ატრთვე ადგილობრივი ნახშირის მოხმარებაც. ეკონომიკის სტაგნაციისა და შემოსავლების მკვეთრი შემცირების პირობებში შეუძლებელი გახდა ძვირადღირებული იმპორტული საწვავის სრული ჩანაცვლება, რაც ღრმა და ხანგრძლივი ენერგეტიკული კრიზისისა და ქვეყნის ეკონომიკის დანგრევის ერთ-ერთი ძირითადი ხელისშემწეობი ფაქტორი გახდა.

ეკონომიკის გარდნის შემერება საქართველოში 1995 წლიდან დაიწყო. ამ პერიოდთან ქვეყანაში წარმოებული მთლიანი შიდა პროდუქტი წლიურად საშუალოდ 5%-ით იზრდებოდა (იხ. ნახაზი 5.4). თუ შემოსავლების ზრდის ტენდენცია ასევე გაგრძელდა, საეარაულოა, რომ ერთ სულ მოსახლეზე მოხმარებული ხვედრითი ენერჯის დონე 2015-2020 წელს დაუბრუნდება 80-ანი წლების მაჩვენებელს.

საქართველოში 2010 წლისათვის ენერჯის მოხმარება 4.5 ტნე-ით არის შეფასებული, რომლის დაახლოებით 75-80% წიაღისეული საწვავის ხარჯზე, დანარჩენი 20-25 % კი განახლებული ენერჯის წყაროებით იქნება დაფარული. იმავდროულად დაჯგუფილი მოთხოვნა პირველად ენერჯის წყაროებზე შეადგენს 6-7 ტნე-ს, 10-12 ტტრა ეტსო

¹⁵ Technical Assistance on the Production and Consumption Level, Component 4, Wood Resources, Report, EU TACIS Project GEE/95/92, Tbilisi, 1999

¹⁶ Capacity Building to Assess Technology Needs... Report, National Agency on Climate Change, Tbilisi, Georgia, 2002

ელექტროენერჯის ჩათვლით¹¹⁷. ენერჯის სტრუქტურა დაბალანსდება დაახლოებით 55%-ით ბუნებრივი გაზის მეშვეობით (იხ. ნახაზი 5.5, 2005-2020 წარმოდგენები ადგიუღია ეკონომიკის განვითარების სხვადასხვა სცენარების გათვალისწინებით).

5. 3. 2. ბუნებრივი აირის მოწოდების წყაროები

5. 3. 2. 1. ადგილობრივი რესურსები და წარმოების პერსპექტივა

ამჟამად, საქართველოში მუშაობა თქვენს ნავთობ- და გაზის ევლსე მიმდინარეობს. რამდენიმე უცხოურ და ადგილობრივ კომპანიაზე გაეცემულია ლიცენსები სტრუქტურების გამოიკვლივა და ღან ნავთობისა და გაზის წარმოებაზე. სუთი კომპანია დღეისათვის უკვე მოიპოვებს ნავთობსა და გაზს საქართველოს ტერიტორიაზე.

საქართველოს ტერიტორიაზე ეოცენისა და ცარცული სტრუქტურების გაზის რესურსები შეფასებულია 269 მლრდ მ³-ით. ეოცენის სტრუქტურებში განლაგებული გაზის დამტკიცებული მარაგი ე.წ. „თბილისის ახლო რეგიონის“ სამგორის, რუსთაეისა და ნინოწმინდის რაიონებში (აღმოსავლეთ საქართველო) დახლოებით 3.5 მლრდ მ³-ს შეადგენს. აღმოსავლეთ საქართველოს სოიგერთი გაზის სტრუქტურის საეარაულო წლიური პროდუქცია 2005 წლისათვის შეიძლება 0.2-0.5 მლრდ მ³-მდე გაისარდოს (იხ. ნახაზი 5.6. – ადგილობრივი წარმოების დონე შეფასებულია საქართველოს სახელმწიფო ნავთობკომპანიის პროგნოზის მიხედვით).

სამწუხაროდ, ჯერ არ არის გამოქვეყნებული მონაცემები საეარაულო გაზის რესურსების შესახებ, რომელიც მიღებულია თანამედროვე სამგანსომილებიანი სეისმური დასვერვის საფუძველზე საქართველოს შავი ზღვის ოფშორულ სტრუქტურებში, თუმცა, წინასწარი ინფორმაციით, იქ გაზის მნიშვნელოვანი მარაგის არსებობა არის საეარაულო.

5. 3. 2. 2. გაზის ტრანზიტის საფასურად დაგეგმილი შემოსავლები

ქვეყნის გაზით გარანტირებული უზრუნველყოფის საკითხში მნიშვნელოვანი როლის შესრულება შეუძლია კასპიისა და რუსეთის გაზის ტრანზიტისათვის ნატურით გადახდილ საფასურს.

სამხრეთ-კავკასიური გაზსადენის სისტემა, როგორც დგეგმილია, 2006 წელს დასრულდება. მასპინძელი ქვეყნის ხელშეკრულების (HGA) თანახმად, საქართველოს ტერიტორიაზე მილსადენზე გაზის მიღები პუნქტები იქნება დამონტაჟებული, ადგილობრივი მომხმარებლისათვის გაზის მიწოდებისათვის. სისტემის წარმადობა თანდათანობით გაისრდება გაზის საბადოს განვითარებასთან ერთად ასურბაიჯანსა, და მოგვიანებით კი კასპიის სხვა ქვეყნებში. შესაბამისად, ტრანზიტის საფასურად მიღებული გაზის რაოდენობა, რომელიც შეთანხმების თანახმად გატარებული გაზის პრომოციულია, შეიძლება მნიშვნელოვანად იცულებოდეს სესონურად და ასევე წლიდან წლამდე. თუმცა მილსადენმა შეიძლება მიაქსიმუმ 30 მლრდ მ³ გაზი გაატაროს წელიწადში, მაგრამ ნაკლებად საეარაულოა რომ 2010 წლისათვის ამ ციფრმა 6-10 მლრდ მ³-ს გადააჭარბოს, ძირითადად თურქეთის გაზის ბაზრის გააქვრების გამო.

შეთანხმების თანახმად საქართველო ტრანზიტის საფასურად მიიღებს ფაქტიურად ტრანსპორტირებული გაზის მოცულობის 5%-ს, ანუ დაახლოებით 0.3-0.5 მლრდ მ³-ს 2010 წლისათვის (SCP(O)-ნახაზზე). ყველაზე ოპტიმისტურ პირობებში სატრანზიტო შემოსავალი 1 მლრდ მ³-ს გაუტოვდება 2020 წლისათვის, როდესაც მილსადენის წარმადობა 22 მლრდ მ³ იქნება (თურქეთსა და ევროპაში 20 მლრდ მ³ ტრანზიტის მოცულობის ჩათვლით). ამას გარდა, საქართველოს უფლება აქვს, ყოველწლიურად დამატებით 0.5 მლრდ მ³-მდე გაზი

¹¹⁷ Georgian Ministry of Economy, Black Sea Energy Centre Review, TACIS EEC, 1998

შეიძინოს შედგავითანი ფასებში (55 აშშ დოლარი 1000 კუბურ მეტრზე დასაწყისში, 1.5%-
წლიური ესკალაციით შემდეგი 20 წლის განმავლობაში).

საქართველო აგრეთვე მიიღებს 10%-იან სატრანსიტო შემოსავალს გაზისათვის,
რომელიც სომხეთს მიეწოდება ჩვენი ქვეყნის კუთვნილი ტრანსკავკასიური მაგისტრალური
გაზსადენით (NSC). თუ სომხეთი 2005-2010 წლებში 1.9-2.3 მლრდ მ³ და 2020 წლისათვის კი
3.2 მლრდ მ³ გაზს მიიღებს, მაშინ საქართველოს ყოველწლიური შემოსავალი სათანადოდ
0.18, 0.23 და 0.32 მლრდ მ³-ს გაუტოლდება.

შესაბამისად, საქართველოს ტერიტორიაზე SCP და NSC მილსადენებით გაზის
ტრანსპორტირებისათვის მიღებული კომპენსაცია შეადგენს 0.19 მლრდ მ³-ს 2005 წლისათვის,
0.73 მლრდ მ³-ს 2010 წლისათვის და 1.32 მლრდ მ³-ს 2020 წლისათვის. სატრანსიტო
გადასახადის საფასურად მიღებული გაზის მოცულობა დამატებით ადგილობრივი
მომოვებდნ და ასურბაიჯანიდან შედგავითანი ფაქტში შექმნილი გაზის მოცულობებთან
ერთად, საქართველოს მთლიანი მოთხოვნილების დაახლოებით 60%-ს დააკმაყოფილებს.

5. 3. 3. ენერგოსაფრთხოება

5. 3. 3. 1. ძირითადი სატრანსპორტო მილსადენები და მოწოდების უსაფრთხოება

შუფასების თანახმად, საქართველოს ადგილობრივმა ენერგორესურსებმა შეიძლება
ქვეყნის საერთო შიდა მოთხოვნის მხოლოდ 20% დააკმაყოფილოს. ამიტომაც საქართველო
ძირითადად იმპორტულ ენერგორესურსებზე დამოკიდებული ქვეყანაა.

სოიურიო ევროპული ქვეყნის (შვეიცია, ფინეთი და პორტუგალია), მსგავსად,
რომელთაც გაზის მიწოდების მსგავსი ტექნიკური პირობები გააჩნიათ (მხოლოდ ერთი
მილსადენით და სამარაგო საცავის გარეშე), საქართველოში გაზის მიწოდების
უსაფრთხოების დონე ძალიან დაბალია. RAMBOOL-ის მიერ შემუშავებული შეფასების
მოდელის თანახმად, გაზის მიწოდების უსაფრთხოების დონე ამ ქვეყნებისათვის
დაახლოებით 1-დან 2-მდე იცვლება (ნახაზი 5.7)¹¹⁸.

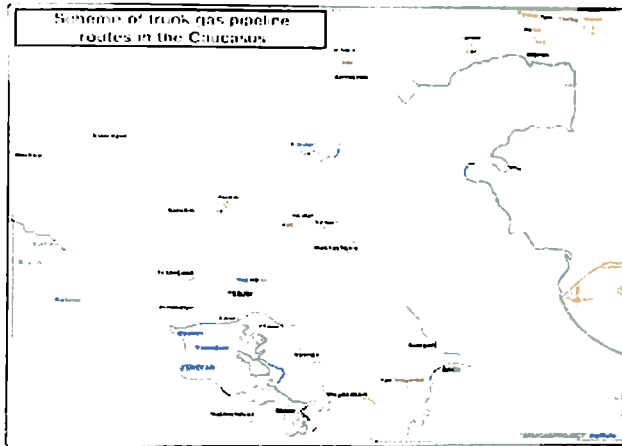
როგორც იმპორტზე დამოკიდებულ სხვა ქვეყნების უმრავლესობა, საქართველოს
ეკონომიკის განვითარებაც მნიშვნელოვანწილად არის დამოკიდებული ენერგეტიკული
რესურსების საიმედო მომარაგებაზე. ამიტომ, არსებული და ახალი სატრანსიტო
მილსადენების (SCP და NSC), აგრეთვე სტრატეგიული საცავების პოტენციალის ეფექტურ
ათვისებას ქვეყნისათვის სტრატეგიული მნიშვნელობა ენიჭება და პოლიტიკური პრობლემის
რანგში განიხილება.

ნახაზზე 5.8 წარმოდგენილია საქართველოს ძირითადი მაგისტრალური გაზსადენების
გეგმა, რომელთა საერთო სიგრძე დაახლოებით 1940 კმ-ს აღწევს. 5.2 ცხრილში კი
მოცემულია არსებული მაგისტრალური მილსადენების ძირითადი ტექნიკური
მახასიათებლები.

დღეისათვის გაზი საქართველოს მხოლოდ რუსეთიდან მიეწოდება ტრანს-კავკასიური
მაგისტრალური მილსადენის საშუალებით. ასეთი „ცალმხრივი“ დამოკიდებულება რუსეთზე
ფაქტურად მონოპოლიურ სიტუაციას ქმნის, რაც პარტიზორს ქვეყანაზე პოლიტიკური
ზეწოდის განხორციელების საშუალებას უტოვებს (ასეთი მცდელობა რამდენჯერმე
განმეორდა უკრაინის ათი წლის განმავლობაში).

ამავე დროს, ასურბაიჯან-საქართველოს დამაკავშირებელი მილსადენის ყაზახი-
საგურამოს მონაკვეთის, შედარებით მოკლე დასიანებული უბნის აღდგენით, შეიძლება
ხელმისაწვდომი გახდეს გაზის სხვა ალტერნატიული წყაროებიც ირანიდან, ასურბაიჯანიდან
და შუა აზიიდან, რაც მნიშვნელოვნად გააუმჯობესებს ენერგეტიკული უსაფრთხოების
დონეს.

¹¹⁸ M.Christensen, Underground gas storage in Georgia, Proceedings of NATO ARW "Security of Natural Gas Supply through Transit Countries", Tbilisi, May, 2003

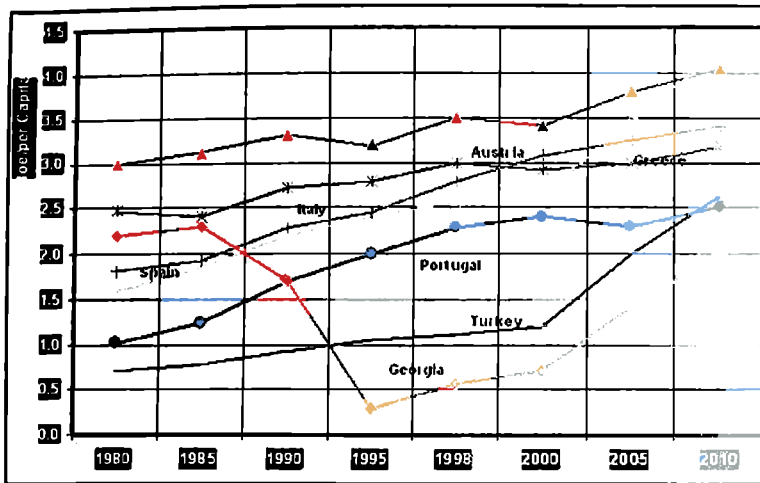


5.1. კავკასიის მაგისტრალური გაზსადენები
 Figure 5.1. Gas-mains in South Caucasus Region

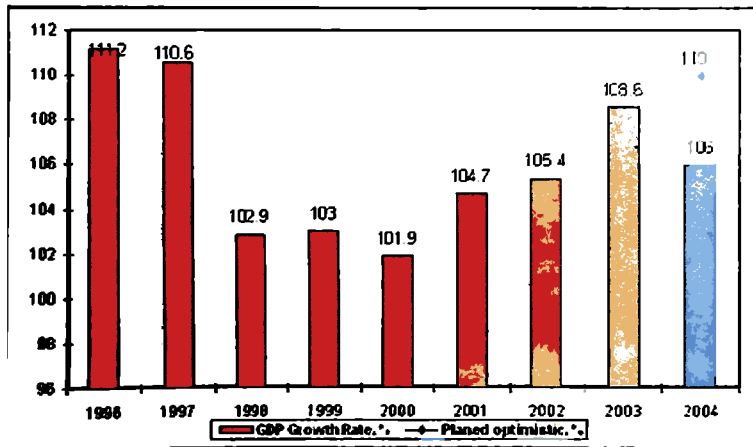


Picture 1. Azerbaijan Gas Transmission System

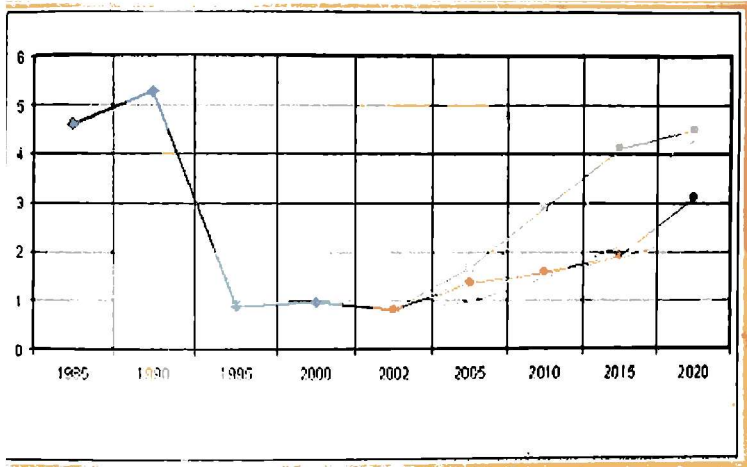
6სხ. 5.2. აზერბაიჯანის მაგისტრალური გაზსადენები
 Figure 5.2. NG Transmission Lines in Azerbaijan



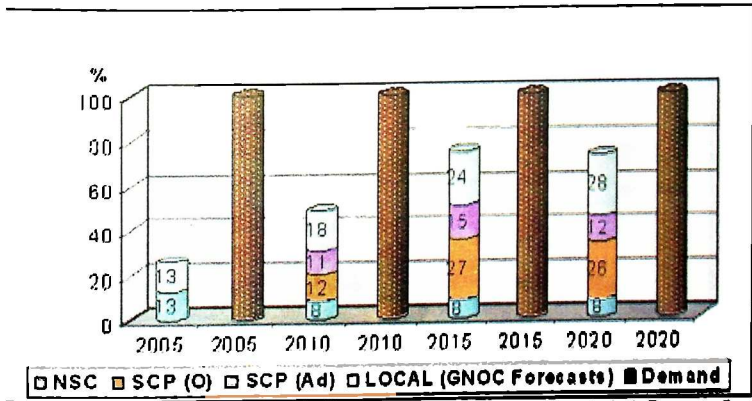
ნახ. 5.3. ენერჯორესურსების ფაქტიური და საპროგნოზო მოხმარება
Figure 5.3. Energy resources historical and planned consumption



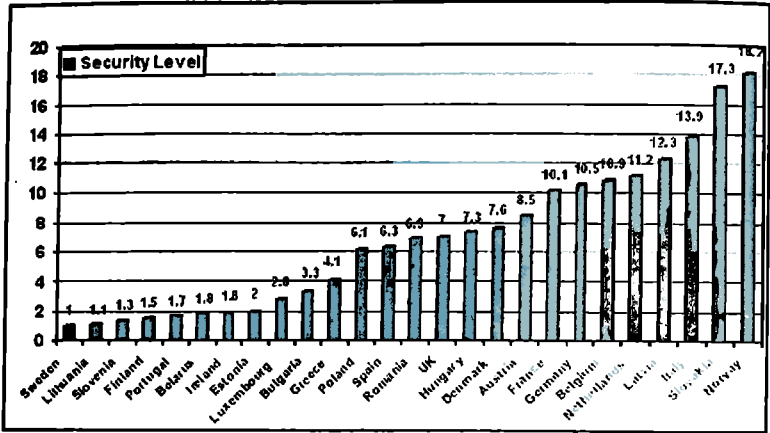
ნახ. 5.4. შიდა პროდუქტის ცვლილება საქართველოში, % (1996-2003 წლები სტატისტიკის სახელმწიფო დეპარტამენტის მონაცემები, 2004 წელი საპროგნოზო)
Figure 5.4. GDP Growth Rate in Georgia, % (1996-2003. Source: Georgian State Department of Statistics, 2004 - planned)



ნახ. 5.5. გაზის ევალუირი და აპროგნოზის მოხმარება საქართველოში
 Figure 5.5. Historical Consumption and Expected Demand of NG In Georgia



ნახ. 5.6. სხვადასხვა წყაროებიდან გაზის მოწოდების პერსპექტივები საქართველოში
 NSC – სატრანზიტო გადასახადი ტრანსპორტირებული გაზის ფასიდან; SCP(O) – სატრანზიტო გადასახადი სამხრეთ აფხაზეთში გაზის ფასიდან; SCP(Ad) – დამატებითი გაზი შუღვათიანი ფასით სამხრეთ აფხაზეთში გაზის ფასიდან; LOCAL – გაზის ადგილობრივი წარმოება
 Figure 5.6. NG Supply Prospects in Georgia from Various Sources
 NSC – Transit fee from NSCP; SCP(O) – Transit fee (Optional Gas) from SCP; SCP(Ad) – Additional gas from BCP for Special price; LOCAL – Local production



ნახ. 5.7. გაზმომარაგების უსაფრთხოება (RAMBOOL-ის შეფასება);
Figure 5.7. Security of NG Supply (RAMBOOL's Estimation)



ნახ. 5.8. საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენები
Figure 5.8. Georgian Gas Transmission Pipelines

ცხრილი 5.2. საქართველოს გაზის მაგისტრალური მიწისძვლები

N	დასახელება	D, მმ	L, კმ	მშენებლობის წელი
1	ჩრდილოეთ კავკასია - სამხრეთ კავკასია (NSC)	1200	135	1988-1994
2	ყაზახი - საგურამო	1000	112	1980
3	ყარაღალი - თბილისი	500, 700, 800	110	1959-1968
4	ვლადიკავკასია - თბილისი	700	266	1963-1966
5	საგურამო ქუთაისი	500-700	370	1967-1975
6	ქუთაისი - სოხუმი	500-700	338	1986-1989
7	რუსთავე - თელავი - ვინეაღი	200, 300, 500	370	1969-1975
8	წითელი ხიდი - ალასტანი	300-500	180	1978-1990
9	გომი - ხაშუკი - ბაკურციანი	300-500	59	1972-1989

კრიტიკული სიტუაცია შეიქმნა საქართველოში გაზის დისტრიბუციის სექტორში. გამანაწილებელი კომპანიების უმეტესობა ძირითადი მოწოდებლების საკუთრებაშია, ან კონტროლდება მათ მიერ (იხ. ნახაზი 5.9), რაც წარმოშობს მათი მონოპოლისტური ქმედების საშიშროებას საბოლოო მომხმარებელთან ურთიერთობაში. იმ შემთხვევაშიც კი, თუ „თბილგაზი“, სახელმწიფოს კუთვნილი ყველაზე დიდი გაზის სადისტრიბუციო კომპანია გაზს დამოუკიდებელი მიწოდებლისაგან მიიღებს, ძირითადი იმპორტიორების წილი (რუსეთის „გაზპრომი“ და „იტერა“) განაწილებების სექტორში მაინც ქვეყნის მთლიანი ბაზრის 65%-იან სექტორს მოიცავს, ისე რომ, თავისუფალი ადგილი „საკუთარი“ (ადგილზე წარმოებული ან ტრანზიტის საფასურად მიღებული) ბუნებრივი გაზის კომერციული საცილსათვის, პრაქტიკულად ძალიან შესუღწეული იქნება.

მეორე პრობლემა დაკავშირებულია ტრანზიტის საფასურად მიღებული გაზის სწორ მართვასთან. როგორც ცნობილია გაზის პრაქტიკულად თანაბარი მოწოდება არ შეუძლებელია გაზის ცვალებად მოხმარებას სესხების მიხედვით (იხ. ნახაზი 5.10)¹¹⁹. აღნიშნულის გათვალისწინებით საქართველომ უნდა ჩამოაყალიბოს მჭიდრო სტრატეგია და შექმნას შესაბამისი ინფრასტრუქტურა, ტრანზიტის საფასურად მიღებული გაზის რაციონალური გამოყენებისათვის.

5. 3. 3. ბუნებრივი აირის გამოყენების პერსპექტივა საქართველოს ენერგეტიკულ სექტორში

სტრატეგიული მოსაზრებებით, პირველ რიგში უნდა დაემაყოფილდეს ელექტროენერგეტიკული და საყოფაცხოვრებო სექტორების მოთხოვნები გაზზე, რაც, ერთი მხრივ, ქვეყნის ენერგეტიკული უსაფრთხოების, მეორე მხრივ კი სოციალური მდგომარების გაუმჯობესების საყვარელი გახდება.

გაზის ელექტროენერგეტიკის სექტორში გამოყენების ძირითადი ხელშემწყობი პირობები შემდეგია: 1) ემისიის მინიშნელოვანი შემცირება საწვავად ნავთობის და/ან ნახშირის ნაცვლად გაზის გამოყენების დროს და 2) მაღალ ეფექტური გაზის ტურბინის კომბინირებული ციკლის ტექნოლოგიის (CCGT) გამოყენების შესაძლებლობა. აღნიშნული ფაქტორების კომბინაცია მინიშნელოვნად ამცირებს გამოიშუშებული ელექტროენერჯის ღირებულებას და მავნე ეკოლოგიური ზემოქმედების ეფექტს.

აღნიშნულის საიდუსტრაციოდ ნახაზზე 5.11 ნაჩვენებია ელექტროენერჯის გამოიშუშების შედარებითი ღირებულებები ყველაზე იაფი ადგილობრივი სათობის, ტყბულის საბადოს ნახშირისა და გაზის გამოყენების შემთხვევებისათვის. ანგარიშის დროს

¹¹⁹ Gochilashvili T. Transit Perspectives and Utilization Problems of Caspian Gas in Georgian Energy Sector, Proceedings of GIOGIE 2002

გათვალისწინებულია ნახშირის მძლავრე შრეში წივის ტექნოლოგიის გამოყენება, ნახშირის მოპოვების 20, 25, 30 ან 35 \$/ტ ღირებულების დროს. გაზისათვის გათვალისწინებულია CCGT ტექნოლოგიის გამოყენება, ხოლო გაზის მიწოდების ღირებულება აღებულია 50, 70, 90 ან \$100/1000 მ³, შესაბამისად.

5. 3. 3. 3. ენერგეტიკული რესურსების სტრატეგიული რეზერვები

სტრატეგიული რეზერვების შექმნა საქართველოს ენერგეტიკული უსაფრთხოების გაუმჯობესების კიდევ ერთი მნიშვნელოვანი მეთოდია, რაც მოითხოვს შესაბამისი საშუალებების, კერძოდ მიწისქვეშა გაზსაცავების მოწყობას, მოთხოვნასა და შემოთავაზებას შორის დაბალანსის პერიოდში ჭარბი გაზის დასაწყობებისათვის. გაზზე საპროგნოზო მოთხოვნისა და სტრატეგიული მარაგების საერთაშორისო პრაქტიკაში მიღებული მოცულობების გათვალისწინებით, 2020 წლისათვის საქართველოში მისაწვდომი უნდა ჩათვალოს 1 მლრდ მ³ მოცულობის მიწისქვეშა გაზსაცავის მშენებლობა. ასეთი გაზსაცავი მნიშვნელოვნად ააბალანსებს ქვეყნის ენერგეტიკულ უსაფრთხოებას, გაამარტოებს გაზის ნაკადების მართვას მინიმალური და პიკური დატვირთვების პერიოდებში და დადებითი კომერციული ეფექტის მიღებასაც შეუწყობს ხელს.¹²⁰

დადგენილია მიწისქვეშა გაზსაცავების მოწყობისათვის შესაფერისი, საქართველოს ტერიტორიაზე მდებარე ზოგიერთი გეოლოგიური სტრუქტურა¹²¹. წინაწარმ შეფასებებით განსაზღვრულია, რომ ამ სტრუქტურების პოტენციური სიმძლავრე დაახლოებით 5-6 მლრდ მ³-ს შეადგენს. მათ შორის ნათობისა და გაზის გამოფიტული რესერვუარების პოტენციური აქტიური მოცულობა 3.4 მლრდ მ³-ს უტოლდება¹²².

გარდა ამისა, გაზი შეიძლება აგრეთვე შენახულ იქნეს მაღალწნევიან რესერვუარებში, ან გათხვეადვებს და დამარაგდეს თხევადი გაზის (LNG), ან კომპრესირებული გაზის (CNG) სახით. ამ ფორმით გაზის მიწოდება შესაძლებელი იქნება ქვეყნის იმ რეგიონებშიც, სადაც არ არის განვითარებული ბუნებრივი გაზის განაწილების შესაბამისი ინფრასტრუქტურა^{123,124}. აღსანიშნავია, რომ საქართველოს ტერიტორიის 40% არ არის უზრუნველყოფილი ბუნებრივი გაზის განაწილების ინფრასტრუქტურით. LNG-სა და CNG-ს წარმოება და შორეული, მაღალ მთიანი რაიონების მომარაგება გაცილებით იაფი ალტერნატივაა, ვიდრე მილსადენების სისტემის მშენებლობა ბუნებრივი გაზით მომარაგებისათვის.

საქართველოს გაზის სექტორის მოკლე მიმოხილვა შემდეგი დასკვნის საფუძველს იძლევა: ეფექტური მენეჯმენტის განხორციელების შემთხვევაში, შეიძლება მნიშვნელოვნად გააუმჯობესდეს ბუნებრივი გაზით მომარაგება და ქვეყნის ენერგეტიკული უსაფრთხოება. ამ მიზნით ინტენსიურ პოლიტიკურ და ფინანსურ მხარდაჭერას მოითხოვს უნერჯის ადგილობრივი წარმოების გამოყენების, იმპორტირებული საწვავის მოწოდების დივერსიფიკაციის, თანამედროვე ენერგეტიკული ტექნოლოგიების დანერგვისა და სტრატეგიული მარაგების შექმნისა და რაციონალური გამოყენების საშუალების ხელშეწყობა, კერძოდ:

⇒ ეფექტური პოლიტიკის და საკანონმდებლო ინიციატივების საშუალებით გაზის იმპორტორთა და მოწოდებელთა მონოპოლისტური ქმედების შესაძლებლობის შესწლვა,

¹²⁰ Graham Weale, The 2002 European Gas Storage Study, Prepared by The DRI-WEFA Global Energy Practice

¹²¹ David Rogava, Proceedings of NATO ARW "Security of Natural Gas Supply through Transit Countries", Tbilisi, 2003

¹²² Kristensen M., Underground gas storage in Georgia geologic, economic and commercial aspects, Proceedings of NATO ARW "Security of Natural Gas Supply through Transit Countries", Tbilisi, 2003

¹²³ Heland J., Advantages of Natural Gas Over Other Fossil Fuels, Natural Gas Technologies, Opportunities and Development Aspects, OPET-International Workshop Papers, Vaasa, Finland, May, 2002

¹²⁴ A. Beroshvili, Perspectives of introduction of compressed gas production technologies, Materials of OPET Clean Fossil Fuel Project Workshop "Development Perspectives of Clean Fossil Fuel Technologies", Tbilisi, March, 2004

დამოუკიდებელი დისტრიბუტორებისა და ბაზრის ლიბერალიზაციის აქტიური მხარდაჭერა, რათა უზრუნველყოფილ იქნეს თავისუფალი საბაზრო სექტორის სამართლიანი გადანაწილება;

- ⇒ ენერგეტიკულ სექტორში მოკლე და საშუალო პერიოდების ძირითადი პრიორიტეტების, მათ შორის ბუნებრივი გაზის მოწოდების დივერსიფიკაციის მხარდაჭერა;
- ⇒ გრძელვადიანი პერიოდის პოლიტიკის დომინირებული ელემენტების, ადგილობრივი პირობებზე ენერგეტიკული რესურსებისა და მალაქაეკონომიკური გაზის კომბინირებული (ციკლის გაზის ტურბინების დანერგვაზე დაფუძნებული ელექტრო გენერაციის ობიექტების განვითარების მხარდაჭერა;
- ⇒ გაზის მომარაგების სავარაუდო შეფერხებებით გამოწვეული უარყოფითი შედეგების შეზღუდვის საშუალებების: მიწისქვეშა გაზსაცავების და თხევადი და დაჭირხილი გაზის თანამედროვე მცირემასშტაბიანი ტექნოლოგიების, აგრეთვე გაზის წვის ეფექტური ტექნოლოგიების (დეცენტრალიზებული კო- და ტრიგენერაციის სისტემები, მიკროტურბინები, თბური ელემენტები) მხარდაჭერა.

5. 4. საბერძნეთი

5. 4. 1. ბუნებრივი აირის ბაზრის სტრუქტურა და რეგულირება

ქვეყნის გაზის სექტორის მართვა ძირითადად ხორციელდება გაზის სახელმწიფო კორპორაციის (DEPA), მეშვეობით, რომელიც საბერძნეთის ნავთობის სახელმწიფო კომპანიის ფილიალია. DEPA დაარსებულია 1988 წელს. მას აქვს უფლება დააფუძნოს რეგულირებადი ბუნებრივი გაზის გამანაწილებელი კომპანიები (EPA) ანონიმური სასოფალოების ფორმით (SA), რომელთა აქტივობის გეოგრაფიული არეალი წინასწარ არის განსაზღვრული.

გაზის გამანაწილებელი კომპანიების დანიშნულებაა: ბუნებრივი გაზის განაწილების სისტემის დაგეგმვა, შესწავლა, დაპროექტება, მშენებლობა, ექსპლუატაცია და ბუნებრივი გაზის მიყიდვა მომხმარებლისათვის, რომელთა მოთხოვნა გასზე 100 გიგა ვტ-ს ექვივალენტს არ აღემატება.

ამჟამად უკვე დაფუძნებულია სამი რეგიონული EPA:

- ატიკის, რომელშიც სინერჯი-შელი მონაწილეობს 49%-იანი წილით. მოიცავს ათენსა და მიმდებარე ტერიტორიებს;
- თესალიის, რომელშიც იტალგაზი მონაწილეობს 49%-იანი წილით. მოიცავს ცენტრალურ საბერძნეთის ქალაქებს ელოსსა და ლარისსას შორის;
- თესალონიკის, რომელშიც აგრეთვე იტალგაზი მონაწილეობს 49%-იანი წილით. მოიცავს თესალონიკს გარეუბნებიანად და მიმდებარე ტერიტორიებს.

საბერძნეთის განვითარების სამინისტროს მოთხოვნაა დაარსდეს სამი ახალი EPA (ცენტრალური საბერძნეთის, ცენტრალური მაკედონიისა და აღმოსავლეთ მაკედონიისა და თრაკიის რეგიონებისათვის).

გაზის ბაზარი ჩამოყალიბდა და გაზის კანონი მომსადადა შემდეგი ძირითადი პრინციპების მიხედვით:

- EC-ის დირექტივების უპირობო დაცვა;
- გაზის მიმწოდებელთა სამართლიანი კონკურენციის უზრუნველყოფა;
- საბერძნეთის მოქმედ კანონმდებლობასთან შეთავსებადობა მარეგულირებელი ორგანოების უფლება-მოვალეობების გამოყენების საკითხში.

ახალი კანონის სოფიერით სავალდებულო პირობებია: ანგარიშსწორებაში "მიმღებ-ან-გადაიხადე"-ს პრინციპი, გრძელვადიანი კონტრაქტები, LNG-ს მოწოდებლობათა მართვისა და რეგულირების შესაძლებლობები, დომინანტი კომპანიების შეზღუდვა ბაზარზე და სხვა.

ენერგეტიკის მარეგულირებელი ორგანო (RAE) არის დამოუკიდებელი ადმინისტრაციული ერთეული. მისი მოვალეობაა რჩევის მიცემა, წინადადებების შეთავაზება და ენერგეტიკის მიხედვით სექტორის ზედამხედველობა. მან უნდა უზრუნველყოს თავისუფალი და სამართლიანი კონკურენცია ენერგეტიკულ ბაზარზე, მომხმარებლების უფრო უკეთესი და ეკონომიური მომსახურების მხარდაჭერით. ის აგრეთვე პასუხისმგებელია ენერგეტიკულ სავარშოთა ჯანსაღ განვითარებაზე და მოსამსახურეთა შრომითი მოწყობის საკითხებზე. RAE აკონტროლებს და სთავაზობს საბაზრო ოპერაციების ფასებს, გასცემს ლიცენზიებს და ა.შ.

RAE-ს ერთ-ერთი ყველაზე რთული და საპასუხისმგებლო ამოცანაა გრძელვადიანი ენერგეტიკული დავაგეგმვისა და საბაზრო პროცესების მართვინისაცია.

RAE აგრეთვე ჩართულია საერთაშორისო თანამშრომლობის სქემებში როგორც სამხრეთ-აღმოსავლეთ ევროპის, ასევე ევრასიისა და ევროკავშირის ქვეყნებთანაც, სადაც კარიონთ დადგენილ მთავარი დღეულობების ფარგლებში იგეგმება შექმნას ერთიანი, კონკურენტუნარიანი შიდა ელექტრო- და გაზის ბაზრები. RAE-ს მოქმედებების არეული მოიცავს აგრეთვე ევროკომისიის მიერ ხელშეწყობილი ევროპის ერთიანი ენერგეტიკული ბაზრის ჩამოყალიბების მექანიზმების განვითარების ხელშეწყობას სამხრეთ ევროპის რეგიონული ელექტროენერგეტიკული და გაზის ბაზრებისათვის.

5. 4. 2. ბუნებრივი აირის მოწოდება

საბერძნეთი საკუთარ ბუნებრივ გაზს არ აწარმოებს. გაზი ქვეყანაში რუსეთიდან და ალჟირიდან იმპორტირდება. DEPA-ს სათანადო კონტრაქტებს გაზექსპორტთან (გაზპრომის ფილიალი) და სონატრაქთან ხელი მოუწერა 1988 წელს და ძალაშია 2016 და 2020 წლებამდე. გაზექსპორტთან კონტრაქტი ითვალისწინებს მაქსიმუმ 2.8 მილრდმ³/წ გაზის მიწოდებას (2.4 მილრდმ³/წ ძირითადი, დამატებით 0.4 მილრდმ³/წ კი შეთანხმებით). ბუნებრივი გაზის იმპორტი რუსეთიდან 1996 წლის სექტემბერში დაიწყო.

სონატრაქთან კონტრაქტი ითვალისწინებს მაქსიმუმ 0.51-0.68 მილრდმ³/წ მიწოდებას. თხევადი გაზი ალჟირიდან 2000 წლის თებერვალიდან მიეწოდება კუნძულ რევიტუსასა აშენებულ ტერმინალს.

ოფიციალური ფასები ბუნებრივი გაზის იმპორტზე არ ქვეყნდება. საშუალო სავარაუდო ფასი კი დაახლოებით \$3/MBtu (დაახლოებით \$100/1000მ³) შეადგენდა ბოლო 3 წლის მანძილზე.

ალჟირიდან მიწოდებული გაზი უფრო ძვირია. თუმცა, მისი იმპორტი გამართლებულია სისტემის სამხედროობისა და პიკური მოთხოვნის დაკმაყოფილების მიზნით, აგრეთვე საბერძნეთის სტრატეგიული მარაგის შექმნის მიზნით.

5. 4. 3. ბუნებრივი აირის ტრანსპორტირებისა და განაწილების სისტემები

რუსეთის გაზი საბერძნეთს მიეწოდება მილსადენით ბულგარეთის სასდგარზე, ხოლო ალჟირული თხევადი გაზი ტრანსპორტირდება ტანკერებით სანაპირო ტერმინალამდე.

ბუნებრივი გაზის ინფრასტრუქტურის პროექტი, დაახლოებით 2 მილიარდი ევროს ტოლი ბიუჯეტით, არის ქვეყნის ელექტროფიკაციის პროექტის შემდეგ ყველაზე დიდი ენერგეტიკული პროექტი. ინფრასტრუქტურის განვითარების სამუშაოები ქსელის გაზრდა) დაიწყო 1992 წელს და დამთავრდა 2000 წლის აგვისტოში.

რევიტუსას კუნძულზე განლაგებული ტერმინალი ალჟირული LNG-ს მისაღებად, ექსპლუატაციაში შევიდა 2000 წლის თებერვლიდან.

საბერძნეთის ბუნებრივი გაზის სისტემა შემდეგი ძირითადი ელემენტებისაგან შედგება:

- მილალწვევიანი (70 ბარი) მაგისტრალური გაზსადენი საბერძნეთ-ბულგარეთის სახელრიდან ატიკამდე, საერთო სიგრძით 512 კმ (ნახასი 5.12). მილსადენის დიამეტრია 36" დაახლოებით პირველ 100 კმ-ზე ჩრდილოეთიდან, და 30" დანარჩენი მონაკვეთისათვის;
- მილალწვევიანი განშტოებები აღმოსავლეთ მაკედონიის და თრაკიის, თესალონიკის, ვოლოსის, ინოფიტასა და ათენის რეგიონისაკენ, ჯამური სიგრძით 450 კმ;
- გამოსომარეველირებული სადგურები;
- დისტანციური მართვის ტელეკომუნიკაციური სისტემა, ბუნებრივი გაზის გადაცემის სისტემის კონტროლის და ფუნქციონირების რეგულირებისათვის;
- ოპერატიული და მომსახურების კონტროლის ცენტრები ატიკაში (პატიმა, ვლუფსინა), თესალონიკში (ნეა მისიმერია) და თესალიაში (ამბელია, ფარსალა), და ქსანთის რეგიონში;
- შეწყვილებული ოფშორული მილსადენი კუნძულ რევიტუსადან აგია ტრიაფისაკენ;
- თხევადი გაზის ტერმინალი (შენახვა და რეგასიფიკაცია) კუნძულ რევიტუსაზე;
- კომოტინის განშტოება - ალექსანდროპოლისი-თურქეთის (დიამეტრით 36") და იტალიასთან დამაკავშირებელი (დიამეტრით 28") ხაზებით (შესწავლის სტადია).

მაგისტრალური მილსადენების სისტემის ჯამური გამტარუნარიანობა შეადგენს დაახლოებით 7 მლრდ მ³ .

გაზის განაწილების სისტემა შედგება შემდეგი საბაზისო ელემენტებისაგან:

- ფოლადის საშუალო წნევიანი (19 ბარი) მილსადენების ქსელი ატიკაში, თესალონიკში, ლარისისაში, ვოლოსში, ინოპიტაში და პლატი იმატიასში;
- პოლიეთილენის დაბალი წნევის (4 ბარი) მილსადენების ქსელები ათენში, პირაეუსში, თესალონიკში, ლარისისასა და ვოლოსში.

DEPA-ს მიერ დადგენილია საშუალო-წნევის განაწილების ქსელების მშენებლობის აუცილებლობა ატიკის (ათენი, პირეუსი), თესალონიკის, თესალიის (ლარისსა და ვოლოსი) რეგიონებში, და ინდუსტრიულ ზონებში: ინოფიტა, პლატი იმათიასი, ქსანთი, დრამა, კომოტინი და კავადა.

დაბალი წნევის განაწილების ქსელებისათვის გათვალისწინებულია დაახლოებით 6500 კმ მილსადენების მშენებლობა, რათა დამკვიფილდეს ატიკის, სალონიკის, ლარისისასა და ვოლოსის მოთხოვნები.

ამას გარდა, ათენის ოლქში, 550 კმ-იანი ქსელი ფუნქციონირებს, რომელიც ბუნებრივი გაზით ამარაგებს დაახლოებით 8000 მომხმარებელს.

განიხილება ახალი სატრანსპორტო ხაზის მშენებლობა კასიის გაზის მიწოდებისათვის ბალკანეთსა და სამხრეთ ევროპის ქვეყნებში საქართველოსა და თურქეთის ტერიტორიაზე გამოყვანილი სამხრეთკავკასიური გაზსადენის სისტემის მეშვეობით. ამ სატრანსპორტო მარშრუტს მნიშვნელოვანი დადებითი ეფექტის მოხდენა შეუძლია რეგიონულ და მთლიანად ევროპის ბუნებრივი გაზის ბაზრებზე.

5. 4. 4. თხევადი გაზის ტერმინალი

თხევადი გაზის მიმღები ტერმინალი რევიტუსას კუნძულზე შედგენილია შემდეგი ელემენტებისაგან:

- 130000 მ³ ტექადობის LNG-ს ტანკერების ნაემისადგომი;
- ორი LNG-ს შესანახი მოცულობა, თითოეული 65 000 მ³ ტექადობით;
- ორი განმტვირთავი მკლავი;
- ორი ღია ტიპის სღვის წყლის ასაორთქლებელი სისტემა LNG-ს რეგაზიფიკაციისათვის;
- შეწყვილებული წყალქვეშა მილსადენები რევიტუსას ტერმინალის დასაკავშირებლად აგია ტრიაფის მოპირდაპირე სანაპიროსთან;
- LNG-ს სატრემბი სადგურები;

- ორი კომპრესორი არაკონდენსირებადი გაზის გათხევადებისათვის;
- დამატებითი გაზის გაქრევის სისტემა;
- ხანძრის დეტექტორები და ჩაქრობის სისტემა;
- კონტროლისა და მართვის პულტი;
- ადმინისტრაციული შენობები ექსპლუატაციის, მომსახურების, სახანძრო დეპოს, პირველადი დახმარების სადგურის მუშაკებისათვის, პერსონალის წვრონისათვის;
- ელექტრომომარაგების ქვესადგური;
- წყალსაქანი სადგური;
- კომუნიკაციისა და დაშვების კონტროლის სისტემები.

LNG ტერმინალამდე ტრანსპორტირდება სპეციალური კრეოგენური ტანკერებით. ტანკერის სრული ეოიავი (დატვირთვა ალფორში, ჩამოტანა, გადმოტვირთვა რევიტუსაში და დაბრუნება ალფორში) დაახლოებით რვა დღეს გრძელდება.

რევიტუსას LNG-ს ტერმინალის განვითარების პროექტი შემუშავდა და განხორციელდა 3 ეტაპად. პირველი ეტაპის ძირითადი ამოცანა იყო უთანაბრო მოთხოვნების დაბალანსება. დანარჩენი ორი სტადია მოიცავდა ნაგებობების კომპლექსის მშენებლობასა და მოდერნიზაციას რევიტუსაში, დიდი გემების მიღებისა და ქვეყნის მაგისტრალური მილსადენების სისტემის ექსპლუატაციის ეფექტურობის გაზრდის მიზნით. მოდერნიზაციის მეორე სტადიის სამუშაოთა დამთავრების შემდეგ ტერმინალი ხდება გაზის იმპორტის მნიშვნელოვანი ცენტრი, რომელიც საკმაოდ ხანგრძლივი დროით ევროპულ ფორუმს ქვეყნის გაზომარაგებას იმ შემთხვევაშიც კი თუ გაზომომი საერთოდ უარ შეძლებს ბუნებრივი გაზის მოწოდებას. რევიტუსას თხევადი გაზის ტერმინალის აშენებით მნიშვნელოვნად გაიზარდა საბერძნეთის გაზომომარაგების სისტემის საიმედოობა და საერთოდ ქვეყნის ენერგოუსაფრთხოება.

5. 4. 5. გაზის მოხმარება

DEPA ამჟამად ბუნებრივი გაზის ერთადერთი გაყიდველია საბერძნეთის ბაზარზე. ის ან პირდაპირ მომხმარებელზე (მრეწველობა) ყიდის გაზს ან რეგიონული გაზის სადისტრიბუციო კომპანიებზე (EPA).

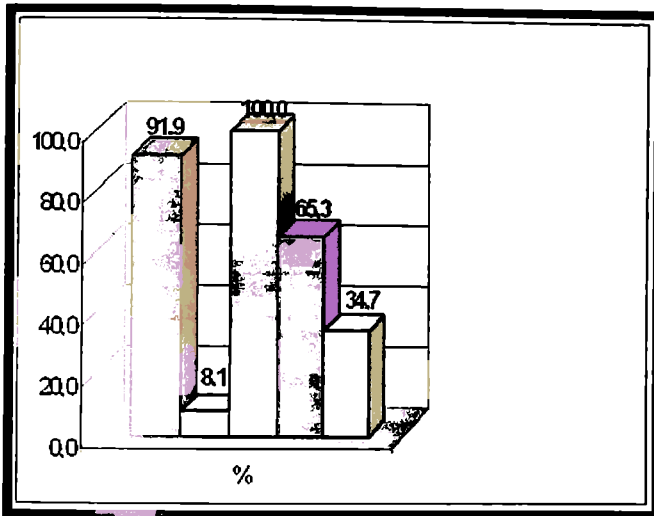
DEPA-ს შეუძლია გაზი გაყიდოს:

- გაზის გამანაწილებელ და მიმწოდებელ კომპანიებზე;
- მსხვილ მომხმარებელზე;
- მომხმარებლებზე ავტომატიზაციის გაზის საწვავით გამართვისათვის;
- იმ რეგიონების ყველა მომხმარებელზე, რომელთაც არა აქვთ გაზის დისტრიბუციის (EDA) ან მიწოდების კომპანიები.

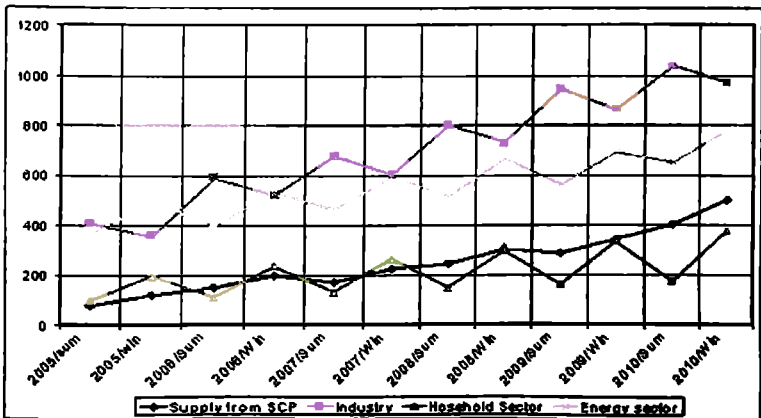
ნახაზი 5.13 აჩვენებს გაზის სექტორის გაყიდვების დინამიკას უკანასკნელი წლების განმავლობაში, საიდანაც ნათელია რომ:

- საბერძნეთში ბუნებრივი გაზის გაყიდვა/მოხმარების ბაზარი განვითარების სტადიაშია და მნიშვნელოვნად გაიზარდა უკანასკნელი რამდენიმე წლის განმავლობაში;
- დღეისათვის ბუნებრივი გაზის უდიდესი მომხმარებელი საბერძნეთში ელექტროენერგეტიკის სექტორია.

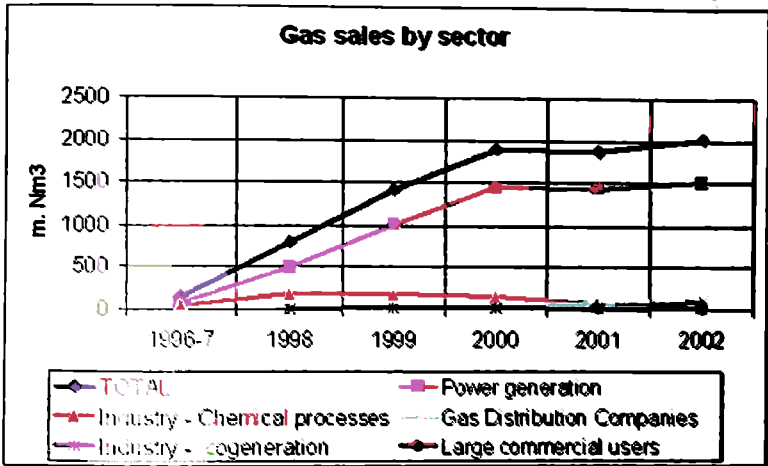
ნახაზზე 5. 14 მოცემული საპროგნოზო მოთხოვნის მანევრებლები ბუნებრივი გაზზე ეყრდნობა იმ პირობას, რომ ძირითადი მომხმარებელი შემდგომ წლებშიც საბერძნეთის ელექტროენერგეტიკის სექტორი იქნება, 4%-ით სრულადი წლიური გენერაციით 2005 წლამდე პერიოდისათვის ერთიან ენერგეტიკულ სისტემაში და დაახლოებით 5.5% სრული კუნძულების ავტონომიურ სისტემებში. 2005 წლის შემდეგ გენერაციის სიმძლავრეთა ზრდის ტემპი, დაახლოებით 3.6 %/წ, თანაბარი იქნება მთელი ქვეყნის მასშტაბით.



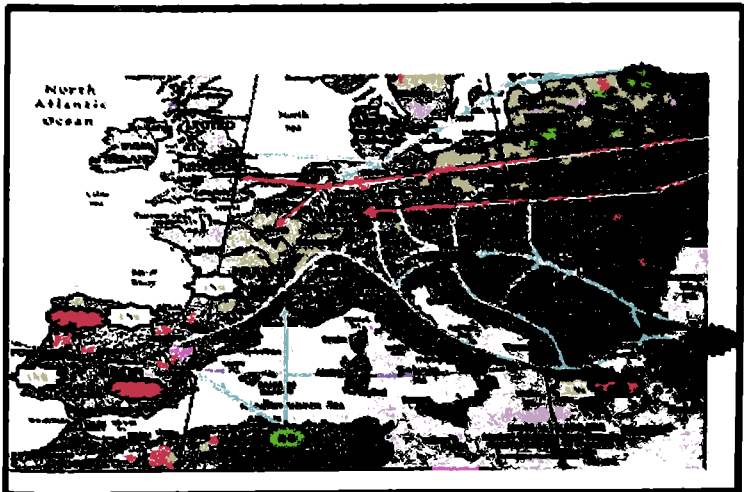
ნახ. 5.9. გაზის მიწოდების საბაზრო სექტორების განაწილება
 იწინააღმდეგებლებს შორის
Figure 5.9. Division of Market Shares Between Major Suppliers in NG



ნახ. 5.10. სავარაუდო დისბალანსი გაზის მიწოდებასა და მოხმარებას შორის საქართველოში
Figure 5.10. Planned imbalance between natural gas supply and demand in Georgia



ნახ. 5.13. გაზის მოხმარება სექტორების მიხედვით
 Figure 5.13. Gas sales/consumption by sectors



ნახ. 5.14. გაზის მოხმარების პროგნოზი სახეობებით
 Figure 5.14. Expected NG Demand in Greece

დასკვნები და რეკომენდაციები

გაზის გამოყენება ინტენსიურად იზრდება მთელ მსოფლიოში, განსაკუთრებით კი ევროპაში. შეფასების თანახმად, 2020 წლისათვის ევროკავშირის ქვეყნების მოლიანი მთხოვნის 65-67 % იმპორტირებული გაზით იქნება დაკმაყოფილებული, რაც მთითოეულ მიწოდების ახალი წყაროებისა და მარშუტების შერწყვას.

ევროპის, აგრეთვე იმპორტირებულ ენერჯორესურსებზე დამოკიდებული სატრანსპორტო ქვეყნების ენერგეტიკული უსაფრთხოების ამძღვრების ძირითადი მეთოდებია: მომარაგების წყაროებისა და სატრანსპორტო ქსელების დივერსიფიკაცია, არსებული მილსადენის სისტემების აღდგენა-მოდერნიზაცია და სტრატეგიული რეზერვების დამარაგება.

ევროგაერთიანების გაზის ტრადიციულ მიწოდებლებთან ერთად, ევროგაერთიანების გაზომომარაგებაში მნიშვნელოვანი როლის შესრულება შეუძლია კასპის საბადოებს, რომელთა საეარაულო საექსპორტო პოტენციალი 2020 წლისათვის 120-140 მლრდ მ³-ს შეადგენს, თუმცა ამ რეგიონიდან ევროპულ ბაზარზე კონკრეტუნარად გაზის მიწოდებისათვის აუცილებელი იქნება შესაბამისი ინფრასტრუქტურის განვითარება და გაზის ტრანსპორტირების, შენახვისა და მიხმარების ახალი ტექნოლოგიების დანერგვა.

კასპის საბადოებიდან გაზის მიწოდების რამდენიმე ალტერნატიული ვარიანტიდან ყველაზე უფრო ეფექტურად გამოიყურება სამხრეთ კავკასიური გაზსადენის სისტემა ასუბრაიჯანიდან საქართველოს და თურქეთის, სამომავლოდ კი საბერძნეთის გავლით კასპის გაზის მიწოდებისათვის ევროპის ენერგეტიკულ ბაზარზე.

მოწიქვეშა გაზსაცავებისათვის შესაფერისი სტრუქტურების, პირველ ყოვლისა კი ნავთობისა და გაზის ჩამქრალი (გამოფიტული) რესურსების შერწყვა, დაპროექტება და მშენებლობა, საშუალებას იძლევა დადებითად გადაწყდეს სათბობის სტრატეგიული რესურსების დამარაგების საკითხი. ამასთან, ასეთი გაზსაცავები მნიშვნელოვანი ეკონომიკური ეფექტის მიღების საშუალებასაც იძლევა, ძირითადად გაზის სესონური მოხმარების უთანაბრობისა და პიკური დატვირთვის შერბილების მეშვეობით.

გაზის კონვერსიის თანამედროვე ტექნოლოგიების გამოყენება საშუალებას იძლევა, დაიგეგმოს თხევადი გაზის მცირემასშტაბიანი, დეცენტრალიზებული წარმოება, განაწილება და მოხმარების არეალის გაფართოება მთიანი და მოშორებული რეგიონების საყოფაცხოვრებო და საწარმოო სექტორებში. გარდა ამისა, განხილვა ბუნებრივი გაზიდან თხევადი საწვავის ტექნოლოგიის (GTL) გამოყენების შესაძლებლობა პროდუქციის ექსპორტისათვის ნახშირწყალბადებში შორეული საბადოებიდან, სადაც ნავთობის თანამდევნი (ასოცირებული) გაზი, როგორც წესი, ატმოსფეროში გაიფრქვევა აირის სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურის არარსებობის გამო.

თხევადი გაზის წარმოების მცირემასშტაბიანი ტექნოლოგიების გამოყენება ეკონომიკური თვალსაზრისით გამართლებულად გამოიყურება მიწოდების 500 კმ-მდე მანძილისა და მაქსიმუმ 2.5 მლნ მ³/დღე მწარმოებლობის დროს. მცირემასშტაბიანი LNG ტექნოლოგიები განსაკუთრებით ეფექტურია მთაგორიანი და სხვა ძნელადმისადგომი რეგიონებისათვის, სადაც მისი მიწოდება შესაძლებელია ნებისმიერი სახის, მათ შორის პრიმიტიული სატრანსპორტო საშუალებებითაც. მცირემასშტაბიანი ტექნოლოგიების დანერგვის კარგი პერსპექტივებია საქართველოსა და საბერძნეთში, ისეთი რეგიონების გაზომომარაგების უზრუნველყოფისათვის, რომლებიც ვა არიან დაფარული გამანაწილებელი გაზსადენების ქსელებით.

გაზზე მომუშავე სატრანსპორტო საშუალებების გამოყენება საწვავზე დანახარჯებს საშუალოდ 20-25%-ით, მანვანე ემისიების რაოდენობას კი 80-90%-ით ამცირებს (ევროპის პირობებში). განვითარებად ქვეყნებში, როგორცაა საქართველო და სომხეთი,

კომპრესიულ ტაის გამოყენებას სატრანსპორტო საშუალებების საწვავად გაცილებით მაღალ ეკონომიკურ ეფექტს იძლევა.

გაზი ნავთობთან და ნახშირთან შედარებით სუფთა, შედარებით უპრობლემო საწვავია. იგი გამოსაყენებლად მარტივი და მოსახერხებელია ბოლო მომხმარებლისათვის. გაზის პირდაპირი წვის სისტემები საყოფაცხოვრებო სექტორში ხასიათდებიან ძალიან მაღალი ეფექტურობით და ელექტროენერგიაზე ან ნავთობპროდუქტებზე მომუშავე ხელსაწყოებთან შედარებით იაფ თბურ ენერგიას გამოიმუშავენ. ამავ დროს, გაზის წვის შედეგად წარმოშობილი ემისია გაცილებით ნაკლებია ნებისმიერი სხვა წიაღისეული სათბობის დროს წარმოშობილ ემისიასთან შედარებით.

ფართო პერსპექტივები ისახება გაზის გამოყენების თანამედროვე ტექნოლოგიების, მიკროტურბინებისა და თბური ელემენტების გამოყენებისათვის საყოფაცხოვრებო, კომერციული და სამრეწველო სექტორებში.

გაზის გამოყენებაზე დაფუძნებული განაწილებული ენერგომომარაგების კონკრეტული ტერიტორიები სისტემები, შესაბამისად თბური და ელექტრული და კონდიციონების თბური და ელექტრული ენერჯების საწარმოებლად, ხასიათდებიან ძალიან მაღალი ენერგოეფექტურობით და მნიშვნელოვნად შემცირებული ხვედრითი ემისიებით.

გაზის გამოყენების თანამედროვე ტექნოლოგიებს განეკუთვნება აგრეთვე გაზის აბსორბციული და ტენზიანთქმის სისტემები, ქიმიური პროდუქტების წარმოება და სხვა. კომბინირებული ციკლის გასტურბინის (CCGT) ტექნოლოგია უსრუველყოფს ჩვეულებრივად არინებადი სითბოს გამოყენებას დამატებით ელექტრული ენერჯის მისაღებად. სითბოს აღდგენის სისტემის მიერ წარმოებული ორთქლი გამოიყენება დამატებით ტურბინის მოქმედებაში მოსაყვანად. CCGT ტექნოლოგიაზე დაფუძნებული ელექტროგენერაციის სისტემის ეფექტურობა 60%-ს აღწევს და მნიშვნელოვნად აღემატება წიაღისეული საწვავის ბაზაზე მომუშავე ჩვეულებრივით თბოელექტროსადგურების ეფექტურობას (30-35 %).

გაზის გარდაქმნისა და ქიმიურ მრეწველობაში გამოყენების ტექნოლოგიები ფართოდ არის გავრცელებული მთელ მსოფლიოში. მრავალი ქიმიური პროდუქტის წარმოება დაბალ ფასებში და გარემოზე მინიმალური ზემოქმედების პირობებში ის ძირითადი უპირატესობებია, რომლებიც ამ ტექნოლოგიებს ახასიათებს.

ტექნიკური საშუალებები, როგორცაა მაღალეფექტური საკომპრესორი დანადგარები, მოწყობილობები, გაზსადენების ინსპექციისათვის მილსადენების შეფუთვის, შედუღებისა და კათოდური დაცვის თანამედროვე მეთოდები, განაწილებული ქსელებისა ოპტიმიზაციის სისტემები ხელს უწყობენ გაზის ტრანსპორტირების საიმედოობის ამაღლებას და უსაფრთხოების შემცირებას, ღირებულების ზომიერი ფასების შენარჩუნებას.

სამხრეთ კავკასიის ქვეყნების გაზის სექტორში მიზანშეწონილია სოფიერით თანამედროვე ტექნოლოგიის დანერგვა. ასეთ ტექნოლოგიებს პირველ რიგში მიეკუთვნება:

- საშუალო წნეიანი გაზგამანაწილებელი ქსელები;
- პლასტიკური მასალებიდან დამზადებული მილსადენები;
- მიწისქვეშა მილსადენების აღდგენის ტექნოლოგიები მათი გაშიშვლების გარეშე;
- მილსადენების მთლიანობის შეფასების თანამედროვე ურდველი მეთოდები;
- გარდა ამისა, განსაკუთრებული ღონისძიებები უნდა დაიგეგმოს და განხორციელდეს საქართველოსა და სხვა კავკასიური ქვეყნების უსაფრთხოების გაუმჯობესებისათვის, რაც მოიცავს: ადგილობრივი რესურსების უპირატეს გამოყენებას, საწვავის იმპორტის წყაროებისა და მიწოდების მარშრუტების დივერსიფიკაციას და სტრატეგიული რეზერვების დაგროვებას და რაციონალურ ხარჯვას. ამ ღონისძიებების ეფექტური რეალიზაციისთვის საჭიროა:
- შესაბამისი პოლიტიკისა და საკანონმდებლო ინიციატივების შემუშავება მიმწოდებელთა მონოპოლისტური ქმედებების შემცირებისა და გაზის სექტორის ლიბერალიზაციისათვის დამოუკიდებელ გამანაწილებელ კომპანიათა აქტიური მხარდაჭერა თავისუფალი საბაზრო სექტორის სამართლიანი განაწილებისათვის;

- მოკლე და საშუალოვადიანი პერიოდისათვის პრიორიტეტული სტრატეგიული ამოცანის - გაზის მომარაგების წყაროების დივერსიფიკაციის უზრუნველყოფა;
- გრძელვადიანი პოლიტიკის ძირითადი ამოცანების - განახლებადი ენერგორესურსების (საქართველოში ჰიდროენერგეტიკის) ფართო ათვისებისა და გაზის წეის ინტეგრირებული ციკლის ტექნოლოგიის გამოყენებაზე დაფუძნებული მაღალეფექტური თბოელექტროსადგურების მშენებლობის ყოველმხრივი მხარდაჭერა;
- მიწისქვეშა გაზსადენების მშენებლობა / აღდგენა;
- მცირემასშტაბიანი თხევადი გაზისა და კომპრესირებული გაზის წარმოების, შენახვის, მიწოდების და გამოყენების ტექნოლოგიების დანერგვა;
- გაზის თანამედროვე - დეცენტრალიზებული კო- და ტრიგენერაციული სისტემების, მიკროტურბინებისა და თბური ელემენტების ფართო დანერგვა საყოფაცხოვრებო, კომერციულ და სამრეწველო სექტორებში.

და ბოლოს, გაზის ტრანსპორტირების, შენახვისა და გამოყენების თანამედროვე ტექნოლოგიების ფართო დანერგვა კასპია-შავი ზღვის რეგიონში დადებით ზეგავლენას მოახდენს გაზის მწარმოებელი და სატრანზიტო ქვეყნების განვითარებად ეკონომიკაზე და ენერგეტიკული უსაფრთხოების მნიშვნელოვან ამაღლებაზე, უფრო სოგადად კი დადებით ზეგავლენას მოახდენს როგორც რეგიონულ, ისე გლობალურ გეოპოლიტიკურ სიტუაციაზე.



Teimuraz Gochitashvili

NG New Supply Chains and Modern Technologies



Energy Efficiency Center Georgia

**Tbilisi
2004**

CONTENT

INTRODUCTION ACKNOWLEDGEMENTS

1. THE WORLD ENERGY DEVELOPMENT TENDENCIES

- 1.1. Natural Gas Resources and Consumption**
- 1.2 Europe**
 - 1.2.1. Supply Prospects from Russia**
 - 1.2.2. Supply Prospects from Caspian Region**
- 1.3. Turkey**
- 1.4. Economics of Pipelines**

2. GAS STORAGE TECHNOLOGIES AND EU EXPERIENCE

- 2.1 General Overview**
- 2.2. Types of Underground Gas Storages**
- 2.3. New Technologies for UGS**
 - 2.3.1. Geological Survey and Seismic Monitoring**
 - 2.3.2. UGS Modeling**
 - 2.3.3. Cushion Gas Management**
 - 2.3.4. Large Diameter and Horizontal Wells**
 - 2.3.5. Salt Caverns**
 - 2.3.6. Promising Technologies**
 - 2.3.7. Optimisation of UGS**

3. MODERN TECHNOLOGIES FOR GAS CONVERSION

- 3.1. Liquefied Natural Gas (LNG) Technologies**
- 3.2. Modern Cryogenic Technologies**
- 3.3. Large Scale LNG Facilities**
- 3.4. Small Scale LNG Production Technologies**
- 3.5. The Economics for Liquefaction Plant Projects**
- 3.6. Small-Scale Natural Gas Liquefiers**
- 3.7. LNG Storage Technologies**
- 3.8. LNG Transportation Technologies**
- 3.9. CNG Production Perspectives**
- 3.10 Gas to Liquid Technology (GTL)**

4. NG CONSUMPTION TECHNOLOGIES

- 4.1 Natural Gas in Residential Sector**
- 4.2 Gas Technologies for the Commercial Sector**
- 4.3 Industrial Demand of NG**
- 4.4 Technologies for the Transport Sector**

5. SHORT OVERVIEW OF PARTNER COUNTRIES NG SECTORS CURRENT AND PROPOSED DEVELOPMENTS

5.1 Armenia

- 5.1.1. Short overview of natural gas sector**
- 5.1.2. Natural Gas Sector Development**
- 5.1.3. Natural Gas Consumption**
- 5.1.4. Natural Gas Storage Facilities**
- 5.1.5. Some Aspects of Prospective Technologies for NG Utilization in Armenia**

5.2 Azerbaijan

- 5.2.1. Short Overview of Natural Gas Sector**
- 5.2.2. High Pressure Transmission Lines**
- 5.2.3. NG Storage Facilities**

5.3. Georgia

- 5.3.1. Energy Consumption: Historical and Expected**
- 5.3.2. Sources for Natural Gas Supply**
 - 5.3.2.1. Local Resources and Production Perspective**
 - 5.3.2.2. Planned Revenues for Natural Gas Transit in Georgia**
- 5.3.3. Energy Security**
 - 5.3.3.1. Main Transmission Pipelines and Security of Supply**
 - 5.3.3.2. Natural gas utilization perspectives in the Georgian energy sector**
 - 5.3.3.3. Energy resources strategic reserves and emerging technologies**

5.4. Greece

- 5.4.1. Natural Gas Market Structure and Regulation**
- 5.4.2. Natural Gas Supply**
- 5.4.3. Natural Gas Transmission and Distribution Systems**
- 5.4.4. LNG Terminal**
- 5.4.5. Natural Gas Consumption**

6. CONCLUSIONS AND RECOMENDATIONS

ACKNOWLEDGMENT

The manual was prepared by Dr., Prof. Teimuraz Gochitashvili - Scientific Coordinator of EEC Georgia OPET Project. Besides the author the other specialists of EEC Georgia were team members and participated in the design of this book: George Abulashvili, Manana Dadiani, Liana Garibashvili, Tengiz Ivanidze, Teimuraz Djavakhishvili, Ketii Mirianashvili.

The author is very grateful to NATO ARW workshop participants-scientists and specialists, and especially to Dr. Hetland (Norway, OPET ARCTIC, Co-director of NATO ARW), Dr. Nitzov (Belgium), Dr. Farvet (France), Dr. Dahl (Norway), Dr. Christensen (Denmark), Dr. Rikov (Russia), Dr. Abdullajev (Azerbaijan) for the presentation of a very interesting and useful material.

The manual also benefited from information provided by the WP-16 partner-organizations representatives: Dr. Amarantos (Greece), Dr. Einavi (Israel), Mrs. Sadikh_Zade (Azerbaijan), Dr. Sargsyan (Armenia), Dr. Shatvorian (Armenia), Dr., Prof. Beroshvili, Dr. Mestvirishvili (Georgia), Dr. Kherodinashvili (Georgia), Mr. Nebieridze (Georgia)

The materials prepared by: George Marshall European Centre for Security, within Tacis and OPET programs has been utilized as well. Also the analytical and statistical materials published by the Turkish BOTAS, Center for Global Energy, International Energy Agency (IEA), Georgian International Oil Corporation (GIOC) has been utilized in the manual.

INTRODUCTION

The natural gas captures more widely the European and the world energy market. Due to the peculiarity of NG transportation, storage and utilization, it reliable supply to the consumers is a significant problem. One of the ways of the successful solution of the problem is the diversification of the NG supply sources and routes, its storage as well as wide application of new technologies and transformation NG to liquefied fuel, which is more convenient for transportation and consumption. Besides this the rehabilitation and modernization of the existent infrastructure for gas transportation, storage and distribution might play a significant role, especially in Eastern European and CIS countries, where such kind of works had not been actually carried out for the last decade.

The main goal of the manual is to provide the information to the interested institutions, experts, decision makers, students of technical universities and high schools - on the problems of NG guaranteed supply to the growing energy markets and modern technologies of gas transport, conversion, storage and utilization.

The manual consists of the two main parts: Potential gas supply sources to the International energy markets and overview of the gas storage, liquefaction and utilization modern technologies. Manual is mainly based on the materials of the workshops: "Promotion of Natural Gas Technologies" organized in frames of WP 16 of "Cleaner Fossil Fuel OPET Project" and "Security of NG Supply through Transit Countries" (ARW) financed by NATO's scientific program for the advanced research.

1. THE WORLD ENERGY DEVELOPMENT TENDENCIES

1.1 Natural Gas Resources and Consumption

The market for natural gas is gradually expanding worldwide, including Europe. The supply of European market from the remote Caspian gas fields requires infrastructure development and introduction of modern technologies that may affect the producer, transit and consumer countries' energy security and more general the geopolitical development on local, regional and global levels.

The global energy intensity has steadily increased during the last quarter of the twentieth century. However, from year 2000 to 2030 a doubling of the demand of primary resources (from 9 billion toes to 18 billion toes) and tripling to 2050 (approximately to 25-30 btoe) is expected. Especially significant growth is expected in natural gas demand (from 2,33 btoe in 2003¹²⁵ to approximately 4,0 billion toe in 20200), as predicted by various development scenarios^{126,127}.

There is a considerable change in the structure of the utilization of the global primary energy resources. As coal prevailed until the 1970-ies, oil products were prone to gradually replace solid fuels. And, since the 1980-ies natural gas and renewable energy sources are likely to substitute oil.

It is still expected that fossil fuels will play a significant role in future. By the year 2050 it is assumed that 2/3 of the total energy use will be needed to balance the demand – as compared to the present level of 85%.

Coal forms about 60% of the global fossil fuel resources that are relatively evenly distributed around the world in more than 90 countries. The relative share of the coal consumption had a peak of 70% around 1900, but since then the relative importance has been on decline. Nowadays approximately ¼ of the global fossil fuel consumption is by solids, from which 60 % is used for power generation. Difficulties of transportation and adverse emissions, determines low quantity of coal imports on the international market (about 10 % of the total consumption). The future prospects for coal will largely depend on the impacts of the deregulation of the energy markets, and new policies to reduce greenhouse gas emissions, and also of technological innovations.

According to the latest assessments¹²⁸ the proven reserves of oil, mainly concentrated in the Middle East, increased from 86 btoe in 1973 to 140 btoe in 2000. The total proven reserves of crude oil and gas liquids at the end of 2003 aggregates roughly to 157 btoe that allows continuing current rate of production for 41 more years¹²⁹.

A major advantage of oil is its high energy density (calorific value – around 42-43 MJ/kg), easier transportation and consumption. The ratio of hydrogen atoms to carbon atom is typically around 2:1. That's why a complete combustion of oil emits less CO₂ and other pollutants than a complete combustion of coal per unit of energy (73 –75 gCO₂/MJ at stoichiometric combustion).

Oil still is a more important energy resource and meets almost 47 % of the global energy demand. The share of oil consumption had a peak of 50% around 1990, but is now declining.

¹²⁵ bp statistical review 2003, June 2004

¹²⁶ Pierre-Rene Bauquis, Reappraisal of energy supply-demand in 2050 shows big role for fossil fuels, *Oil & Gas Journal*, Feb. 17, 2003

¹²⁷ Pierre-Rene Bauquis, *La Revue de l'Energie*, # 509, September, 1999

¹²⁸ Survey of Energy Resources, World Energy Council, 2001

¹²⁹ bp statistical review 2003, June 2004

The total proven reserves of natural gas amount approximately to 164 Tcm (roughly tripled in comparison with 1973 data), that is sufficient for over 65 years by current rate of world production (2.7 Tcm at 2003)^{130,131}.

Natural gas has the highest energy density – calorific value of around 50-55 MJ/kg (35-40 MJ/m³). The ratio of hydrogen atoms to carbon atom are typically around 4:1 that results in the lowest carbon dioxide emission – 56 gCO₂/MJ (see Figure 1). A significant emission reduction can be achieved by switching from solid and liquid fuels to gas. This is much owing to the ability of natural gas to combine high firing temperature in modern gas turbines in combined cycles that lead to an increased interest in using gas in power generation. Hence, state-of-the art gas power plants offer efficiencies up to 58% in contrast to coal that offers maximum 47-48 %, and oil around 50 %.

At the same time a relatively high cost of gas transportation¹³² may affect investment opportunities in transportation pertaining to pipeline systems and the production and distribution of LNG and related markets¹³³. Thus, natural gas significantly differs from oil that is a universal commodity with international prices, whereas gas prices and contracts are often specific to local or regional markets.

Depending on type and application the transport expenses of hydrocarbons varies within wide range. Usually, overseas transportation of oil by tankers is more convenient than through pipelines. Therefore, the oil pipelines are used only from the place of extraction to the seashore or to the oil processing plant. For natural gas supply up to three thousand kilometres onshore pipelines tend to be preferable, whereas LNG carriers probably would be the only option for the transportation above ten thousand kilometres. And, for shorter distances sub-sea pipelines for gas transportation could be suitable.

The aggregated length of constructed pipelines around the world exceeds some tens of thousand kilometres per annum. In the year 2000 projects concerning roughly 225 significant main pipelines of crude oil, petroleum products and natural gas were planned, designed and constructed. The work on new pipelines pertained to a total length of 52600 km whereof 70% were gas pipelines. The pipelines were intensively developed in the USA and the Caspian region that accounted for about 18% and 17% respectively of the world activities¹³⁴.

The energy demand of the different regions of the world and the supply potential are rather unbalanced. As the importer countries lack local resources, the producer countries are able to produce more than their own demands. In 2001 the global export of gas amounted to 554.4 bcm, including natural gas exports (411.3 bcm) through pipelines. In 2001 Russia was the largest exporter with 126.9 bcm NG exported to Europe. Export from Canada amounted to 109.1 bcm, from Algeria – 57.7 bcm, from Norway – 50.5 bcm, from Netherlands – 45.2 bcm. 23 % of the global and roughly 35 % of the European demand for gas was secured by import¹³⁵. This process would become more intensive in the future.

In order to avoid a deficiency in energy supply alternative ways of delivering the primary energy sources to the market are needed such as pipelines versus LNG, that results in a several supply conditions that, eventually, may have a bearing on the economics.

¹³⁰ bp statistical review 2003, June 2004

¹³¹ Natural Gas Information, IEA Statistics, 2001

¹³² Boyko Nitsov, Transit countries: What to expect? Presentation at NATO ARW "Security of Natural Gas Supply through Transit Countries", Tbilisi, May, 2003

¹³³ Oil & Gas, World Market Overview, www.tradepartners.gov.uk

¹³⁴ Warren R. True, Push US natural gas construction plans, Oil & Gas Journal, Sept. 3, 2001

¹³⁵ Natural Gas Information, IEA Statistics, 2001

1.2 Europe

The European gas demand is fast growing. According to various estimations the import dependency of the EU countries will rise to some 65-70 % in 2020. According to special studies conducted under the EU ETAP Programme the gas demand in Europe will rise 642 bcm by 2010 and 777 bcm by 2020 (Figure 1.2)¹³⁶.

The plans of the European Union include expected consequences of the liberalised gas market and the strategy of diversified supplies¹³⁷, and aim at:

- Connecting the gas networks of the UK, the Netherlands, Germany and Russia, improving the interoperability of the networks, and increase of security of supply;
- Construct new pipeline and increase the Algerian export potential to France and Spain;
- Provide import of the Caspian gas and gas from other remote regions into EU, including the Greece-Turkey and Italy-Greece gas pipelines;
- Create a new LNG chains to France, Italy, Portugal and Spain by means of construction LNG terminals and diversifying of supply sources and entry points;
- Establish underground storage capacity for natural gas in Spain, Portugal and Greece: increasing capacity in Spain and construction of the first facilities in Portugal and Greece (Source: European Commission).

According to a study carried out by Observatoire Mediterranee de l'Energie in 2001, investments of more than 200 billion Euros will be required over the next 20 years to deliver additional volumes of gas to Europe to meet forecasted demand. Of the five priority new gas projects named above, three are "axes", or corridors, along which gas should flow freely: Russia-Germany-the Netherlands-UK; Algeria-Spain-France; and from the Caspian Sea/Middle East through transit countries into Europe (see Figure 1.3). The fourth priority comprises LNG terminals in France, Spain, Portugal and Italy; the fifth is underground storage in Spain, Portugal and Greece, where the gas infrastructure is still under construction.

European Commission supports the European gas grid operators association (GTE) and gas sector regulators work on improving the use of existing infrastructure at bottlenecks, introducing "use-it-or-lose-it" rules, cost-reflective tariffs taking into account savings made by gas swaps and transparency in spare capacity. This is the work of the Madrid gas forum, chaired by the Commission and attended by governments, regulators, ETSO (the European Transmission System Operators), costumers and end users.

On technical harmonisation, "soft measures" have been identified that, the Commission claims, are likely to increase available capacity by up to 20%. On long term contracts, the Commission concedes that infrastructure investments are usually underpinned by long term take or pay contracts. These should be flexible and reflect changing market conditions. At the same time, it will be on the look-out for common restrictions, such as joint sales arrangement of producers, territorial restrictions on reselling gas or use restrictions on consumers forbidding them to resell the gas.

Forecasts for the natural gas demand in Europe for the period 2005-2020 are shown in Table 1¹³⁸. The European countries have guaranteed supply contracts roughly until 2010. Beyond that period Europe may expect a shortage of natural gas amounting to 100-200 bcm per annum (until 2020). The liberalised European energy market will become instrumental to the growing gas demand¹³⁹.

¹³⁶ Study of Observatoire Mediterranee de L'energie (OME) Institution

¹³⁷ The weakest-links. EU Energy 25, 31 January 2002

¹³⁸ T.Gochitashvili, L.Kurdgetashvili, Comparative analyses for Russian and Caspian natural gas export to Europe, Proceedings of 25th IEEA International Conference, Aberdeen, June, 2002, <http://www.iacc.org>

¹³⁹ D. Saleclius, Europe steps on the gas. Oil & Gas Journal, September 4, 2000

Table 1.1. The market for Caspian gas in bcm per annum

	Europe	Turkey	Georgia	Armenia	Total
1990	319	3.5	5.3	4.5	323.3
2000	456	14.8	1.0	1.5	473
2005	475-515	23-30	1.5-2.0	1.7	501-548
2010	515-586	32-45	2.5-3.5	2.5	552-637
2015	550-655	40-57	4.0-5.0	4.2	698-721
2020	650-720	50-65	4.5-5.5	5.5	710-798

1.2.1 Supply Prospects from Russia

Russia and Algeria remain the main importers (roughly 35 % of demand in the 1999-20000 years) to Europe. The main local producers and importers to other European countries were UK, Netherlands and Norway (Figure 1.4).

In the foreseeable future a strong requirement for gas supply to Europe from new sources, including those of the Caspian region is likely to occur. The Caspian gas will have to compete primarily with the established suppliers, first of all with Russia, among them.

Russia owns approximately one third of world gas reserves. According to International Energy Agency at the beginning of 2001 proven and probable reserves stood at 46,9 tcm. The west Siberian basin has 37 tcm of reserves, or 79% of the country's total. The Continental Shelf (mainly Barents Sea, Sakhalin) has 4 tcm. "Russian Energy Strategy up to 2020" names 127 tcm prognosis for country's gas resources¹⁴⁰.

Gazprom has licenses for the exploitation of 34 tcm of proven and probable reserves, or 73% of the total reserves (Gazprom statistics asserts that its share in national reserves is 64% or 29.9 tcm. International Independent Reserves Audit that investigated 84% of Gazprom fields approved 19,4 tcm proven and probable Gazprom reserves). About 30% of gas reserves are in hands of the other companies.

60% of Gazprom's reserves are concentrated in small number of fields in the Nadym-Pur-Taz region of West Siberia. As Russian Energy Strategy says three of these giant fields in West Siberia (Medvezh'ye, Yamburg and Urengoi) are already in the stage of production decline. But starting from 2002 the company solves this problem by raising production from new Zapolyarnoye field and other fields in the same area. Later on the giant Shtokmanovskoye gas field in Barents Sea and the Yamal peninsula huge gas reserves are planned to put into operation.

Russia will stay major gas supplier to Europe and FSU countries. In coming decades it also will try to enhance the supply market to Asia (China, Japan, Korea, etc.) and to North America (mainly USA).

In Table 1.2 the production data are shown according to¹⁴¹. Gas production in 2002 was 595 bcm – an increase by 14 bcm in comparison with 2001.

Table 1.2. Russian gas production (actual and forecasted)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Russia, bcm	594,8	601,0	570,5	590,7	590,8	584,2	581,0
	2005	2010	2015	2020			
	580-600	615-655	640-690	660-700			

¹⁴⁰ Russian Gas Supply and Some Prospects of Small Scale LNG Units, by Vladimir Feygin & Yuri Rykov, NATO ARW "Security of Natural Gas Supply through Transit Countries", Tbilisi, 2003

¹⁴¹ Russian Energy Policy, Review 2002, IEA

Russian Energy Strategy forecasts the increase in gas production to 635-665 bcm in 2010 and up to 680-730 bcm in 2020. Thus, it is somehow higher than IEA estimations. The share of west Siberian production will decrease though still will provide the main input. The share of east Siberian (mainly Kovykta) and Far East (mainly Sakhalin) fields will increase mainly after 2010. It occurs to be very costly to develop giant Yamal reserves and hence IEA foresees start of their operation after 2015 though. Gazprom management tells that Yamal production will start before 2010 and before Shтокman comes into production.

Significant volume of gas produced in Russia is exported to Europe and FSU countries. The export data for 2000 to FSU (CIS) republics and Europe are given in table 1.3¹⁴².

Table 1.3. Russian export to CIS, Baltic countries and Europe, 2000, bcm

	Gazprom	ITERA	Export total
Ukraine	27,8	31,1 (16,1*)	58,9
Belorus	10,8	5,8	16,6
Moldova	1,8	0,6 (0,4*)	2,4
Georgia		1,0*	1,0
Armenia		1,4*	1,4
Azerbaijan		0,3	0,3
Lithuania	2,0	0,6	2,6
Latvia	1,0	0,4	1,4
Estonia	0,6	0,2	0,8
Kazakhstan		0,7	0,7
FSU total		42,1	86,1
Former Yugoslavia			3,5
Romania			3,2
Bulgaria			3,2
Hungary			6,5
Poland			6,8
Czech republic			7,5
Slovakia			7,9
CE and EE total			38,6
Greece			1,6
Turkey			10,3
Finland			4,3
Austria			5,1
Switzerland			0,4
France			12,9
Italy			21,8
Germany			34,0
SE and WE total			90,4
Europe total			129,0

* Indicates volumes of Central Asian gas transit and sales

¹⁴²Russian Gas Supply and Some Prospects of Small Scale LNG Units, by Vladimir Feygla & Yuri Rykov, NATO ARW "Security of Natural Gas Supply through Transit Countries", Tbilisi, 2003

It is anticipated that total volume of Russian export to FSU will not significantly change in the 2020 perspective. The main increase in export will come from extended European export. Meanwhile it is worth to mention that Russia has the ambitions to extend its supply and diversify gas export to China, Korea and possibly to Japan (20 bcm by 2030)¹⁴³.

Russian Energy Strategy¹⁴⁴ predicts the following figures for the forecast of export volumes, without re-export from Central Asia (Table 1.4) and anticipates the export to Europe to be in 2020 about 160 – 165 bcm.

Table 1.4. Forecast of Russian natural gas total export volume, bcm

	1995	2000	2005	2010	2015	2020
Export volume	193	194	197-199	217-230	231-242	236-245

New variant of strategy significantly decreases export figures. As in previous version export to Europe was estimated as 200 – 210 bcm. This fact marks certain degree of instability in gas industry conditions and hence in forecasting.

Present situation in Russian gas industry contains some uncertainties¹⁴⁵. All main future perspectives in gas production – Shtokmanovskoye field, Yamal peninsula fields, Kovykta fields, Sakhalin project – require significant amount of investments and technological innovations. From the other side, the wear percentage in present supplying capacities is above 50%. This invoked the misbalance of fuel for energy production in favor of natural gas and thus secures little amount of money for infrastructure modernization and innovations. Technologically gas equipment is also in need for improvements. For example, Russian industry only starts production of modern gas turbine facilities for gas transportation and yet has not manufactured sizable amounts of turbines for power generation. As a consequence energy efficiency of operating equipment is significantly (approximately twice) less than by using modern equipment. Because of this and other (mainly structural) reasons overall energy intensity of Russian economy is significantly higher than in most developed countries. It seems that foreign investments should play essential role in future progress.

Some European countries have supported the most significant Russian project for the near future. As officially was stated the UK is ready to invest some US\$6 billion for the development of the North-European pipeline system to take gas from Russian Barents Sea to Europe via the Baltic Sea.

To maintain and extend export possibilities to Europe it is necessary that Russia develops new fields and constructs new pipelines. According to Russian Energy Policy (Review 2002), three main objects have to be constructed in the future ~ 20 year perspective:

- pipeline system from Shtokmann field,
- pipeline system from Yamal with possible extension to Blue Stream,
- North-European pipeline.

It is clear that all these projects are rather ambitious, because Shtokmann pipeline is planned to be high depth undersea, Yamal pipeline will be laid through tough and ecologically sensitive environment of arctic tundra, and Baltic chain requires the combination of sea and ground transport.

The “Blue Stream” sub-sea pipeline (BS) project was constructed to deliver gas from the Russian Black Sea region to Turkey without involving any transit country. Gas might be Russian, Turkmen or Kazakhstan. However, in contrast to Gazprom’s expectation the delivery through the

¹⁴³ World Energy Outlook 2002, Chapter 8, IEA

¹⁴⁴ Russian Energy Strategy up to 2020, www.mte.gov.ru

¹⁴⁵ Russian Gas Supply and Some Prospects of Small Scale LNG Units, by Vladimir Feygin & Yuri Rykov, NATO ARW “Security of Natural Gas Supply through Transit Countries”, Tbilisi, 2003

Blue Stream system has been delayed for a long time because of disputes with Turkey. To resolve problem, the Russian presidential envoy to the Caspian Region, Mr. Viktor Kalyuzhnyi, offered to build a gas pipeline at Gazprom expenses to link the Azeri Shah Deniz field to the Blue Stream at Astrakhan compressor station on the Russian side. From this place the Azeri gas may be routed to Turkey – and eventually delivered at discounted prices. The reaction from Azeri state oil company, SOCAR, and the Shah Deniz project partners was quite negative as they claimed this proposal to kill the project of the South Caucasus Pipeline System¹⁴⁶.

In parallel Gazprom initiated negotiations with Georgian officials to squeeze out the Russian controlled company Itera from the local market. Moreover the state-owned Georgian Gas International Corporation, GGIC, planned to create a Joint Venture with Gazprom in order to share ownership of the Georgian main gas pipelines. This included a new pipeline segment through the Georgian territory to deliver Russian gas into Turkey. The immediate public reaction was quite negative, and the proposal was withdrawn - at least for a while. Eventually, this reaction was shared by US Shah Deniz project supporters. Meanwhile Georgia – owing to shortage of energy – has to rely upon Russian supplies until the Shah Deniz gas becomes available by late 2006.

Consequently Russia seems to continue harbouring its ambition to control natural gas exports from Caspian region. This pursuit is partially supported by the lack of competition and the absence of appropriate activities by western companies¹⁴⁷.

Consequently it may be concluded that there is a huge potential in Russian reserves, but most probably the development of these reserves and supply chains would require attraction of sizable foreign investments. But this relies first of all on the tendencies of the gas market liberalization processes in this country.

1.2.2. Supply Prospects from Caspian Region

In order to secure the future sustainable development, European net importers should avoid international gas market substantial dependence on large suppliers. At the same time, Russia, being the largest and one of the most influential exporters of natural gas, is trying to enhance its influence. Particularly within the former Soviet Republics and Eastern Europe the Russian business policy is de facto to operate as a monopolist in the natural gas market. Examples are the construction of a natural gas transportation system designated “Blue Stream” that has been politically substantiated, and the long term contracts recently made with Central Asian States on natural gas deliveries. Under these conditions, the Caspian region – being owner of abundant energy resources and South Caucasus being a prospective provider of transportation routes may play a significant strategic role in the future.

Estimated proven reserves of Caspian reservoirs total approximately 10 Tcm (whereof 8 Tcm belong to Azerbaijan, Kazakhstan, Turkmenistan and Uzbekistan). Additional proposed resources are 32 Tcm, which roughly correspond to 75-80 years of current European import level. This is somewhat lower than that of the major world exporters as only proven Russian reserves aggregate to some 47 Tcm, Iran 24.3 Tcm, and Qatar 10.9 Tcm. Likewise the Caspian reserves exceed the reserves of such big producers as the United Arab Emirates (6.0 Tcm), Saudi Arabia (5.8 Tcm), USA (4.7 Tcm), and Algeria (4.5 Tcm)¹⁴⁸.

The main Caspian resources locate in the North and South parts of Caspian Sea and adjacent onshore areas¹⁴⁹.

¹⁴⁶ Y. Kristalov, Statoil confident on sales. Caspian business News, June 9, 2003

¹⁴⁷ Production of gas: prognosis and scenarios, October, 2001, WWW.Ncftegas.RU

¹⁴⁸ Survey of Energy Resources, World Energy Council, 2001

¹⁴⁹ Source: Center for Global Energy Studies, 2002

Azerbaijan is one of the early developers of gas industry, using natural gas for industrial applications from the 1860-ies. Roughly a total of 470 bcm of natural gas has been produced in Azerbaijan over these years. Proven reserves of Azerbaijan amount to 1.37 Tcm (see **Error! Reference source not found.**1.6). Estimated resources that are of deemed economic aggregate approximately to 1.9 Tcm. Other sources like Cedigas have stipulated the total gas resources of Azerbaijan amounting to some 3-5 Tcm. Owing to the uncertainty caused by a low survey rate applied to a widespread area of assumed gas reservoirs¹⁵⁰ such an optimistic quotation may be justified.

Azerbaijan is attracting interests of western companies not only for its rich hydrocarbon resources, but also because of its key location for the Caspian oil and gas export to international markets.

The local annual production of Azerbaijan amounted to 4.5-6 bcm over the recent years. Because of limitations of the existing offshore pipelines capacity, more than half of the current gas production is reportedly flared or vented. The country's total demand is secured by imports of Russian natural gas (4-6 bcm p.a.).

The production of the Azerbaijani State Oil Company will remain rather high until 2010. From 2005-2006 the country will receive additional amounts from the Shah Deniz and Azeri-Chirag-Guneshli fields (phase I).

Furthermore, Azerbaijan is planning an annual production of up to 24-30 bcm. The potential of already exploited oil and gas reservoirs for associated gas and other gas reservoirs that are under exploration provides an export potential of approximately 16-20 bcm p.a. in foreseeable future.

The proven reserves of Kazakhstan amounts approximately to 1.9 Tcm, including 1.3 Tcm of the giant Karachaganak field. Kazakhstan produces about 13 bcm per annum, and consumes approximately 12.6 bcm (2003)¹⁵¹. It further exports gas to Russia from its western production fields, at the same time gas is imported to the south-eastern regions from neighbouring Turkmenistan and Uzbekistan. Kazakhstan also possesses significant amounts of other resources with development prospective in the near future. This involves plans for increasing the gas production up to 60 bcm by the year 2010, whereof roughly 40 bcm is for export.

The same situation is anticipated in Uzbekistan having a proved reserve 1.85 Tcm, production rate of some 54 bcm and consumption rate of some 47 bcm of natural gas per year.

During the 1980-ies and early 1990-ies Turkmenistan used to be the fourth largest natural gas producer after the Russian Federation, the USA and Canada. The country possesses large gas fields such as the super giant Dauletabad field that offers roughly 40 bcm per year. Also some oil fields contain large volumes of associated gas¹⁵². Total reserve of Turkmenistan amount some 2.9 Tcm. After the fall of the Soviet Union, there was a recession in the Turkmen production of around 75 percent. The main reason for this dramatic decrease can be explained to be the denial of access to Russian pipelines, and due to the absence of alternative export pipelines to the major customers. Nowadays a main part of the Turkmen gas is exported through Russian pipelines, whereas a smaller part goes to Iran.

Current (2003) Turkmen production amounts to 55 bcm. By the year 2010 the country plans to produce up to 100 bcm, and further increase its production up to 120-130 bcm by 2020. Most of these volumes are targeted for export, mainly to Europe that will receive up to 50 bcm in 2010 and 100 bcm in 2020^{153,154}.

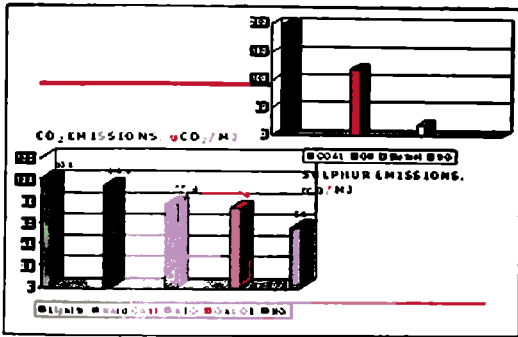
¹⁵⁰ Centre for Global Energy Studies, 2002

¹⁵¹ bp Statistical Review 2003, June, 2004

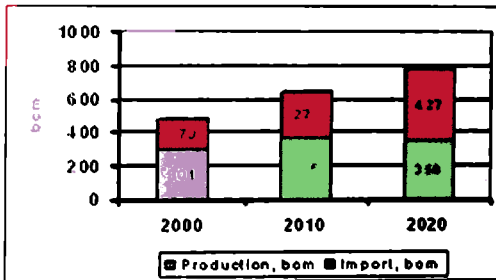
¹⁵² James P. Dorian, Oil, Gas in FSU Central Asia, Northwestern China. Oil & Gas Journal, September, 10,2002

¹⁵³ Caspian Oil and Gas, The Supply Potential of Central Asia and Trans Caucasus, IEA, 1998

¹⁵⁴ Orhan Değermenci, EU Study of Caspian Area oil, gas pipelines compares routes, costs. Oil & Gas Journal, X 5, 2001



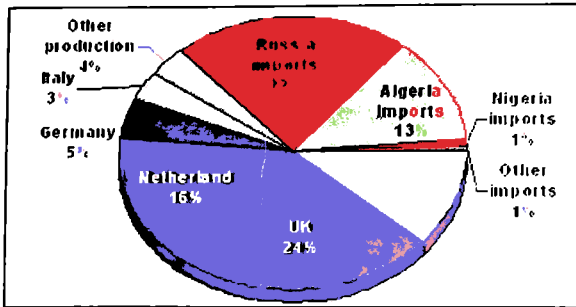
ნახ. 1.1.2. გაზის წარმოების, იმპორტისა და მოთხოვნის პროგნოზი უკრაინაში
 Figure 1.1. Emissions by combustion of various fuels



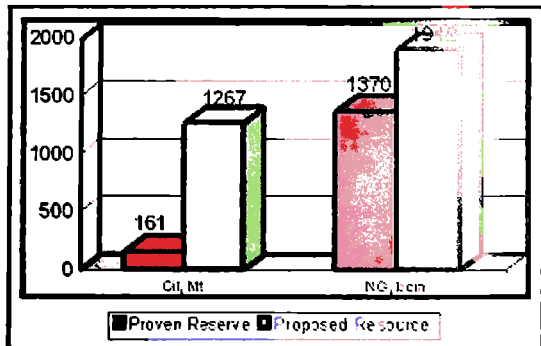
ნახ. 1.1.2. გაზის წარმოების, იმპორტისა და მოთხოვნის პროგნოზი უკრაინაში
 Figure 1.2. European gas production, import and demand forecasts



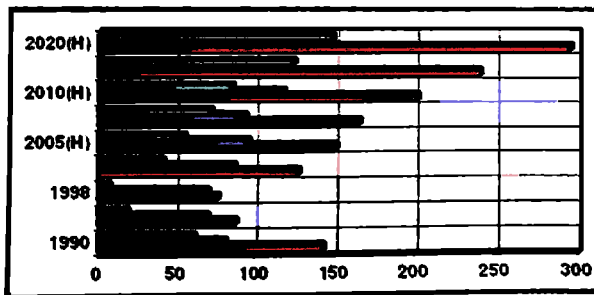
ნახ. 1.3. უკრაინაში გაზის მიწოდების პრიორიტეტული ტერაქები
 Figure 1.3. New gas priority axes (Source: The weakest links, EU Energy 25, 31 January 2002)



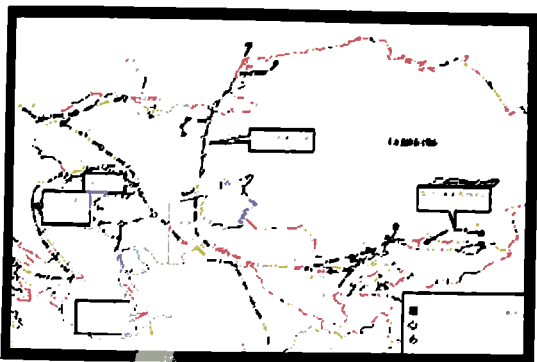
ნახ. 1.4. გაზის ძირითადი მიმწოდებლები ევროპის ბაზარზე
 Figure 1.4. Main suppliers of European countries



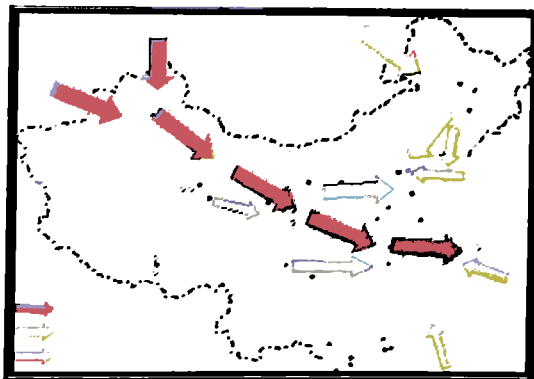
ნახ. 1.5. აზერბაიჯანის ნავთობისა და გაზის რეზერვები და რესურსი
 Figure 1.5. Azerbaijani Oil and Gas Reserves and Resources



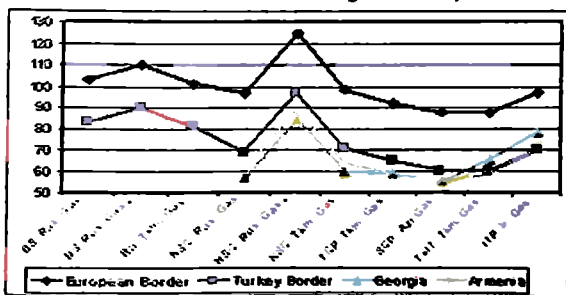
ნახ. 1.6. კასპიის გაზის წარმოების პერსპექტივები
 Figure 1.6. Caspian gas prospects



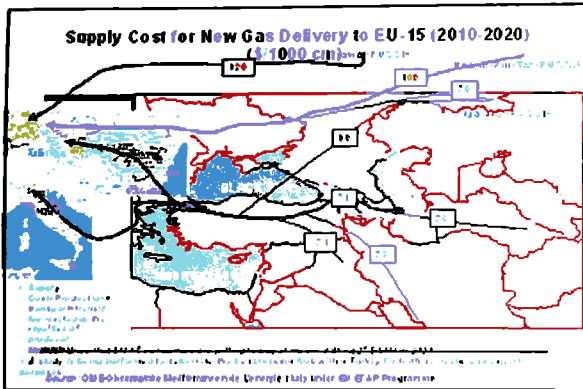
ნახ. 1.7. ცენტრალური აზიის ძირითადი მაგისტრალური გაზსადენები
Figure 1.7. Central Asian Natural Gas Main Export Pipelines



ნახ. 1.8. გაზის პირობების შესაძლო მარშრუტები ჩინეთში
Figure 1.8. Key Streams of NG in China

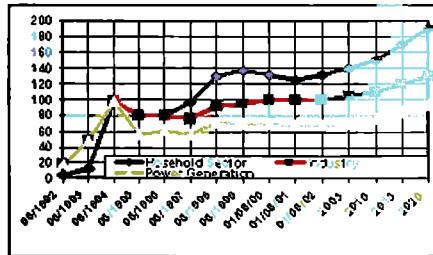


ნახ. 1.9. კასპიის გაზის ზღვრული ფასები სხვადასხვა მარშრუტის გამოყენების დროს
Figure 1.9. Marginal prices for Caspian gas by transportation through different Pipelines



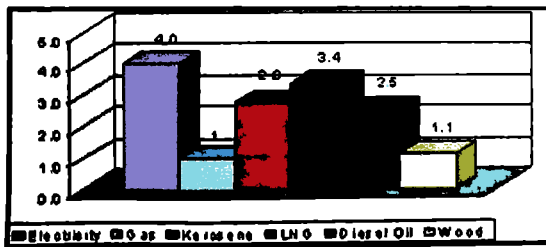
ნახ. 1.10. გაზის ევროპაში მიწოდების ღირებულება

Figure 1.10. Supply cost for gas delivery to Europe



ნახ. 1.11. გაზის ფასი საქართველოში

Figure 1.11. Georgia. Natural gas prices



ნახ. 1.12. ენერგეტიკული რესურსების ფასების შედარება. საქართველო, 2002 წ

Figure 1.12. Comparative prices of energy resources in Georgia 2002

An estimated cost of the gas at the wellhead in Turkmenistan is less than US\$20/1000m³ (by some estimates up to 1 \$/bbl of oil equivalent). In 1999 the Russian-based Gazprom solicited a multi year gas contract from Turkmenistan that was locked for some period, due to price¹⁵⁵. The final agreement of 20 bcm of gas was entered into in the year 2000 with a contracted tariff of US\$36/1000m³. In 2001 Turkmenistan requested to raise the price to US\$38/1000m³ reckoned at the border with Kazakhstan. The US-based - but Russian controlled - company Itera was the main trader to deal with the Turkmen gas. Itera signed a contract at a higher price for an additional amount of 10 bcm gas. Recently a 25-year contract was signed by Gazprom and Turkmenistan for delivery of natural gas to Russia at US\$44/1000m³. As agreed upon 50% of the contract is to be paid in cash and 50% in kind.

The transportation tariff of Caspian gas through Russian pipelines, following the Resolution of the Russian State Federal Commission has been limited at US\$16/1000m³ per 1000 km. The added value to Central Asian gas on the Russian territory is quite impressive, as it increases by US\$20-40/1000m³ (depending on route). An average of US\$20-38/1000m³ will be paid for the Caspian gas to Western Europe or Turkey through territories of countries like Ukraine, the Balkan States, Slovakia, and the Czech Republic. Significant increase of added value for the Turkmen gas through Russian pipelines may weaken its competitiveness on international markets (see Study of Observatoire Méditerranéen de L'énergie – OME Institution).

Perhaps Turkmenistan has assumed a strategic importance of a long-term contract with Russia on natural gas delivery. However, when Russia and Iran in the future may develop their production and pipeline capacity for their export of natural gas, no firm alternative exists to Turkmenistan but to sell its gas to said re-exporters at a price dictated by them. In the long run Turkmenistan appears to be the looser in this deal as Turkmenistan is dependent on these two gas-rich countries¹⁵⁶.

Forecasts for the Caspian gas production made by BP and the Center for Global Energy Studies based on Wood and Mackenzie, show that by year 2020 it could be possible to produce 320 bcm of gas annually. However, taking into consideration more recent development of the international energy market, this forecast is conceived to be rather exaggerated. Figure 1.7 presents another forecast for Caspian gas, based on a more conservative development scenario (including the higher and lower production rate of Caspian reservoirs)¹⁵⁷

Turkey, the South Caucasus Countries and South-Eastern Europe seem to be the most promising markets for the Caspian gas. Recent statistics show that Armenia imported 100 %, whereas Georgia and Turkey roughly 95 %, and the South-Eastern European countries around 70% of its gas consumption (2000, 2001). All these countries currently import natural gas through existing pipelines mainly controlled by the Russian Gazprom or its subsidiaries.

Figure 1.8 presents existing systems of gas mains for export of Caspian (Central Asian) NG to International markets, considering the perspectives of Caspian (Central Asian) natural gas export to NIS, Europe, China and Pakistan (via Afghanistan).

Figure 1.9 shows the planned natural gas main lines in China from Russia and Central Asia via Western China provinces, from Eastern Siberia (Russia) via Inner Mongolia province and from local West and Central China gas deposits to Eastern part of the country¹⁵⁸. Possible options of Caspian gas delivery to China are as follows¹⁵⁹.

¹⁵⁵ Platt's Oil gram news, May, 23, 2000

¹⁵⁶ M.Foss, G.Gulen, B Shenoy, Caspian Pipeline prospects hinge on transparent. Oil & Gas Journal, August 21, 2000

¹⁵⁷ T.Gochitashvili, Natural Gas to Europe XXI Century through Georgia. Center for Strategic Research and Development of Georgia, Bulletin # 13, 2000

¹⁵⁸ Liu Xiaoli, Gas Demand-Supply Outlook in China. Materials of International Workshop on Development Strategy and Technical Utilization of Natural Gas Sector, February 2004, Guangzhou, China

¹⁵⁹ Caspian Gas Strategies for Development, Materials of International Conference, Brussels, November, 2003

- Prolongation of existing gas mains Bukhara – Tashkent – Bishkek -Almati to Taldy-Kyrgan and further to Drujba;
- Construction of new gas main Ishim (Russia) – Petropavlosk – Kokchetav – Astana – Karaganda – Balkhash – Drujba;
- Construction of new segment of gas mains: Chelkar – Kysyl-Orda – Shimkent, further using of existing gas mains: Bukhara – Tashkent – Bishkek – Almaty and prolongation to Taldy-Kyrgan and further to Drujba.

Competitiveness of all possible routes for delivery of the Caspian NG to European market with other options can play significant role for the development prospective of the new, western pipeline systems from region.

1.3. Turkey

The consumption of natural gas in Turkey is growing rapidly. Owing to its proximity to the Caspian resources Turkey is seen as an attractive market. Traditionally Turkey has been supplied by gas from Russia via Ukraine and Balkans. In 1987 the gas consumption in Turkey was 0.5 bcm, whereas the imports of the year 2002 reached approximately 19 bcm. The length of the existing high pressure pipelines total some 4700 km. At the completion of ongoing projects the length will become some 8000 km¹⁶⁰. The basic factors that support this significant growth are the dynamical economy of Turkey along with programs for industrialization, urbanization and environmental issues. Also the energy sources diversification policy is of some relevance.

Long term contracts have already been signed by Russia and the Turkish pipeline company BOTAS concerning the supply of 6 bcm from the western part of the Russian Federation and 8 bcm from the Russian company Turgusgaz through the existing pipelines. Additionally 16 bcm will be supplied through the Blue Stream pipeline during the next 23-25 years. In addition Turkey will receive 4 bcm as LNG from Algeria (till 2014) and another 1.2 bcm as LNG from Nigeria (till 2021). Turkey has also secured supplies of 55.4 bcm for 2010 and 61.3 for 2020 by additional export agreements with Iran (10 bcm till 2026), Turkmenistan (16 bcm, 2006-2036) and Azerbaijan (6.6 bcm, 2006-2020). Furthermore, considerations are made to take 10 bcm of gas from the Iraqi reserves (3.7 Tcm).

According to the recent estimates made by BOTAS the forecasted demand of Turkey is roughly 55 bcm in 2010 and over 80 bcm in 2020, which exceed the contracted supply. It appears that company is rather optimistic. The contracted amount of gas seems to exceed the level that the country can actually absorb. The point is that lots of forecasts on natural gas apply to power generation projects, whereas the power generation projects are progressing slowly as compared to previous plans. Moreover, instead of adding new power capacity in Turkey considerations should be given to possible supply of cheap electricity from Russia and South Caucasus. As shown in Table 1.1 the most reasonable development of the Turkish gas market by 2020 requires less gas than the contracts that BOTAS has entered into. At the same time significant changes in the proposed supply sources are anticipated due to obstacles like:

- The neighbouring coastal states cannot make a decision over the division of the Caspian Sea reservoirs;

¹⁶⁰ Cenik Pala, BOTAS, Oil and gas transportation – recent developments and future potential. Materials of International Conference GIOGIE 2003, Tbilisi, March, 2003

Problems related to the distribution of Turkmen gas through the Russian system, and competition with the Azeri, Iraqi and Iranian gas in the framework of a future deregulated energy market;

The Turkmen-Russian contract for long-term gas delivery to Russia is prone to weaken the Turkmen participation on the Turkish gas market. .

Also under these conditions the gas delivery from ongoing Russian development projects through the Blue Stream pipeline seems problematic. And, finally, the assumed cheaper Azeri gas from the Shah Deniz reservoir, and the prospects of deliveries from Iran and Iraq provide a guarantee for increased export into Turkey.

1.4. Economics of Pipelines

For the additional natural gas supply to Europe and Turkey from the Caspian region the following routes are considered:

- Russian owned, trans-border pipelines through the Eastern European or Balkan states with planned capacity 14 bcm p.a.;

The Blue Stream Black Sea sub-sea pipeline with planned capacity 16 bcm p.a.;

The North-South Caucasus natural gas main system from Russia to Turkey through Georgia. This will require rehabilitation, upgrading and extension of the existing pipeline from Georgia to the Turkish towns Hopa or Erzerum, and further to Europe. The projected maximum export capacity is 14 bcm p.a., and the estimated investment for rehabilitation/refurbishment of the Georgian section amounts roughly to US\$450 million;

The South Caucasian gas pipeline system from Baku to Tbilisi and Erzerum. A BP-led consortium plans to construct the SCP system to deliver gas from Shah Deniz in the Caspian Sea to Georgia, Turkey and later to Europe. The South-East and East Anatolia and the Black Sea regions of Turkey with about 31 percent of country's population are expected to constitute an attractive market for gas. But, in the short-run, the pipeline needs to be extended towards the Central and Western Turkey and South-East Europe where the demand is already high. Early estimations indicate that the total project costs are up to US\$2850 million, including US\$1600 million for upstream developments, whereas US\$1250 million is allocated for the 685 km pipeline of 1050 mm diameter. US\$750 million is associated with activities in Azerbaijan and US\$500 million in Georgia. The planned capacity of the SCP system is 18-24 bcm (beginning at 2 bcm in 2006). The system is designed for a maximum capacity of 30 bcm. The Iran-Turkey pipeline system (ITP) with possible Turkmen gas inflow (TkIT). The projected capacity amounts to 10 bcm;

The Trans-Caspian natural gas pipeline, by which gas from Turkmenistan and other Caspian states could be delivered to the European market through Azerbaijan, Georgia and Turkey with a maximum projected capacity 30 bcm p.a. The estimated investment is up to US\$2400 million.

The competitiveness of the discussed pipeline routes will largely depend on the transportation costs and the transit fees. Experience shows that owing to the liberal market conditions economic competitiveness becomes a main criterion. This means that long-term contracts will be less attractive.

In order to stipulate the cost the detailed calculations have been carried out for each route. The analyses include: production or purchase costs, specifications of pipelines (existing, planned and under-construction), transportation expenses and transit fees. The data used for the calculations were either obtained from different information sources or calculated based on international experience of pipeline exploitation. The actual gross calorific values of gas from each source were taken into consideration.

Inputs to the calculations are as follows for the:

Turkmen gas: US\$42-44/1000m³ (i.e. requested price from Turkmenistan);

Azeri gas: US\$55/1000m³ (i.e. proposed price at Georgian border for 2006);

Russian gas: For comparison different prices have been applied to the Russian gas – one for the gas received from the Volga-Ural region US\$52/1000m³, one from Western Siberia US\$75/1000m³ (including transportation cost on Russian territory), and one for the South Caucasus States supply US\$56/1000m³ priced at Georgian border in 2001;

Iranian gas (Southern fields): US\$70/1000m³.

The transportation costs vary between 10-20 US\$/1000m³ for 1000 km, in accordance with pipelines capacity, their location (onshore/offshore) and total distance. The transit fee equals 5-10 % of transported gas price, and varies in accordance with international and currently existing practice for various countries. The tax exemptions for the Blue Stream pipeline on the Russian and Turkish territories, which allow substantial improvement of the economy, are also taken into consideration.

Figure 1.9 presents the results of the economic appraisal on relative terms. On this basis the competitiveness of each pipeline route can be estimated.

As presented in figure it becomes obvious that the most competitive project would be the South Caucasian Pipeline system, which would provide the cheapest transportation of the Caspian natural gas to South Caucasus, Turkey and Europe. However, the Blue Stream pipeline and the North-South Caucasus Pipeline appear to be the least beneficial.

Data obtained by BOTAS for the supply costs to Europe show quite acceptable similarity (Figure 1.10)^{161,162}.

Furthermore, a comparative economic analysis of the same projects has been carried out, and the possible annual savings for the consumers in Europe, Turkey and the South Caucasus countries have been suggested¹⁶³.

As appears Turkey may obtain the highest incomes by realization of the South Caucasian Pipeline system, as well as Trans-Caspian Pipeline and the Iranian pipeline projects. Another income source for Turkey might be the transit fee for the Azeri and the Turkmen gas to Europe.

When comparing the South Caucasian Pipeline system for Azeri gas with the Blue Stream and the North-South Caucasus Pipelines for delivery of Turkmen gas calculations show that the best economic outcome for the Turkish consumers will be achieved by the former pipeline (SCP). The cheapest at wellhead Turkmen gas supply to Turkey and Europe using of Trans-Caspian Pipeline or the Turkmenistan-Iran-Turkey Pipelines is rather comparable, but the political isolation imposed upon Iran by the USA, and the latest agreement on delivery of the Turkmen gas to Russia make the further development prospect of these projects very doubtful. The proposed co-operation between two gas export pipeline projects – the South Caucasian Pipeline system and the Trans-Caspian Pipelines - for supply to Turkey and Europe via Azerbaijan and Georgia seem to be more attractive. In that case instead of construction of new pipeline sections on the Azeri and Georgian territories, a free capacity of South Caucasian Pipeline system can be used. This may result in a reduced investment cost up to US\$1000 million.

The analysis shows that the maximum profit for the Georgian economy may be reached via the development of the South Caucasian Pipeline system. The total direct revenue in this case is calculated as the sum of capitalization of transit fees (corresponding to 5% of the transported gas) and

¹⁶¹ Cenk Pala, BOTAS, Oil and gas transportation – recent developments and future potential. Materials of International Conference GIOGIE 2003, Tbilisi, March, 2003

¹⁶² Study of Observatoire Mediterranee de L'energie (OME) Institution

¹⁶³ T.Gochitashvili, L.Kurdgelashvili, Comparative analyses for Russian and Caspian natural gas export to Europe, Proceedings of 25th IEEA International Conference, Aberdeen, June, 2002, <http://www.iecee.org>

incomes received because of difference between agreed special price for Georgia (55 \$/1000 cub. m) and the forecasted price on local market as shown in Figure 1.11 for the examined period (2020).

Besides the direct revenue, Georgia will seek to improve its energy security. In addition guaranteed supply of gas will give boost to industrial activity. As analyses show, additional income in the Georgian economy by substitution of other energy sources with natural gas can be achieved, and as a result some sectors are expected to grow by 250% by 2010, and 360% by 2020 as compared with the year 2000. If all proposed pipelines were constructed, there is an apprehension of oversupply of regional markets, especially during the period 2006-2010. However, by consolidated development the South Caucasian Pipeline system appears to be the winner in a strong competition for Caspian gas supply to European market.

2. Gas Storage Technologies and EU Experience¹⁶⁴

2.1. General Overview

Some countries strongly depend on imported gas and require special measures for the energy security. The growth of international trade has profited increasingly distant sources. The technical and economic constraints of production facilities and long-distance transport infrastructures mean that generally supplies flow remain more or less constant throughout the year, with a load factor close to the maximum (to maximise the profitability of Exploration & Production gas projects). Due to heating requirements in winter time gas consumption undergoes wide seasonal variations (Figures 2.1 and 2.2)¹⁶⁵. This results in the supply-demand misbalances (Figure 2.3) and requires the creation of a gas storage infrastructure capable of dealing with the problem of fluctuating demand versus rather constant supply flows.

Underground gas storage (UGS) is a relatively modern technique for mitigation detrimental effect of the supply-demand misbalances that has been developing rapidly and is now an essential part of the gas chain. Total numbers of operational UGS in the world amount to 602, 90 % of which represent the porous storages. Stimulated by the changes taking place on the gas market, underground gas storage will probably continue to be developed in the coming years.

Total active gas volume in existing UGS aggregates some 310 bcm with withdrawal capacity 4.46 bcm/day (Figure 2.4). The other alternatives offer relatively limited capacities: there are less than 80 peak-shaving units in service (storage capacity of 2-3 bcm) and 30-35 LNG receiving terminals (storage capacity of 7-8 bcm).

The West European countries operate totally 78 UGS, East Europe and Central Asia approximately 67. The active volumes and withdrawal capacities correspond to 55 bcm, 131 bcm and 1.09 bcm/day, 1.0 bcm/day, respectively¹⁶⁶.

In order to sustain critical situations the practice among European importers of fossil fuels is that reserves should correspond to some 90 days of normal demand¹⁶⁷.

According to the IEA Statistics the seasonal variation of the price from 1999 to 2000 varied within 10% - 13% in the USA and Germany; cycling of indicative cost for natural gas over 60 days is more significant (roughly 35-125 Euro/1000 m³) according to the DRI-WEFA's analysis¹⁶⁸.

Gas companies have made large investments to avoid the impact of the monopolistic supply, and to meet seasonal fluctuations of the demand of natural gas with minimum additional expenses. During the 1980's, gas storage facilities, especially USG, developed very rapidly in Europe (see Figure 2.4). Having a look on the statistics it is assumed that UGS in depleted fields are cheaper than other storage facilities (Figure 2.5), that supported to the development of such processes.

The typical storage capacity varies in wide range (Figure 2.6) and amounts to 16.5 – 38% of annual demand in countries like Denmark, Austria, France, Germany, Italy, Slovakia, the Czech Republic and Hungary. Likewise, the reserves in the USA and Canada are 17% and 19.1% respectively.

¹⁶⁴ NOTE: Main source for this chapter (if not marked differently) - Fabien Favret. Up-To-Date Researches and Future Trends in UGS Facilities. NATO ARW "Security of NG Supply through Transit Countries", Tbilisi, 2003

¹⁶⁵ T.Gochitashvili. Prospects of the Caspian hydrocarbon resources export to Europe & probable impact on the energy sector of transit country. NATO ARW "Security of NG Supply through Transit Countries", Tbilisi, 2003

¹⁶⁶ Source: 21st World Gas Conference, report of working committee I, Nice, France, 2000.

¹⁶⁷ A.Ustolkina. Oil in Reservation. The American experience. <http://www.Neftegaz.RU>, June, 2002

¹⁶⁸ Graham Weale. The 2002 European Gas Storage Study highlights surplus supply capacity. Prepared by The DRI-WEFA Global Energy Practice

The need for additional UGS is likely to be limited over the next two decades. The DRI-DEFA's estimate shows that an additional storage capacity will be needed in Europe after 2007 (Figure 2.7)⁶⁹. Nevertheless, statistical analysis shows that European UGS have been under-utilized during the latest years. That's why it is recommended for operators to justify planning margins through cost-benefit analysis and other influencing factors, in the liberalized conditions of new gas markets.

2.2. Types of Underground Gas Storages

Natural gas can be stored in the underground gas storage (UGS) facilities, or in Liquid Natural Gas (LNG) receiving terminals and peak-shaving units which can supply gas at a high rate in the cold season and over a short interval. UGS seem to be one of the most reliable and cheapest solutions which can be considered. UGS may be used not only in regular situations for peak shaving, but also in events of force-majeure.

Underground storage facilities have many years history. They can be arranged in the depleted oil and gas fields, aquifers, salt caverns, abandoned mines or lined rock caverns (Figure 2.8).

The first experiment of the gas injection in a reservoir has been made in Canada, Ontario in 1915. In 1916 the first UGS on the basis of the depleted field was created in State of New York, USA. First an aquifer, the salt cavern, abandoned mine and lined rock cavern were used in 1946 (Kentucky, USA) later in 1961 (Michigan, USA), 1963 (Colorado, USA), and 2002 (Skallen, Sweden) respectively.

The transformation of the gas or oil depleted reservoir in a storage facility is simple and cheaper, because they satisfy the required permeability and porosity conditions. However, before developing gas storage in a depleted field, it is vital to check whether it provides the required high throughputs over short periods (from 300 to 5000 Mm³ during the coldest, winter period) and the tightness of the cap rocks.

The principle of aquifer storage is to create an artificial gas field by injecting gas into the voids of an aquifer formation. For this reason, existence of an anticline with sufficient closure, a porous and permeable reservoir, and a good quality and tight cap rock is necessary.

The principle of USG arrangement in salt cavern consists in dissolving the salt by leaching with water and removing the brine via a single well, which then serves for gas injection and withdrawal. These reservoirs serve to store relatively smaller quantities of gas (ranging from 50 to 500 Mm³). Salt caverns which are also a useful balance to the large porous reservoirs, offer: high deliverability, high degree of availability, short filling period, low percentage of cushion gas and total recovery of cushion gas when decommissioned.

2.3. New Technologies for UGS

2.3.1. Geological Survey and Seismic Monitoring

The exploration for structures able to be used as storage facilities differs from, and is more complex than, the exploration for hydrocarbon deposits, because of just indication a reservoir, suitably covered by cap rocks does not mean that the structure is appropriate for storage

⁶⁹ Graham Weale. The 2002 European Gas Storage Study highlights surplus supply capacity. Prepared by The DRI-WEFA Global Energy Practice

purposes. It is necessary to prove that the gas to be stored there will not escape and therefore ensure the cap rock's continuity and the closure of the structure.

Modern techniques of detailed seismic monitoring allow indicating the small structures and small-scale discrepancies (accidents, faults with little slip) and even gas-liquid interfaces (bright spots) and lateral variations in facies (stratigraphy). Monitoring by 3D and 3D repeatable seismic (usually named as 4D seismic, and still remaining at the research stage) measures¹⁷⁰, are more promising methods of exploration structures for UGS. 4D seismic system is based on techniques such as the use of seismic sensors placed at regular intervals on the surface or in wells (permanently)¹⁷¹. Advanced multi covering seismic such as AVO (Amplitude Versus Offset) can help in better investigating petrophysical properties of reservoirs.

The seismic exploration allows minimising uncertainties at the earlier stages of development, reduces the number of the observation wells, permits better locate the storage wells within the reservoir, reduces the number of development wells.

2.3.2. UGS Modelling

The results from the seismic monitoring are also used to refine the reservoir simulation model and to improve production predictions.

Intensive fluid flow numerical simulation coupled with geostatistical spatial models of the reservoir properties (porosity, permeability, saturation ...) can also help in better understanding reservoir behaviour during exploitation, especially to quantify uncertainties. These studies are helpful for optimising recovery and well implementation. Fluid flow simulations give a clear picture of gas distribution in the reservoir at any moment and any place by determined rock properties. Thus this type of simulation allows assessing the working volume, the peak withdrawal rate, the number and location of new wells required and finally the minimum gas cushion to be injected to guarantee performances¹⁷².

A novel, more simple software tool has been elaborated for reservoir modeling by Hungarian specialists¹⁷³. The offered software fills the gap between material balance techniques and conventional reservoir simulation, trying to combine the advantages of both. It needs relatively simple input, runs fast as a material balance, but provides simulation like results, i.e. it calculates pressure, saturation and fluid flux distributions.

2.3.3. Cushion Gas Management

Largest part of investment (normally up to 30-40 % of total costs) by arrangement of UGS accounts expense for the cushion gas. Replacement of the natural gas with an alternative cushion gas significantly reduces this expense, but requires knowledge of specific technique (know-how). Gaz de France has experimented gas mixing operations in 7 UGS facilities and has a wide

¹⁷⁰ Seismic Monitoring for Optimising the Operation of Underground Storage Facilities, F. Verdier & F. Huguet, Gaz de France, 20th World Gas Conference, Copenhagen, 10 - 13 June 1997

¹⁷¹ Performances survey of aquifer UGS facilities, F. Favret & F. Huguet Gaz de France, ARTEP (French Research Association on Oil Operating Technics), France, September 1997

¹⁷² Masanori Kurihara, Jialing Liang and others. Development and Application of Underground Gas Storage Simulator, S'PE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management, Yokohama, Japan, April 2000

¹⁷³ A. Glicz, F. Pach. Underground gas storage: planning and modeling with simsim, a new reservoir engineering software tool. NATO ARW "Security of NG Supply through Transit Countries", Thilisi, 2003

experience in inert injection and more generally in mixing gases^{174,175}. Monitoring such operations implies specific measures and modelling tools which correctly handle gas mixing phenomena. When such conditions are obtained the total saving is estimated at 20 % of the cushion gas cost.

2.3.4. Large Diameter and Horizontal Wells

Completion of large diameter wells significantly can increase deliverability of UGS. This technique is used as a rule when there is no supplementary extraction of liquid media (oil, condensate, water). In addition, for minimising the pressure drop along the production tubing, more wells are designed with a completion without diameter reduction in order to limit gas flow turbulisation. These wells are called "mono-bore" wells¹⁷⁶.

Enhancement of well productivity is the main goal of horizontal well drilling by arrangement of UGS. Also, as the reservoir becomes less permeable, the horizontal well becomes more profitable compared to its vertical counterpart. Horizontal wells provide 1.5 - 6 times higher productivity than vertical well productivity in the same reservoir, depending on reservoir quality and horizontal drain length. Horizontal wells can also minimise water coning during operation, if the drain trajectory is always above the gas-water interface and the pressure drop inside the drains is smaller than in a vertical well, so causing less water coning during withdrawal.

In some case this technique is absolutely necessary to develop very low permeability aquifers, for example in carbonates. However, they are profitable for most of the very low permeability depleted fields to be converted into storage facilities.

2.3.5. Salt Caverns

Different from storage in reservoirs or aquifers with natural voids in porous and permeable rocks, storage in salt caverns is arranged in man-made, solution-mined caverns.

Increasing of volume of UGS in salt cavern, lessening of the minimum operating pressure, increasing of Maximum Allowable Operating Pressure (MAOP) and implementation of modern solution mining technologies are the key factors to reduce investment for the salt cavern storages.

The first caverns developed in the USA (Marysville, Michigan, 1961), in Canada (Melville, Saskatchewan, 1964), in Armenia (Abovian, 1964), in Germany (Kiel, 1969), and in France (Tersanne, 1968) had a relatively small dimension and volume (30,000 - 100,000 m³). Based on the results of scientific and engineering works maximum volumes of 400 - 600 tm³ had been reached in Europe lately. The limitation of volume is made through the pressure losses limitation in the wells and safety requirements during operation of large facilities.

Lowering of the minimum operating pressure allows increasing the active gas capacity and minimizing the investment in cushion gas. Decrease of the minimum operating pressure to 10 bar results in savings roughly amounting to 10-15 % of total investment.

¹⁷⁴ Cushion Gas Alternatives. IGU Committee A Report. Study leader: V. Onderka, PhD. Grogas a.s., 20th, World Gas Conference. Copenhagen, 10 - 13 June 1997

¹⁷⁵ Using Inert Gas: Almost Twenty Years of Experience. G. Meunier & F. Labasse. Gaz de France. 20th World Gas Conference. Copenhagen, 10 - 13 June 1997

¹⁷⁶ O. Isaac T. Hulya Karanaloglu, A. Sattman, Effect of the Wellbore Conditions on the Performance of Underground Gas-Storage Reservoirs, Istanbul Technical, SPE/CERI Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta Canada, 3-5 April 2000

A cavity's maximum storage capacity is proportional to MAOP. Increase in the MAOP for 10% permits an increase of active gas capacity for approximately 15%. Generally MAOP is limited by impermeability of the salt rock to hydrocarbons when pressure remains lower than stresses equal to the weight of the overburden, approximately equal to 2.3 bars per meter depth. The results of special R&D programme¹⁷⁷ show the lower value of roughly 2 bars per metre of depth.

Shear of total investment for the salt mining from the cavern total to 25-35%. The developed solution mining technology of the large salt caverns is a long year process and requires 7-9 m³ water per each mined 1m³ salt. Produced salt water with mass concentration approximately 300 kg/m³ usually is used by chlorine and sodium industry or re-injected into subsoil (or even pumped into the sea).

Solution mining requires two concentric tubs through which the water is injected and the salt-water removed. Various measures must be taken so that to leave the cavity within the planned boundaries. The tube shoe depths must be modified step by step and a blanket such as LPG, oil, nitrogen or even natural gas must be used in order to protect the upper part (roof).

Several optimisation studies (e.g. SALTxx from SMRI or INVDIR and SURMOVINER from Gaz de France) for solution mining techniques were performed, which made possible a considerable (at least twice) reduction in the number of steps and echo graphic surveys and more than 10% reduction of investment.

Pressurised gas (natural or inert), diesel oil or LPG can be used as blanket material at the cavern roof during leaching process. Once the cavern is completed, the well is re-completed for dewatering and first gas filling. Gas is then injected through the annulus between the dewatering string and the production tubing (or casing), and salt water is produced through the dewatering tubing. The overall process of storage arrangement requires time from 1,5 to several years.

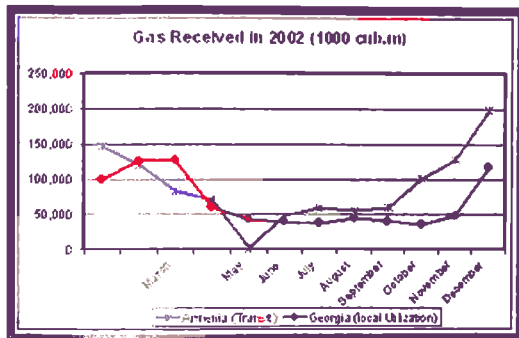
Solution mining under gas (SMUG) is another technology to put the salt cavern into gas storage operation sooner and significantly reduce expenses¹⁷⁸. The SMUG technology has been successfully implemented in the US to develop salt caverns for storage at Moss Bluff (Texas) and Egan (Louisiana).

In those cases the salt cavern was initially developed by using conventional solution mining. However, its upper section was developed up to its designed final diameter while its lower section was not. The design also calls for a few modifications of the wellhead and solution-mining strings in order to allow for gas storage in the cavern upper section while continuing leaching of the lower section. The upper section of the cavern was then dewatered and used for gas storage operation while solution mining was resumed in the lower. Gas store, in the upper section acted as a blanket for continued leaching process of the lower section. The gas-salt water interface was closely controlled during the process and maintained at mid-cavern.

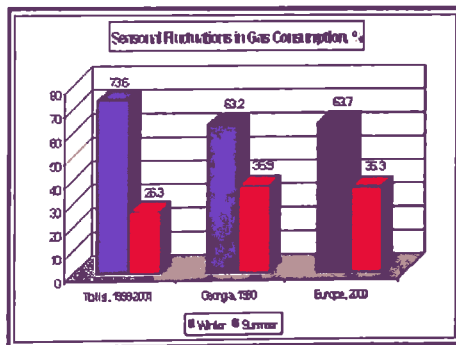
Once the lower section has reached approximately the same diameter as the upper, the same well completion and wellhead configuration was further utilised to optimise storage operation and continued developing of the cavern capacity. The gas-salt water interface is thus no longer maintained at the same level, but is constantly moving up and down. It needs to be controlled even more closely in order to keep roof protection and avoid gas overfilling.

¹⁷⁷ Increasing Maximum pressure in Salt Caverns, P. Desgrée & M. Fauveau, Gaz de France, 20th World Gas Conference. Copenhagen. 10-13 June 1997.

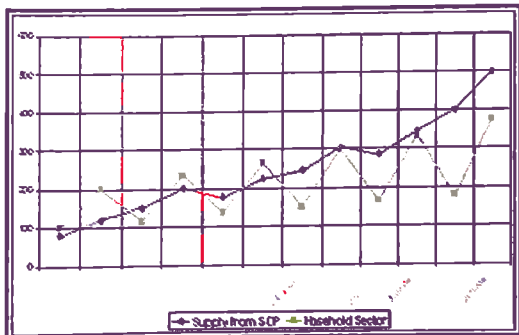
¹⁷⁸ Solution Mining and Storing Natural Gas Simultaneously – Operational Experience, Jack W. Gatewood, Market hub Partners, Michel Dussaud, Charles Chabannes, Jérôme Jacquemont, Sofregaz US Inc., L. Cherouvrier, Sofregaz, SMRI Spring 1997 Meeting, May 11-14, Cracow, Poland.



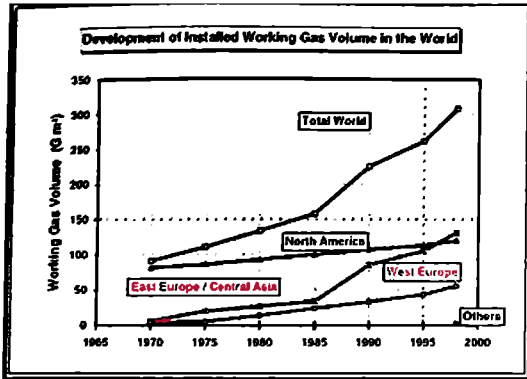
ნახ. 2.1. გაზის მოხმარების უთანაბრობა თვეების მიხედვით. საქართველო, 2002 წ.
 Figure 2.1. Georgia 2002, monthly fluctuations in gas consumption



ნახ. 2.2. გაზის მოხმარების სეზონური უთანაბრობა
 Figure 2.2. Seasonal Fluctuations in gas consumption

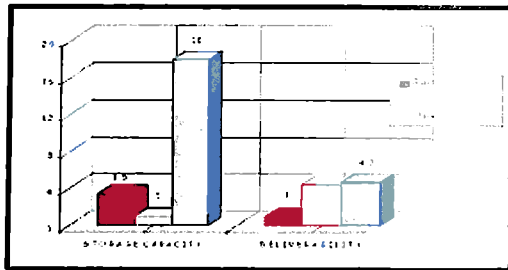


ნახ. 2.3. მიწოდება-მოხმარების დისბალანსის პროგნოზი
 Figure 2.3. Forecasts for Demand-Supply imbalance, Georgia 2005-2010



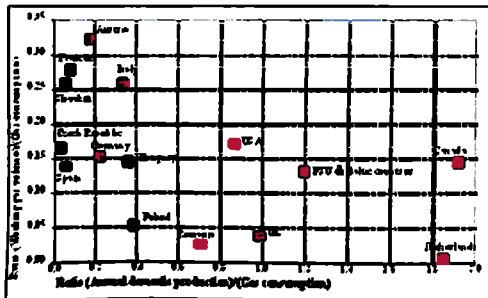
ნახ. 2.4. მიწისქვეშა გაზსაცავების განვითარების დინამიკა მსოფლიოში (გაზის მსოფლიო 21-კონფერენციის მასალებიდან)

Figure 2.4. Worldwide Development of UGS (Materials of 21st world gas conference).



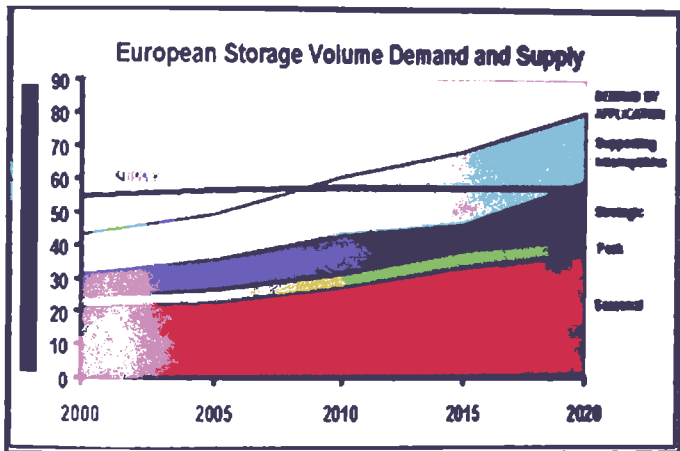
ნახ. 2.5. დანახარჯების შედარება

Figure 2.5. Comparison of costs for gas storages

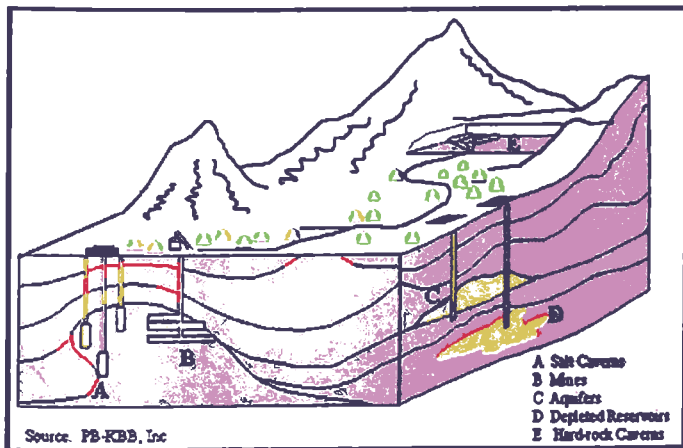


ნახ. 2.6. მიწისქვეშა გაზსაცავების ხელოვნური მოცულობები მსოფლიოს სხვადასხვა ქვეყნებში

Figure 2.6. Underground gas storages in Europe and world wide

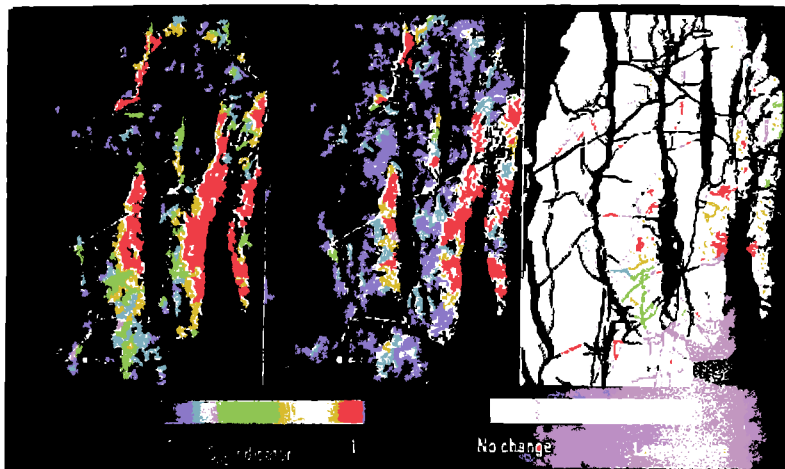


ნახ. 2.7. მოთხოვნა მიწისქვეშა გაზსაცავების მოცულობაზე ევროპაში
Figure 2.7. Demand for Underground Gas Storages in Europe

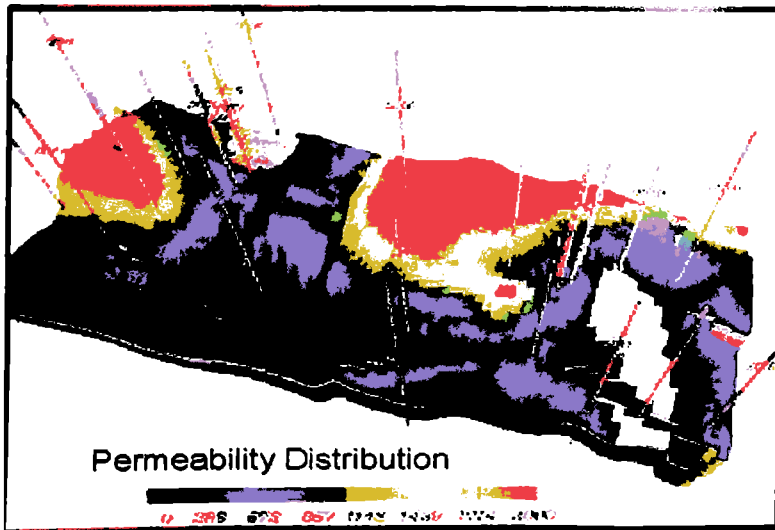


ნახ. 2.8. სხვადასხვა ტიპის მიწისქვეშა გაზსაცავები
 A-მარილის კავერნები; B- ლიკვიდირებული მღარო;
 C - წყალმომცველი ფენა; D - გამოფიტული რესერვუარი;
 E - სიყაროელ მღარ ქანში

Figure 2.8. Different types of underground gas storages



ნახ. 2.9. ოთხგანზომილებიანი სეისმური დაზვერვის შედეგები
Figure 2.9. Sample of 4D Seismic measures (from KBB)



ნახ. 2.10. რეზერუარის მოცულობის მაგალითი
Figure 2.10. Example of the reservoir modelling

2.3.6. Promising Technologies

Several R&D works have been conducted to improve operation, maintenance and optimisation of existing UGS facilities^{179,180}.

Ordinary thickness of salt layers 150-400 m are commonly used for arrangement of modern gas storages. Even the thinner layer, of 60-100 m can be used under gas storage with limited capacity (between 50-100 thousands m³). But many areas, mainly those bordering on sedimentary basins, have the thickness less than 60 m salt layers, geology of which does not permit the use of traditional technologies for arrangement of gas storage. The main difficulties lay in controlling the solution mining of tunnels in thin salt layers which are forever interspersed with insoluble layers. Also, unlike traditional big sized caverns, gravity no longer plays an essential role by mining of thin salt layers.

Based on geomechanical studies conducted by Gaz de France and the 3D modelling tools of tunnel-shaped caverns of 1,000 - 3,000 m² cross-sectional area, stretching roughly horizontally over several hundred metres and with a volume involving 100,000 m³ - 1,000,000 m³ have been stated as suitable for arrangement of UGS. Two test caverns (in Alsace in the north east of France) have validated a solution mining computational tool incorporating the complex laws of solution mining and fluid mechanics developed by Gaz de France. Even with investment costs 15 - 20% higher than those relating to conventional salt caverns, this technology is becoming vital in Europe and North America. Russian Gazprom also plans to use it to develop new storage facilities.

Lined rock cavern (LRC) technology is to provide storage capacities for countries where the lack of suitable geological formations does not allow any other form of underground storage facility¹⁸¹. The main principles are to store gas at high pressures (150 - 250 bars) in lined rock caverns at relatively shallow depth (100 - 200 m). High pressure is provided by a steel liner. The liner is supported by a concrete layer, the purpose of which is to transmit the pressure forces from the liner to the rock. The role of the rock is to resist to the high gas pressure.

The geological requirements for the localisation of LRC storage facilities are related to the rock mass quality. The LRC concept has been successfully tested in a 130 m³ chamber at a depth of 50 m in Grangesberg, Sweden. Gaz de France and Sydkraft joined together in 1997 to invest in a demonstration plant in Southern Sweden (Skallen). The geometrical volume is 40,000 m³ which is the half size of commercial cavern. The working gas capacity of a commercial facility will range between 20 - 200 Mm³ in several caverns. The construction cost is estimated as 2 - 4 times higher than that for conventional facilities, but remain far less than the construction costs of LNG peak shaving facilities. Due to high deliverability, LRC storage facilities can be cycled several times per year, thus the service cost will be comparable to that of a conventional facility in this case.

2.3.7. Optimisation of UGS

A lot of new tools have been also developed to help operators in proper management of existing UGS facilities. The following major new technologies seem to be more important: gravel-pack to limit sand production in unconsolidated porous reservoir, polymers to limit water

¹⁷⁹ Fablen Favret, Up-To-Date Researches and Future Trends in UGS Facilities. NATO ARW "Security of NG Supply through Transit Countries", Tbilisi, 2003

¹⁸⁰ Underground Gas Storage, Technological Innovations for an Increased Efficiency, Marie-Françoise Chabrelic, Michel Dessaud Sofregaz US, Daniel Bourjais and Bruno Hugout Gaz de France, 17th Congress of the World Energy Council 1998

¹⁸¹ The Potential Market for Lined Rock Cavern Storage of Natural Gas, Per Tengborg, Sydkraft, Mariel Rosé, 20th World Gas Conference, Copenhagen, 10 - 13 June 1997

production and to reinforce unconsolidated porous reservoir¹⁸², mathematical and software (including software to provide 3D simulations of the reservoirs geometry and of the rock properties) tools to improve the design, maintenance and operation of UGS facilities, use of new logging tools such as Nuclear Magnetic Resonance, advanced 3D seismic sensors, multi-fluid flow and sand detectors¹⁸³, permanent sensors and/or of optic fibbers inside the well to have real-time parameters in reservoirs (especially in salt caverns) and optimise the development of processes etc.

In addition to the technical improvements and new technologies to emerge, owners and operators of UGS facilities have done R&D works in order to solve the several technical and economical optimisation problems^{184,185,186}. At the present stage R&D works include more complex tools of estimation (risk management, stochastic simulations, etc), and mainly are concentrated on:

- integration of transmission constraints by coupling the storage models to a simplified gas network model,
- introduction of daily management of each facility (day by day control),
- taking into account true economical data such as: the marginal cost and the variable of the stored and drawn off cubic meter per facility, the transmission costs, and the real costs for imported supply.

¹⁸² A Successful Polymer Treatment For Water Coning Abatement in Gas Storage Reservoir", A. Zaitoun, Institut Français du Pétrole, T. Pichery, Gaz de France, SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 30 September-3 October 2001

¹⁸³ Monitoring The Solids In Well Streams of Underground Gas Storage Facilities", M. Megyery, Geoinform Ltd., T. Mikiós, MOL Hungarian Oil and Gas Co. J. Segedi, Geoinform Ltd., Z. Tóth, Elcom Ltd., SPE International Symposium on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, 23-24 February 2000

¹⁸⁴ Optimising Your Natural Gas Assets" F. Favret Sofregaz, EnergyWise UGS workshop, Amsterdam, Netherlands, April 2003

¹⁸⁵ Optimal use of the GDF's set of underground gas storage" F. Favret, E. Rouyer, D. Bayen & B Corgier, Gaz de France, 21st World Gas Congress, Nice, France, June 2000

¹⁸⁶ Increase of working gas capacity in existing Gaz de France storage facilities", F. Favret, E. Rouyer & Y. Muller, Gaz de France, French Gas Conference, Toulouse, France, July 1997

3. MODERN TECHNOLOGIES FOR GAS CONVERSION

3.1. Liquefied Natural Gas (LNG) Technologies¹⁸⁷

Introduction

LNG has been in practical use for more than fifty years - especially in the United States and Japan - and is attracting increased interest from the European energy sector. Nowadays LNG represents approximately 22% of worldwide cross-border gas trade. LNG trade will experience strong growth and the demand is expected to double to approximately 220 – 270 bcm/y by 2010. Figure 3.1 demonstrates the tendency to equalize the prices for delivered LNG and natural gas through pipelines¹⁸⁸.

The progress in natural gas liquefaction technologies may offer competitive solutions for decentralized liquid gas production that may contribute to secure the energy supply. Gas-to-liquid technologies used to convert natural gas to liquid fuels are under consideration as a competitive option to export gas from remote areas to the international market. The growing interest is much due to a substantial cost reduction over the entire LNG chain - in production, transport and storage. Another important aspect relates to the security of the energy supply. As LNG carriers are capable of diverting LNG to a large number of consumers around the world - independent of a rigid infrastructure, the supply of LNG is by nature less vulnerable, than natural gas pipeline transport.

LNG is a compact energy carrier that is easy to transport independent on gas pipelines. By lowering the temperature of natural gas to sufficiently low temperatures the gas condenses to liquid phase. At atmospheric pressure LNG is formed at minus 162 °C – the boiling point of methane. Table 3.1 shows that the energy density of LNG per volume (MJ/l) is higher than any alternative gas-based fuels, and offers a range that is roughly 2.5 times larger than CNG. The table also shows that LNG has almost 60% the energy density of diesel fuel.

Table 3.1. Energy density of common automotive fuels compared with natural gas in various states¹⁸⁹

<i>Fuel</i>	<i>MJ/kg</i>	<i>MJ/l</i>
Gasoline	42.5	32.7
Diesel	42.5	37.7
LPG	48.0	24.4
Methane	50.0	0.035
Gaseous methane at 248 bar, CNG	50.0	8.7
Liquid methane at -162 °C, LNG	50.0	21.6
Hydrogen at 248 bar	120.0	2.5
Hydrogen at -250 °C	120.0	8.5

LNG is simple to re-gasify in order to deliver almost pure methane at end users. In contrast to natural gas that contains typically around 90% methane, and some ethane, propane and heavier hydrocarbons, the liquefaction process involves pre-treatment of the gas in order to remove oxygen, carbon dioxide, sulphur compounds, water, and petroleum gases with carbon number higher than one. The presence of nitrogen is usually limited at about 1% (

¹⁸⁷ Information for this Chapter is kindly over handed by Dr. Jens Heland (OPET Arctic, SINTEF – Norway). Text is edited by author of Report

¹⁸⁸ Natural gas Information. *International Energy Agency 2002, Part I and Part III*

¹⁸⁹ Emmer. C.: 'LNG – not just another fuel'. *Vehicle Fuel, LNG Journal*, p. 17-19

Table 3.2. LNG Specification¹⁹⁰

<i>Impurity</i>	<i>Limit</i>	<i>Cause</i>
CO ₂	50-100 ppm	A
H ₂ O	0.1-1 ppm	A
Hg	<10 ng/Nm ³	A
HgCH ₃		A
Aromatics	< 2 ppm	A
C ₉ H ₁₄	<250 ppm	A
C ₇ H ₁₆	<90 ppm	A
C ₉ H ₁₈	<0.6 ppm	A
H ₂ S	3.5 mg/Nm ³ (4 ppm)	B
COS		B
CS ₂		B
Mercaptans		B
Total sulphur	10-50 mg/Nm ³	B
N ₂	0.5-1.5 mole%	B
A: Solubility limit B: Product specification		

Liquefaction means a volume reduction of approximately 600 times. This corresponds to an energy density that is 600 times higher than natural gas at atmospheric conditions. LNG is colourless and non-toxic, and non-carcinogenic. Since LNG has no odour, leak detection requires special instrumentation. The specific weight of LNG is 45% of water. In vaporised phase - mixed with air - LNG can only ignite if the concentration of gaseous methane is in the range 5-15%. Neither LNG, nor its vapour can explode in a liberated environment¹⁹¹.

3.2. Modern Cryogenic Technologies

The main challenge pertaining to modern cryogenic technology relates basically to suitable refrigerants and low temperatures. Although mixtures of refrigerants were suggested in the nineteenth century, multi-component refrigerants did not appear until the 1930-ies, and were further developed and used for the liquefaction of natural gas in the 1960-ies. The first base-load LNG plants came on stream in Arzew, Algeria, in 1963, and in Kenai, Alaska, in 1969. They were fairly conventional cascade plants, with propane, ethylene and methane as refrigerants¹⁹². Today LNG plants represent the largest refrigeration plants in the world.

State of the art in base-load LNG plants technology is reflected by three different technologies:

- The C3/MR concept of Air Products and Chemicals Inc. (APCI, USA)

¹⁹⁰ Melaaen, I.S.: 'Pretreatment In LNG plants. Accepted Processes and Possible Future Developments', Public lecture for the degree of Doktor Ingeniør, The Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, 1993

¹⁹¹ Answers LNG FAQs. Frequently Asked LNG Questions, Northstar Industries, Methuen, MA, USA. <http://northstarlng.com/lngfaqs.html>, 2003-04-15

¹⁹² Brendeng, E.: 'Multicomponent Refrigerants - a Grand Success for an Old Idea', Refrigeration, Energy and Environment, International Symposium on the 40th anniversary of NTH Refrigeration Engineering, June 22-24, Trondheim (Norway), 1992

- ⇒ Propane pre-cooling and mixed refrigerant. Six of eight currently running large-scale Greenfield construction projects around the world are contracted to APCI based on the C3/MR concept (ranging from 3 to 5 MTPA)
- The cascade concept of Phillips (USA)
 - ⇒ Combined propane, ethylene, methane refrigerant system. One plant is contracted to Phillips for its cascade concept (3.3 MTPA) nowadays.
- The MFCP concept of Statoil/Linde (Norway/Germany)
 - ⇒ Mixed fluid cascade process. One project is contracted to Statoil/Linde currently (4.2 MTPA).

3.3. Large Scale LNG Facilities

Base-load trains of today have production capacities of up to 5 Mt of LNG per annum, or about 15 000 tonnes per day. Usually they receive natural gas from the well stream - or a pipeline - and deliver LNG in bulk tanks - most often by ships. Base-load plants are in permanent operation during the year. The processing equipment may vary from plant to plant depending on the composition and purity of the gas.

To obtain a high efficiency of large scale LNG plants complex refrigeration processes with specialized equipment are applied. In spite of the high investment costs, due to the large production capacity the relative costs per produced amount of LNG are rather low. For very small plants the relative investment costs have been shown to be a main obstacle, especially if efficiencies similar to the large base-load plants shall be reached.

Typical elements of a base-load plant grouped according to their duty are¹⁹³:

- reception,
- mercury removal,
- CO₂ cleaning,
- dehydration,
- fractionation,
- liquefaction,
- LNG storage,
- loading into transportation tanks.

Until recently the market was dominated by APCI having reference to 78% of the liquefaction units and 88% of the global LNG-production capacity based on propane pre-cooling and mixed refrigerant. The largest unit in order, SEGAS LNG Egypt, has a capacity of 5 MTPA. The plant is scheduled for commissioning in 2004.

The heat exchanger is the most expensive part of large-scale LNG plants and account for 50% of the total investment cost¹⁹⁴ (Figure 3.2). This implies that liquefaction mainly relates to heat exchangers and refrigerants. The predominant type of heat exchanger in base-load LNG plants is the spiral-wound type.

The Norwegian Snøhvit is one of the largest LNG developing projects in the world, which is scheduled to go on stream in 2006. It includes three offshore gas fields - Snøhvit, Albatross and Askeladd in the Barents Sea and an onshore liquefaction plant on Melkøya. The offshore field contains mainly natural gas with some condensate totalling more than 193 billion cubic metres of natural gas and 113 million barrels of condensate. Statoil on behalf of Petoro, TotalFinaElf, Gaz de France, Norsk Hydro, Amerada Hess, RWE Dea and Svenska Petroleum Exploration operates the

¹⁹³ Litzke, W.-L.; Wegryza, J.: 'Natural gas as a Future Fuel for Heavy-Duty Vehicles', The Engineering Society For Advancing Mobility Land Sea Air and Space International, Government/Industry Meeting Washington, D.C. May 14-16, 2001, SAE Technical Paper Series 2001-01-2067

¹⁹⁴ Ouren, G.; Moger, J.; Nerosas, B.O.: Plant-specific information on LNG plants and storage provided by Statoil, 29 April 2003

license. The annual export prospect is 5.75 bcm LNG, 747 000 ton condensate and 247 000 ton liquefied petroleum gases (LPG). Long-term contracts have been signed with Iberdrola in Spain and El Paso in the USA¹⁹⁵.

The liquefaction train is a novel Mixed Fluid Cascade Process (MFCP) patented by Statoil/Linde. It is the first LNG plant ever that offers CO₂ capture and re-injection. It is also the first base-load LNG plant ever to employ electric drive for the compressors. Furthermore, the plant is conceived to become the most efficient LNG plant ever as only 5% of the feed gas will be consumed for liquefaction. Snøhvit will be the first major development on the Norwegian continental shelf without support from a floating unit.

The unprocessed well stream from Snøhvit is separated and the gas is treated and cooled to a temperature below the boiling point (-162 °C) to form LNG. This operation employs a large cold box (40 m high and a footprint of 15x17 meter). The purity of the well stream is an important factor in the design of LNG plants. As the Snøhvit gas contains 5-8 % carbon dioxide the CO₂ will be captured by amine absorption/desorption and returned via a separate line for off-shore re-injection under the seabed close to the wells.

The total investment will include 4400 M Euro allocated for the field development, including the sub sea well-stream pipeline system and the onshore processing plant and storage tanks. Another 700 M Euro will be invested in a LNG tanker fleet comprising 4 ships in the 140-145 000 m³ class. The storage capacity of the Snøhvit processing plant comprises two 125 000 m³ LNG storage tanks, one 45 000 m³ LPG tank and one 75 000 m³ condensate tank.

The heat exchanger developed by Statoil/Linde for Snøhvit project is planned to use by Shell for the new Karratha project in Australia as well¹⁹⁶.

3.4. Small Scale LNG Production Technologies

The concept map shown in Figure 3.3 indicates the viability of LNG versus the distance from the liquefaction plant to the end-user and the annual bulk quantities, with comparison to optional technologies¹⁹⁷. There are windows or areas in which technologies appear to be viable. The windows for CNG and small-scale LNG facilities are interesting – particularly in regards to gas supply to regions that lack infrastructure and distribution pipelines. In some cases LNG will also serve as an extension to existing pipelines, and even be used to boost pressure in the distribution system during peak seasons.

The small scale LNG seems to be economically viable for the transportation distances about 500 km and supply volume below 2,5 MMscm/d or 600 – 700 K ton/y. The small scale LNG supply could be attractive for countries with serious geographic complexities such as mountains, marshes, impassable forests, etc. In this case LNG could be safely delivered by rivers in special tanks or by cars or even by horses. High energy density of LNG creates the point for economic viability of LNG supply projects. Especially it could be interesting for countries having no own gas resources but having transit pipelines – so called transit countries (Georgia, Turkey, Greece etc). They can have their share of gas in the form of option gas for transit services; liquefy it at the expense of 'granted' pressure in the pipeline and then distribute to hard accessed regions or to domestic supply in case of rare population areas when it is very expensive to construct the pipeline¹⁹⁸.

Land based small-scale LNG plants can be divided into two main categories:

¹⁹⁵ Snøhvit Gas Field, Barents Sea, Norway, the website for the offshore O&G industry; <http://www.offshore-technology.com/projects/snøhvit/>

¹⁹⁶ Overen, G.; Møger, J.; Neraas, B.O.: Plant-specific information on LNG plants and storage provided by Statoil, 29 April 2003

¹⁹⁷ Einar Brendeng, Jens Heltland. On the relevance of integrating LNG with the energy supply systems of transit countries. Proceedings of NATO ARW "Security of Natural Gas Supply through Transit Countries", Tbilisi, 2003

¹⁹⁸ Vladimir Feygin & Yuri Rykov, Russian Gas Supply and Some Prospects of Small Scale LNG units. Proceedings of NATO ARW "Security of Natural Gas Supply through Transit Countries", Tbilisi, 2003

- Peak shaving plants
- Small-scale LNG plants for decentralized LNG production.

In peak shaving applications a large LNG volume is stored for winter operations. When gas volume is needed in a localized area, LNG is pumped from storage, vaporized and sent to the customer. Volume is replenished during off-peak periods.

The newest global market is for vehicle fuels. Liquefaction facilities for vehicle usage may essentially be the same as peak shaving units; although, LNG storage is much smaller and it is loaded to the vehicle tank as a liquid rather than vaporized gas.

The production capacities for these types of plants may be in the range of 10 – 500 tonnes of LNG per day (see Table 3.3).

Table 3.3. LNG plant characteristics¹⁹⁹

Plant characteristics	Peak shaving	Vehicle fuel
Liquefaction, ton/day	100-500	10-400
Operating period, days/year	150-200	365
Storage, m ³ (days production)	50,000-100,000 (150-200)	5,000-10,000 (5-10)
Sendout	Vapour	Liquid
Sendout rate (relative to liquefaction rate)	10-20 times	2-3 times
Sendout type	Pipeline	Truck/rail

Some suppliers of small LNG plants on the market are in alphabetic order (non-extensive list): Air Products and Chemicals Inc. (USA), Black & Veatch Pritchard (USA), Chart Industries Inc. (USA), CH-IV Cryogenics (USA), Chicago Bridge & Iron Company (USA), Chart (USA), Cryogenics (USA), Hamworthy KSE (Norway), KryoPak Inc. (USA) and Linde (Germany). Error! Reference source not found.3.4 shows the principle for a peak shaving plant with combined delivery of gas to pipeline and truck or rail loading. Different process cycles are developed for such applications²⁰⁰.

Table 3.4 below presents values for different technologies and for different versions of the mixed refrigerant cycle²⁰¹. Table 3.4 Comparison of efficiencies for different cycles

Cycle	Approximate power consumption relative to cascade cycle
Cascade cycle, three stages for each three refrigerants	1.0
Single stage mixed refrigerant cycle (Prico)	1.25
MRC with propane pre-cooling	1.15
Multi-stage MRC	1.05
Single expander cycle	2.0
Single expander cycle with propane pre-cooling	1.7
Double expander cycle	1.7

¹⁹⁹ Price, B.C.: 'Small-scale LNG facility development', Hydrocarbon Processing, January 2003

²⁰⁰ More detailed information on modern large scale and small scale LNG technologies is given in article "State of the art in liquefaction technologies for natural gas", by Einar Brending and Jens Heltand (SINTEF Energy Research, Trondheim, NORWAY), NATO ARW "Security of Natural Gas Supply Through Transit Countries" Proceedings, Tbilisi, 2003.

²⁰¹ Finn, A.J.; Johnson, G.L.; Tomlinson, T.R.: 'Developments in natural gas liquefaction', Hydrocarbon Processing, April 1999, Vol. 78, No. 4

3.5. The Economics for Liquefaction Plant Projects²⁰²

Turbine-driven plants generally cost 2-4 million Euro more than similar plants driven by electric motors. Thus the selection of drive will reflect the cost of the plant versus capacity as indicated in **Error! Reference source not found.**3.5. The investment may also reflect various requirements for the liquefaction train and necessary support facilities. As shown in **Error! Reference source not found.**3.6 the relative plant cost increases as the plant size gets smaller.

LNG plants for peak shaving and for vehicle fuel production are basically similar in terms of pre-treatment and liquefaction. However, these plants differ greatly in terms of LNG storage and send-out facilities as shown in

Table 3.5.

Table 3.5. Comparative project cost

Type of Plant	Peak shaver		Vehicle fuel	
Liquefaction Capacity	300 ton/day		300 ton/day	
Storage Capacity	100,000 m ³		7,000 m ³	
Send Out Capacity	4000 tonnes/day		600 tonnes/day	
Operation Period	200 day/year		350 day/year	
Drives	Motor	Turbine	Motor	Turbine
Power, ¢/kWh	3	5	3	5
Fuel, USD/mill. kJ	3	2	3	2
Capital, million USD	39	43	23	27
Operating cost, USD/20 kg	0.47	0.39	0.47	0.39
Capital, USD/20 kg	1.56	1.72	0.51	0.60
LNG to tank, USD/20 kg	2.03	2.11	0.98	0.99

3.6. Small-Scale Natural Gas Liquefiers

Small-scale natural gas liquefiers are developed in several organizations, mainly for the LNG vehicle market. The capacity for these liquefiers may be as low as 75-225 kg/h.

Gas Technology Institute in U.S.A. is working on a single mixed refrigeration system with an ordinary oil-lubricated screw compressor and a plate-fin heat exchanger. The main purpose of the

²⁰² Price, B.C.: 'Small-scale LNG facility development'. Hydrocarbon Processing, January 2003

project is to avoid the conventional negative scaling effect, and to achieve an LNG price that can compete with large production units²⁰³.

SINTEF Energy Research (Norway) has taken a similar course, and is aiming at a unit with a maximum LNG capacity about 400 kg/h. Oil-lubricated screw compressors and copper-brazed plate heat exchangers are used in a pilot plant with production 50 kg/h LNG²⁰⁴.

For small-scale LNG production, the cost of pre-treatment of the natural gas, i.e. drying and CO₂ removal, may become a large part of the total cost. Cryogenic CO₂ removal has been used for peak-shaving plants by Chicago Bridge & Iron Inc. This feature is also included in the small-scale LNG concept by Idaho National Engineering and Environmental Laboratory, in a letdown cycle²⁰⁵.

A different approach has been taken in the development of the LNG Micro-Cell Process at Curtin University of Technology²⁰⁶. The capacity of the unit is 1200 l LNG/day, corresponding to 25 kg/h, but this can be increased by a factor of 10. The process used in the mini LNG module is based on a combination of the conventional nitrogen and compression cycle. The system uses a mixture of three refrigerants to achieve continuous refrigeration to temperatures between -80 °C and -110 °C, and then uses liquid nitrogen down to -161 °C. Nitrogen is liquefied under controlled pressure and temperature using the compression refrigeration cycle, then recycling through a natural gas heat exchanger chamber. Liquid nitrogen is continuously cycled between the compressor cycle and the LNG production chamber for maximum efficiency. The CO₂ in the natural gas is frozen out as a solid in the LNG chamber and removed in a cyclone.

3.7. LNG Storage Technologies

LNG can be stored in cryogenic tanks and distributed in special containers by road, rail and sea. Typical of LNG tanks are:

1. **Large-scale LNG storage tanks** are usually constructed as freestanding tanks, membrane tanks or buried tanks.

Freestanding tanks are flat-bottomed, vertical, cylindrical tanks for low-temperature services^{207,208}. Basically three tank design principles prevail:

- ⇒ a): single containment,
- ⇒ b): double containment
- ⇒ c): full containment.

The main features of these concepts are: freestanding inner tank and bottom in 9% nickel steel and aluminium suspended deck, with all penetrations from the tank roof. Pump wells are either supported from the tank base (as for type a+b) or from the roof (type c). The insulation material is usually perlite. Further specific features:

Single containment:

- Carbon steel outer tank vapour and insulation container
- Carbon steel dome roof with external deluge system

²⁰³ Wurm, J.; Kountz, K.K.; Liss, W.E.: 'Small-Scale Natural Gas Liquefier Development', IIR Cryogenics 2002, Prague, April 23-26 2002

²⁰⁴ 'Flytendejoring av naturgass', Norwegian Patent PCT/NO01/00048

²⁰⁵ Wilding, B.: 'Sacramento Small Scale Liquefier Plant', NGVTF Technical Committee Meeting January 28-29, 2003

²⁰⁶ 'Small Scale LNG Unit, Large Scale Potential', Australian Energy News, Issue 22, December 2001

²⁰⁷ Aspelund, A.; Brendeng, E.; Einang, P.-M.; Neck-Hansen, B.; Molavik, M.J.; Neerås, B.O.; Vist, S.: 'LNG - Technology Evaluation', SINTEF Report, 2003

²⁰⁸ 'Flat-bottomed, vertical, cylindrical storage tanks for low-temperature service', BSL BS 7777 Part 1, 1993

Secondary containment provided by composite sand core and crushed rock dikes designed for 110 % tank storage capacity

Double containment:

- Carbon steel outer tank vapour and insulation container
- Carbon steel dome roof with external deluge system
- Secondary containment provided by a post-tensioned concrete outer retaining tank wall, integrally attached to the concrete base slab, designed for 110 % of maximum storage

Full containment:

- Pre-stressed concrete outer container with steel liner
- Concrete covered steel roof
- Liquid spill area limited by outer concrete wall
- Normal operating pressure up to 250 mbar

The diameter of base-load storage tanks is usually 65-85 m, with a dome-height up to 48 meters and 37-38 m jacket height. The building of such tanks is a highly specialised undertaking. Only a few companies in the world are involved in large-scale LNG tanks construction. Usually these companies offer turnkey solutions.

The price of full containment tanks – like Snøhvit - is around 750 Euro per m³ for the entire tank systems, and about 525 Euro per m³ for the tank itself. The price of double and single containment is naturally somewhat lower^{209,210}.

The largest above ground LNG storage tank built so far is a 180 000 m³ tank in Senboku, Japan, for Osaka Gas, finished in 2000. Whereas the largest in-ground tank is a 200 000 m³ built at the Ohgishima LNG terminal in Yokohama, finished in 2000. This tank was built in concrete having a 36% Ni-steel membrane. Especially in Japan where land prices are high, the bigger tank volumes have had a significant impact on lowering the cost of new plants since they need less ground area to store large amounts of LNG than a multi-tank facility. In Japan approximately 100 storage tanks above the ground have been built at the import terminals, whereas many LNG tanks are built below ground level.

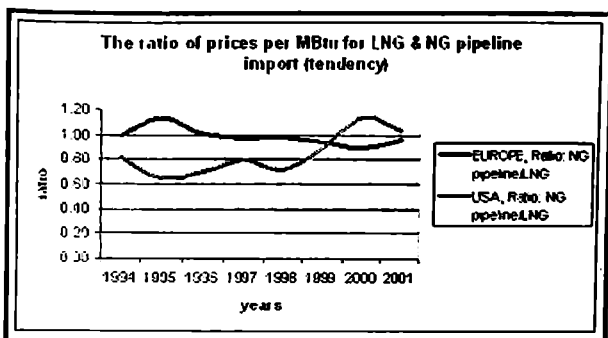
2. **Engineered vertical and horizontal stationary storage tanks** are typically designed for a capacity in the range from 60 to 500 m³ and maximum allowable working pressure up to 24 bar for long-term storage of LNG²¹¹. The insulation is usually vacuum-perlite based with a molecular sieve adsorber in order to minimise the loss of stored products. The engineered tanks can be supplied with external vaporisers, - either product, ambient or steam heat vaporiser, and vacuum insulated pipelines and other cryogenic components that are required to create a complete installation. The inner vessel is in stainless steel. The outer jacket combines leg and lifting lugs and is designed for transport, easy lifting and low cost erection. The piping is made from stainless steel. The pressure control is a multifunction regulator, economiser and thermal-relief valve. The budget price amounts to 1000-3000 Euro/m³ depending on size.

The former price is a 500 m³ tank (net price including transport and erection, whereas the latter price is a 50 m³ tank).

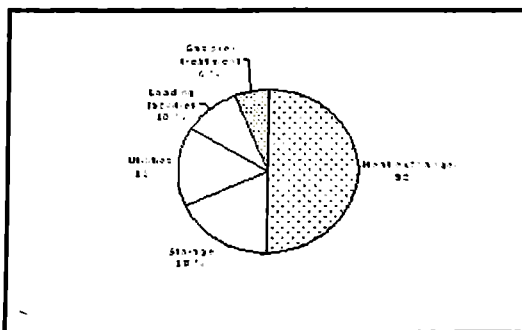
²⁰⁹ 'Snøhvit Gas Field, Barents Sea, Norway', the website for the offshore oil & gas industry, <http://www.offshore-technology.com/projects/snøhvit>

²¹⁰ Owren, G.; Moger, J.; Neraas, B.O.: Plant-specific information on LNG plants and storage provided by Statoil, 29 April 2003

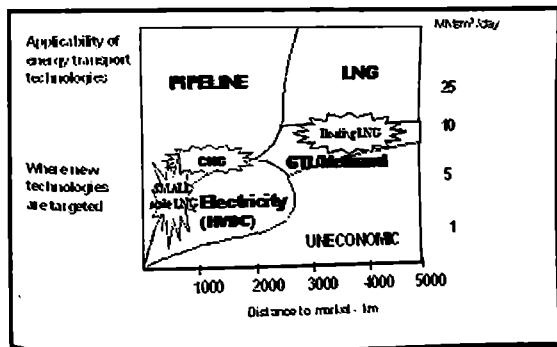
²¹¹ Zeman, J.: 'Liquefied Natural Gas – an attractive alternative for gas-based utility system. Ferox, an Active Participant'. Podnikatel, November 2002



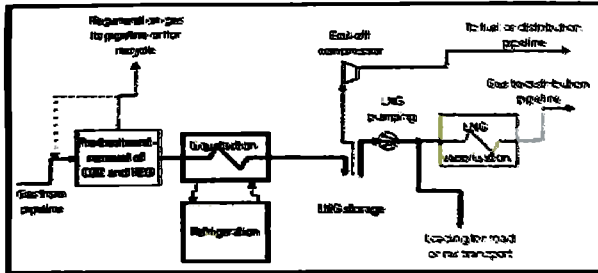
ნახ. 3.1. ბუნებრივი აირის და თხევადი გაზის ხვედრითი ფასების შედარება
Figure 3.1. Prices ratio (Source: IEA, Natural gas information 2002)



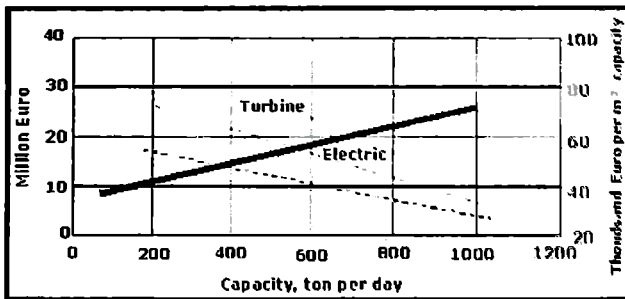
ნახ. 3.2. დანახარჯების ხვედრითი წილები თხევადი გაზის წარმოებისათვის
Figure 3.2. Cost breakdown of a modern base-load LNG plant



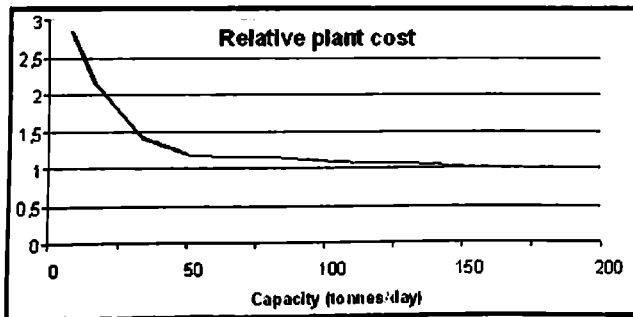
ნახ. 3.3. ენერგორესურსების ტრანსპორტირების ტექნოლოგიების შედარება
Figure 3.3. Concept map of energy transport technologies



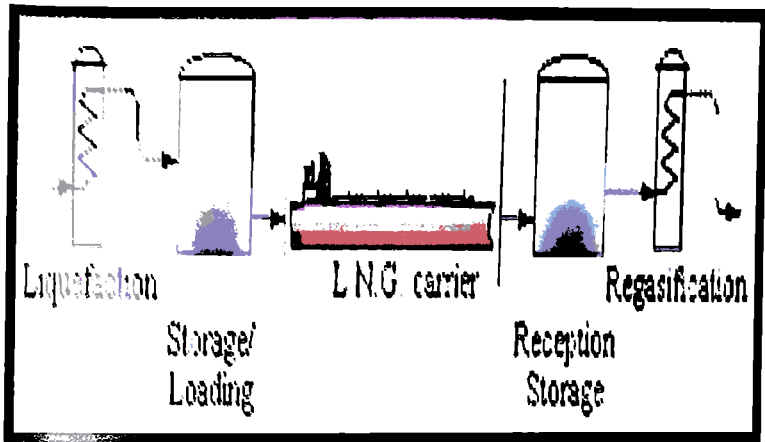
ნახ. 3.4. ჰაუნერი დავერთვითის რეკლირებისთვის განყოფილი სანარმოს ფუნქციონირების პრინციპი
Figure 3.4. Principle for peak shaving plant.



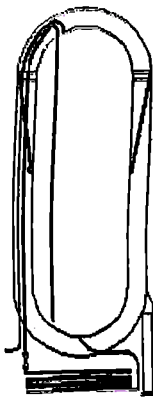
ნახ. 3.5. დანახარები გაზის გათხევადებაზე
Figure 3.5. LNG liquefaction plant cost



ნახ. 3.6. გაზის გათხევადების ხედილითი ხარჯები
Figure 3.6. The relative LNG plant cost



ნახ. 3.7. თხევადი გაზის ტრანსპორტირების ეტაპები
Figure 3.7. LNG transportation chain



ნახ. 3.8. სტაციონარული ტიპის ვაკუუმ-დაცული, ვაეუმური
 საცავი თხევადი გაზისათვის
Figure 3.8. The principle of stationary vacuum-insulated vertical LNG-storage tank



ნახ. 3.9. დანახილ გაზზე მომუშავე ავტობუსი
Figure 3.9. CNG fuelled bus

3.8. LNG Transportation Technologies

LNG transportation cycle considers allocation of liquefied gas in storage/loading facilities, delivery to reception reservoirs with special tanks (carriers) (at 1 bar and -160°C) and regasification (Figure 3.7).

1. **LNG tanks for road transportation** are usually double-walled vacuum insulated tanks similar to a thermos bottle. LNG can be stored up to three days in the tanks of the trucks without any loss of LNG through the boil-off process²¹². The inner tank and interconnecting piping are made from stainless steel with a low-heat-absorbing super-insulation with high performance vacuum. The tanks are made to withstand most accidents that may occur during transportation. Typical capacity of the tank is 50 m³ net LNG. The transfer of LNG is usually made by pressure - built up by external heater or cryogenic pump. The budget price is 230 000 Euro for the entire system.

2. **LNG tanks for rail transport** are by units of around 120 m³ net LNG capacity. Vacuum insulated double wall tanks are usually used. Budget price: 500 000 Euro.

3. **ISO LNG containers** are typically 18 m³ net LNG capacity. Such tanks are usually vacuum insulated and made for different pressure classes - typically 10 to 22 bar. Holding time is up to more than 100 days. Budget price: 150 000 Euro.

4. **LNG vehicle fuel tanks** are usually double-walled, insulated containers, designed for a maximum working pressure of 16 bar. Usually the car's engine would require a gas pressure varying from 4 to 9 bar. This pressure can be ensured either by a mechanical pump connected to the fuel tank, or by preparing the liquid so that it will maintain the required pressure. Usually the latter option is easier than depending on the reliability of a pump, although the disadvantage is that the density is reduced at the higher pressure which will enable the tank to deliver the full amount of fuel. This arrangement may reduce the vehicle range by as much as 11%²¹³.

5. **LNG carriers for sea transportation** are either with spherical tanks or with membrane type tanks.

LNG carriers are equipped with gas and fire detection systems. The cargo safety system is extensively instrumented – including a shut down system that is activated on predetermined parameters. Furthermore, the safety equipment of LNG carriers includes sophisticated radar and positioning systems that alert the crew to the surrounding traffic on potential hazards. A number of distress systems and beacons will automatically emit signals if the ship enters difficulty positions²¹⁴.

3.9. Compression of NG for Vehicles

An advance in Natural Gas Vehicle (NGV) technologies is leading to lower costs and better performance. Vehicles running on compressed natural gas (CNG) have recently been introduced to the Greek, Georgian, and Armenian markets. Use of NGV reduces fuel costs at 20 – 25% excess in fuel consumption and satisfies lower emissions mandates (80 – 90% emissions reduction, 10 – 14% less noise level), by 15 – 20% higher capital cost but about 10 % reduction of O&M costs compared with conventional vehicles.

²¹² 'Answers LNG FAQs. Frequently Asked LNG Questions', Northstar Industries, Methuen, MA, USA. <http://northstarinc.com/lngfaqs.html>, 2003-04-15

²¹³ Litzke, W.-L.; Węgrzyn, J.: 'Natural gas as a Future Fuel for Heavy-Duty Vehicles', The Engineering Society For Advancing Mobility Land Sea Air and Space International, Government/Industry Meeting Washington, D.C. May 14-16, 2001, SAE Technical Paper Series 2001-01-2067

²¹⁴ 'LNG frequently asked questions', Energy for Wales, <http://www.energyforwales.co.uk/faq.html>

As a rule Natural gas for compression is supplied from high pressure natural gas transmission pipelines or storage facilities. It passes through filters and driers before it is compressed and stored in CNG cylinders. Through a pipe system, CNG is finally supplied to the vehicles. So, for the compression of NG the following main technological stages take place:

- ⇒ Supply of NG from the transmission system;
- ⇒ Filtering and drying;
- ⇒ Compression;
- ⇒ Storage and Supply of vehicles (CNG Distribution).

The Georgian company Exergia offers original technology of NG compression. Expenses for NG compression with the utilization of this technology are by 40-45 % lower than by traditional European technologies by supplementary high reliability of system's functioning²¹⁵.

Natural gas utilization constitutes a major solution for public transportation in large cities. Gas fuelled bus is shown in the photo below.

Europe's largest fleet is in the city of Athens, comprised of 300 natural gas fueled buses, plus 100 new ones that will be bought in 2004. Number of CNG fueled buses in some of European cities and worldwide are as follows: Bordeaux – 115, Nice – 90, Lille – 100, Florence – 70, Turin – 100, Naples – 60, Palermo – 60, Malmö – 125, Sidney – 400, Adelaide – 210, Los Angeles - 1,700, New York 600, Toronto 125, Hamilton 91 buses

3.10. Gas to Liquid Technology (GTL)

GTL technology involves converting natural gas into liquid hydrocarbons. Relatively simplified process has been recently developed with the goal of reducing the capital cost and the minimize size of plant²¹⁶. This process could become cost effective with throughput as low as 300 tons per day. GTL will yield synthetic hydrocarbons that can be used directly as fuels or blended with lower quality crude oil derived fuels to bring them into compliance with more stringent emissions standards and performance specifications.

Despite this outlook, the process may only be profitable and practical for use in remote oil fields where gas flaring or re-injection is common²¹⁷. GTL may make sense for Azeri-Chirag-Guneshli offshore oil fields in Azerbaijan that currently are not connected to onshore gas processing plant and flaring the associated petroleum gas. The produced liquefied fuel could then be transported with existing oil pipelines.

If GTL product penetrates the transportation sector at a price comparable with petroleum products, then most likely gaseous fuel technology and infrastructure would not enter the market until much later down the road. This would certainly be the case if GTL fuel could be mixed with gasoline in order to reduce emissions.

²¹⁵ A. Beroshvili, Perspectives of Introduction of compressed gas production technologies, Materials of OPET Clean Fossil Fuel Project Workshop "Development Perspectives of Clean Fossil Fuel Technologies", Tbilisi, March, 2004

²¹⁶ New Combustion Technology Facilitates Smaller Capacity GTL Plants, Syntroleum Corporation Press Release, September 16, 1998

²¹⁷ Fueling the future, Natural gas and new technologies for a cleaner 21st century, Technical Report, WPA Inc., February 2000, Washington DC

4. NG CONSUMPTION TECHNOLOGIES

4.1. Natural Gas in Residential Sector

Natural gas is a cleaner fuel than oil or coal, and not as controversial as nuclear energy, it is simple for consumption and convenient for end-users. The natural gas direct burning systems in different sectors, such as domestic, commercial, industry, transport or power sectors, are extremely energy efficient.

One of the biggest problems facing natural gas consumption in the residential sector is the higher average initial purchase and installation costs with respect to electric technologies. In the long run, this discrepancy can be overcome by greater efficiency and lower operating and maintenance costs. However, the reality of the marketplace is that quite often, consumer demand is determined largely by initial costs. Accordingly, these must be reduced to have the greatest effect in stimulating demand for gas technologies.²¹⁸

Gas furnaces are the undisputed choice for space heating of homes. Electric heaters have proven problematic for many residential consumers because high bills for electricity. Energy statistics show that heating a home with natural gas in Western countries is at least for 30 % cheaper than with an electric energy. Top-of-the-line furnaces can achieve efficiency levels of over 90 percent, smaller units generally exceed an international efficiency standard of 78 percent.

Space heating methods with the use of NG are:

- ⇒ Central heating system consists of the NG burner-boiler (Figure 4.1) and the hot water distribution system to the building's apartments.
- ⇒ Space heating units are small size wall units which may also provide hot water. A 27 kW unit connected to a boiler of 100lt may produce in 9 min 100lt of water at the temperature of 45°C. Their efficiency is 83-84% and they have noise-free operation.
- ⇒ Room heaters are placed on walls facing outward, in order to exhaust fumes and intake air and use fans. A 4.6 kW heater can heat a 50 m² room.

Gas air conditioning has significant penetration in the commercial sector but has yet to make major inroads in the residential sector. The initial costs for electric air conditioner is much cheaper to purchase, but is more expensive to operate. Residential gas-powered air conditioning units use 30 percent less energy than their predecessors and have an expected 20 year life with low maintenance.

Gas water heaters have advantages over electric water heaters. They are able to heat water faster and more efficiently than comparable electric water heaters. The cost of heating a tub of water with a high-efficiency gas heater is less than half the cost in a high-efficiency electric heater. NG water heaters are small size and are placed on a wall facing outwards in order to easily exhaust the fumes. They are equipped with an atmospheric burner and their specifications range is 5-16 l/min capacity and 40-65 °C water temperature. Their efficiency is 83-84%. Ground storage NG water heaters may have a storage capacity of 220 lt and an efficiency of 90%²¹⁹.

One of the more innovative products to hit the market recently is the single-unit combination system that provides space heating and hot water from the same unit. Installation is simple with one gas line and one vent. The single unit system is ideal for smaller homes where saved space can be used for storage or additional living space.

²¹⁸ Fueling the Future. Natural gas and new technologies for a cleaner 21st Century. Technical report prepared by Washington Policy and Analysts, Inc., February 2000, Washington, DC

²¹⁹ Energia Report

Natural gas fireplaces have shown growing consumer appeal in recent years, as home-buyers look for the warmth and coziness of a wood fire without the inconvenience of procuring and storing wood and kindling materials. The time spent maintaining a fire and cleaning the pipes can be prohibitive. Instead, a gas fireplace can be easily turned on and off. Air tight and heat circulating designs have made gas fireplaces more efficient. Another reason for choosing a natural gas rather than a wood fireplace is the reduced amount of emissions.

Gas cooking is very common in the residential sector. In USA it costs approximately half as much as cooking with an electric range (in Georgia may reach 3-4). Advantages of gas cooking include more responsive temperature control, and the option of high- or low- temperature burners.

Gas dryer technology continues to improve and remains highly competitive against comparable electric dryers. According to statistics, the cost of drying a typical load in a gas dryer is more than twice cheaper than for an electric dryer. Due to the fact that clothes dryers are durable goods, it will take time for gas-powered models to penetrate the market.

Installation technologies for residential natural gas consumers are getting cheaper and easier. A new product -- corrugated stainless steel tubing -- is helping to reduce the cost of installing natural gas to residences. This flexible piping is much easier to install than traditional black pipe while offering the same durability and strength.

Emerging Technologies for residential sector

Gas-fired equipment needs to equal or surpass technologies using other forms of power in initial costs and efficiency criteria, while continuing to meet emissions and venting standards. Emerging gas technologies that are ready to make a significant impact include fuel cells and micro turbines, which will soon enter the distributed generation. These technologies can all contribute to reducing emissions, especially in areas of high population density, as well solve problems of electricity supply for remote, mountainous area (e.g. frontier posts).

There are numerous home energy needs that cannot be filled directly by gas – such as lighting, computers, TV's and VCR's. However, electricity produced by large, central generation stations typically requires about three units of primary energy input to produce one third as much energy equivalent in useful power. It is not uncommon for an additional 8 to 10 percent of gross generation to be lost in operating the plant site, transmitting electricity to a consumption area, and actually distributing it to home users. Bringing generation closer to the consumer reduces line losses; applying such highly efficient technologies as the small-scale fuel cell adds tremendous savings over the long term. Furthermore, a greater rate of savings can be achieved if distributed generation technology is used during peak consumption hours.

Fuel cells of various sizes, technologies and fuel types are being touted as a solution to a number of energy challenges, from electric industry reliability to environmental degradation. Fuel cells provide an efficient method of generating electricity while generating minimal air pollution, heat and water (Capacity - P=3 kW-3 MW; Investment - C_i=1600-3000 €/kW, O&M costs - C_o=0,004-0,01 €/kWh). They are electrochemical devices much like batteries that convert chemical energy of a fuel, such as methane or methanol, directly into electricity. They have some features similar to batteries: both have positive and negative electrodes, and an electrolyte. However, unlike a battery, which can provide power for only a limited time before requiring recharging or replacement, the fuel cell can operate continuously, producing electricity as long as fuel and air are supplied.

Fuel cells are very efficient ($\eta=40-70\%$). When used in cogeneration applications that is when both the generated electricity and the resultant heat are utilized, up to 80 percent of the energy

accumulated in the fuel, while producing minimal amounts of regulated pollution²²⁰. Fuel cells can produce greater value from the natural gas consumed than any other type of power generation system. The models of fuel cells commercially available today can achieve approximately 40 per cent electric generation effectiveness²²¹. Future fuel cell systems are projected with electric generation effectiveness up to 60-70 percent²²².

Micro-turbines offer customers, whether small businesses or residential, the possibility of generating electricity on-site. As energy markets become more competitive in the coming years as the momentum of deregulation builds, micro turbines are likely to become popular not only as a back up source of power but also as an alternative to high peak-time electricity rates. In remote areas, it may be more cost effective to use fuel cells as a primary source of power in lieu of a connection with the power grid.

Micro turbines can be fueled with propane, diesel fuel, gasoline, natural gas, or other high-energy fossil fuels; they are useful both individually and in combination; and can be modified to drive other machinery. Micro turbines are also extremely reliable, with only one moving part that generates power. Since they use air bearings, the machines need little or no oil for lubrication. Because micro turbines do not require electricity to operate, power outages do not affect them, which enable micro turbines to supply emergency electricity.

Micro turbines are small, high-speed power plants equipped with power electronics. Each micro turbine consists of a generator, compressor, and turbine that share a single shaft, with a small rotor. Micro turbines can be linked to the power grid or operated independently; and they have the power to generate electricity nearly anywhere. Advantages include their small size, high reliability, low emissions and Investment ($C_i=500-750$ €/kW) and O&M costs ($C_o=0.0025-0.0085$ €/kWh), quiet reasonable efficiency ($\eta=20-30$ %), with an ability to produce 25 kW to 400 kW of power. Micro-turbines are currently being tested and used on the commercial level. Once their reliability has been established, many industry insiders predict that residential customers could have their own micro-turbines by 2005²²³.

4.2. Gas Technologies for the Commercial Sector²²⁴

NG use in the commercial sector finds application in the following consumer categories: Hotels, Hospitals, Restaurants, Bakeries, Schools, Sport facilities-Cultural-Recreational centers, Laundries, Commercial stores, Goldsmiths, Car drying.

Specific NG appliances are used, among other, for: Space heating, Water heating, Cooking, Clothing washing-cleaning-drying, Co-generation of electricity and heat (discussed later on). Another interesting application is in greenhouses. NG is used for both their heating and the enrichment of the air inside them in CO₂ derived from the NG fumes. The burning of 1 m³ of NG provides 1 m³ or 2 kg of CO₂. Such facilities comprise CO₂ metering devices, automatic controls for the programming of the CO₂ injection to the greenhouse and CO₂ nozzles (one nozzle per 400 sq.m.).

Food Service Technologies

²²⁰ Gas Industry Online: Gas Technology Summer 1999

²²¹ The Natural Gas Fuel Cell", www.naturalgas.org/FE/EL.CELL.IITM, downloaded on 30 November 1999.

²²² Ibid

²²³ "Generating Interest: Micro turbines Tout Cheaper, More Reliable Power", *Crain's Chicago Business*, 13 April 1998

²²⁴ Fueling the Future, Natural gas and new technologies for a cleaner 21st Century, Technical report prepared by Washington Policy and Analysis, Inc., February 2000, Washington, DC

Food service is a core commercial market for gas. Currently, natural gas enjoys a 55 percent share of the cooking and 54 percent share of the refrigeration needs in this sector of the USA, with a majority of both going to restaurants. In Tbilisi, Georgia share of the cooking is approximately 97-98% for gas (both NG and LNG). Majority of small bakeries are using NG. In addition, continued strong demand for food service is projected, based upon an increasing number of high-income households and in the number of working women, as well as changing consumer tastes and demands. The strongest areas of growth in new restaurant facilities are 'nontraditional' sites. Over the past several years, the gas industry has worked to develop a variety of gas ovens, broilers, griddles, and water heaters that continue to help restaurants improve energy efficiency, productivity, menu flexibility, and food quality. Some of the latest models of ovens and griddles are designed to cook food in a number of ways. This not only reduces overhead costs, but also reduces the amount of energy required to cook, with respect to a comparable electric appliance.

For the next generation of food service technologies is strong need in the commercial sector's energy market. As the food service industry responds to changing consumer preferences, there is an ongoing need for smaller, multi-function equipment, with innovative ventilation systems, that can fit into nontraditional locations such as airports, museums, hospitals and shopping centers. Traditionally electric appliances have had a virtual monopoly on these compact food service outlets, but gas-fueled options are now close to commercialization. This incorporates a specially designed fryer, griddle and oven, each occupying a small space but capable of a high-volume of output.

The goal of RD&D effort in this area is to develop a full line of rapid-cooking gas equipment, from counter-top models to full-size, floor models, for use across the spectrum of commercial food service businesses, including the nontraditional restaurant sector.

Although gas has traditionally dominated in the space and water heating segments of commercial sector energy use, it is space cooling that offers the greatest potential for growth in the coming decades. Gas cooling systems offer significant economic and operational advantages for commercial sector application. Market growth for gas cooling has been significant over the past ten years in three distinct gas sub-markets:

⇒ Engine-driven chillers use a gas engine rather than an electric motor to drive a compressor. These systems offer the option of recovering waste heat that is then used to generate hot water or steam;

⇒ Absorption chillers produce a cooling effect by evaporating a refrigerant, generally water or ammonia, and are often used to cool large commercial buildings. The efficiency of the system can be improved by increasing the number of heat-exchanging stages;

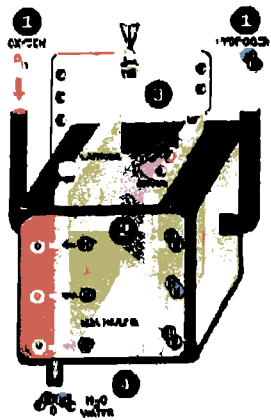
⇒ Gas-based desiccant dehumidification systems reduce the humidity of the air in a building, reducing the energy needed to cool it. Used in combination with an air cooler, there is less moisture buildup and fewer problems with organisms growing within the cooler.

A new technology in commercial gas cooling is Generator Absorber Heat Exchanger (GAX). It differs from conventional electric technologies in that a thermal compressor, comprised of a generator and absorber, replaces the motor compressor. A unit equipped with such technology uses water and ammonia as working fluids. The thermal generator uses chemical absorption (not motor-driven vapor compression) to provide cooling or heating and so is very efficient.

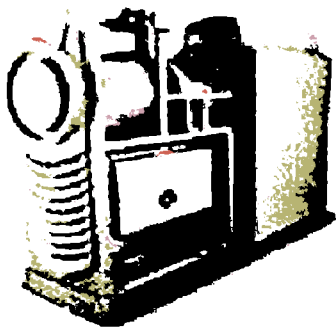
Humidity control is just as important as temperature control when cooling commercial buildings. Desiccant materials, coupled with gas heat, can provide control at a lower cost than conventional electric air conditioning. A desiccant is a solid or liquid material that absorbs water vapor. A common example is the crystalline material packed in a little pouch with new cameras or other electronic equipment. In a gas-based desiccant dehumidification system, a desiccant wheel pulls moisture from an incoming stream of ventilation air, and then is regenerated with gas heat to repeat the process.



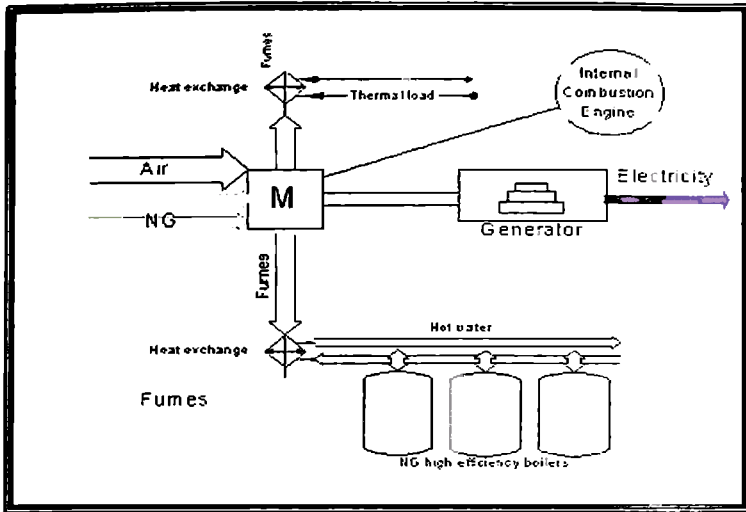
ნახ. 4.1. ბუნებრივ აირზე მომუშავე გათბობის ქვაბი
Figure 4.1. Natural Gas central heating boiler



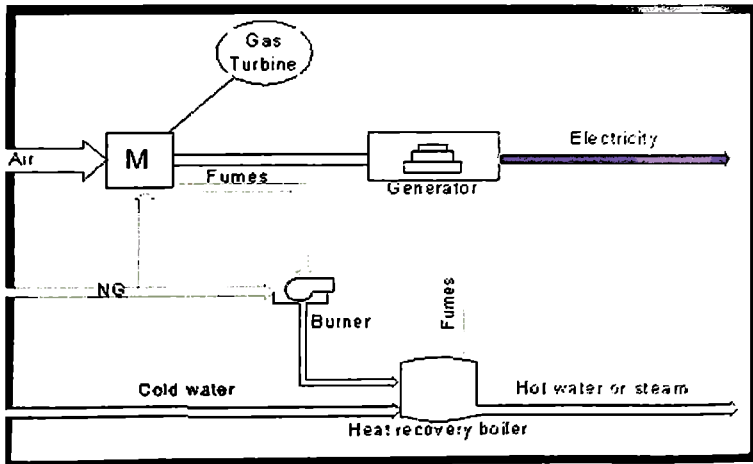
ნახ. 4.2. თბური ელემენტი
Figure 4.2. Fuel cell



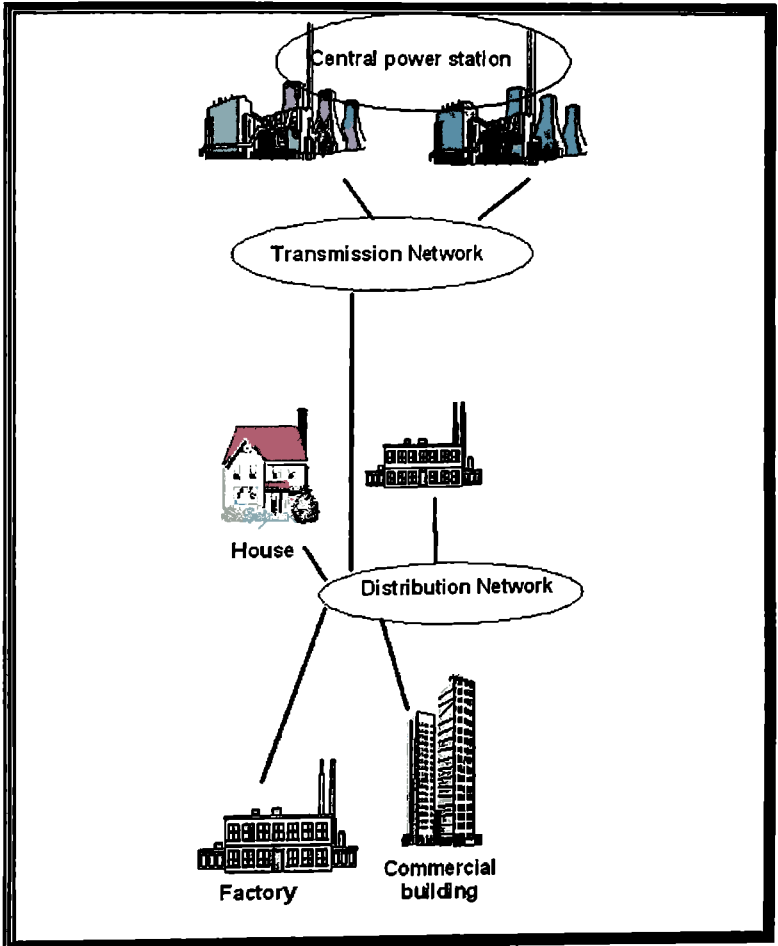
ნახ. 4.3. მიკრო ტურბინა
Figure 4.3. Micro-turbine



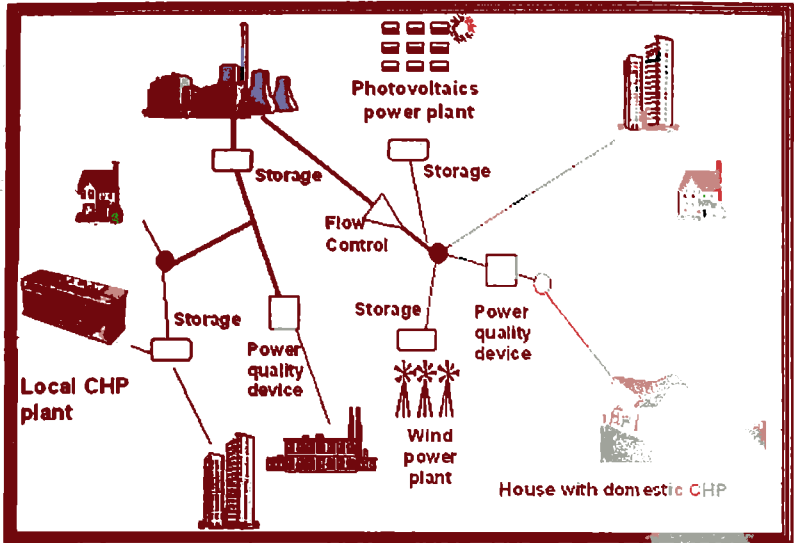
ნახ. 4.4. შიგა წვის კოგენერაციული სისტემის ბლოკ-სქემა
Figure 4.4. Internal Combustion Cogeneration Flow Diagram



ნახ. 4.5. ტურბინული კოგენერაციული სისტემის ბლოკ-სქემა
Figure 4.5. Turbine Cogeneration Flow Diagram



ნახ. 4.6. ელექტრომომარაგების სისტემა ცენტრალიზებული გენერაციით
Figure 4.6. Power supply system with centralized generation



ნახ. 4.7. ელექტრომომარაგების სისტემა დეცენტრალიზებული გენერაციით
Figure 4.7. Planned system of energy supply with decentralized generation units



ნახ. 4.8. წინსვლით-უაქციური მოქმედების ამძრავი
Figure 4.8. Reciprocating engine

Innovative use of natural gas technology to build state-of-the-art HVAC systems is already demonstrating its value in solving indoor air quality problems while dramatically improving energy efficiency. The school's HVAC system integrates three advanced technologies:

- ⇒ The energy recovery unit, which delivers fresh air to the building. It exchanges or recycles heat and humidity in such a way that re-conditioning costs are lowered;
- ⇒ A desiccant-cooling unit, which dehumidifies warm air before exposing it to the cooling coils. Its advantages are that the costs of using the chiller to dehumidify are reduced and it eliminates the amplification of microbial growth typical on wet cooling coils. This is vital for improving indoor air quality;
- ⇒ A natural gas engine-driven chiller, which by burning natural gas on-site eliminates the typical losses associated with transmission of electricity over long distance power lines. In this system, waste heat from the engine jacket and exhaust silencer are recovered and used in the desiccant regeneration process.

By using this natural gas end-use technology as part of an advanced HVAC system, the school district saves money from the reduced cost of meeting its heating and cooling needs and benefits from a reduction in both student and teacher absenteeism due to improved air quality. In terms of energy savings, they are expected to be in the range of \$130,000 annually.

Distributed Generation

A new growth market for small gas-fired power generation is emerging. WPA (Washington Policy and Analysis, Inc.) analysis predicts that more than 20 percent of new capacity likely to be added over the next 20 years will come from distributed generation. Significant financial resources are being invested for new generation products to improve competitiveness and to enhance market entry and growth.

Despite high levels of activity and capital investment, there is somewhat less certainty about the pace at which smaller, emerging distributed generation technologies will enter the market. The closest distributed generation technology to market is the micro-turbine, typically producing between 25 to 300 kW. These units are very compact, generating power with low NOx emissions, and offering increased reliability and an alternative to high electric rates.

Several systems are expected to enter the market over the next years, and in the near-term, total costs for fully installed systems will be in the range of 500-750 € per kilowatt. This would yield power costs of about 6 cents/kWh - quite competitive with average grid-delivered electricity costs.

A second promising technology for use in commercial sector distributed generation is the fuel cell (see above). But realistically, market introduction of a small-scale fuel cell system is some years away. Challenging technical hurdles still must be resolved, and fabrication costs must be reduced, before fuel cell systems can find widespread use. Several barriers stand between current and emerging distributed generation systems and market success.

Almost all energy related processes waste some energy, often in the form of heat. Sometimes this energy can be captured and used for other processes. The capture and use of energy that otherwise would be wasted ultimately leads to conservation of energy resources and also reduces the environmental impacts that stem from energy production, transportation, conversion and use.

Combined heat and power - CHP (or Cogeneration Systems) and **combined cooling, heating and power - CCHP** or Tri-generation Systems) refer to integrated systems that can provide these multiple products with one energy input, usually natural gas.

Natural gas is ideally suited for CHP and CCHP applications. Heat rejected by gas power generators or engine driven chillers can be used to run cooling equipment such as desiccant dehumidifiers or absorption chillers, or to run space or water heaters.

Natural gas cogeneration systems range from small pre-packaged units to high-efficiency industrial gas turbines and steam turbine systems, which correspond to a nominal capacity from 10 kW to many MW. Natural gas is easy to handle and results in lower operating and maintenance costs due to the need for less personnel and maintenance, and no requirement for fuel stocks. Another advantage of natural gas making it widely used in cogeneration systems is its clean-burning nature. When compared to a similarly sized conventional system with pollution control equipment, a gas-fuelled turbine cogeneration system emits significantly less sulfur dioxide, particulates and nitrogen oxides. The total efficiency of such a system can reach 85%.

Internal combustion cogeneration systems correspond to relatively low power needs of 20 – 200 kW. The electricity produced is directly supplied to the electricity network. Output heat comes from the fumes, the engine casing and the oil cooling system. Heat exchangers are used to heat water which serves the final heating needs, such as space heating or other processes within the plant. Such systems are often accompanied by high efficiency NG boilers, which serve the peak heating needs (Figure 4.4).

In general, the day-long operation of internal combustion cogeneration systems depends on the required heating loads, therefore electricity output may present considerable fluctuations. Extra power needs are covered with purchases from the network, which are nevertheless quite low. As a result the overall economy achieved makes these systems highly profitable, although the initial capital costs may be higher than in a conventional system.

Turbine cogeneration systems mainly consist of a gas turbine and an electricity generator. The exhaust fumes have a temperature of the order of 450°C. The fumes heat is recovered in steam producing units. As the abovementioned fumes contain considerable quantities of O₂, between the turbine and the heat recovery units a burner is often placed which is supplied with extra quantities of NG (Figure 4.5). As a result, the overall efficiency of the system is further increased.

4.3. Industrial Demand of NG

NG is the most favourable fossil fuel for generation of electricity and heat in industry, which faces continual pressures to upgrade equipment, although sound long-term capital investments sometimes offers in adequate incentives. NG is highly cost effective, also significantly can mitigate combustion emissions and support companies comply with increased requirements of environmental regulations. Like other sectors NG consumption in industry of developing countries (especially producer or transit countries as Azerbaijan and Georgia, and probably Greece and Armenia) has the added benefits of being the cheapest, easier to transport and control than many other fuel types.

Combustion technologies for industrial application consider two main alternatives: generation of electricity and heat in centralised systems (plants) or through decentralised generation units (see chart below). NG Conversion technologies in liquid fuel or in chemicals offer another way for its effective utilization.

Key Technologies for industrial applications of NG are as follows:

- ⇒ Power production (Distributed, Co- or Tri-generation) systems;
- ⇒ Gas co-firing systems;
- ⇒ Gas absorption systems;
- ⇒ Desiccant systems
- ⇒ Space & Water Heating/Cooling systems (N.G. engine driven heating/cooling, IR heating, Direct contact water heating, Advanced rapid heating, High temperature vacuum furnaces).

In figure 4.6 centralized power generation system is presented as it appears today. Figure 4.7 presents planned development of power supply system with decentralized generation units. Market

conditions and trends favour Decentralised Generation Systems which are relatively small to medium capacities and locate in nearby to residential areas. They Increase power supply reliability and promote fuel diversity, support regional economic development and employment opportunity.

For decentralized generation systems, as a rule, NG prime movers are widely used. The term “prime mover” refers to engines that convert the energy of fuel or a fluid into mechanical energy. NG prime movers are economical and efficient alternative to electric motors. NG-powered engines can provide energy to a wide variety of applications in industry: compressors, pumps, ventilation and other direct drive systems. The main commercially available “prime movers” are reciprocating internal combustion engines and gas turbines.

NG reciprocating engines (Figure 4.8) have favourable heat recovery characteristics (Capacity $P=30$ kW-20 MW; Efficiency $\eta=30$ -38 %; Investment Cost $C_i=400$ -1150 €/kW, O&M Cost $C_o=0,0055$ -0.0150 €/kWh). Unlike the simple electric motors, which can run only at constant speed, these engines can run at variable speed without significant efficiency loss. This is an important feature for many industrial processes that do not always require full capacity.

Gas turbines (Figure 4.9, $P=500$ kW-150 MW; $\eta=25$ -40 %; $C_i=500$ -750 €/kW, $C_o=0,0025$ -0,0065 €/kWh) are another type of “prime movers” that effectively can substitute electric motors in many industrial technologies.

NG driven micro-turbines (Figure 4.3) and fuel cells (Figure 4.2, technology under development) use also reliable and cost effective technologies and are a key in furthering of different forms of industrial distributed generation

Especially high efficiency is common for Co- and Tri-generation systems. Reduced fuel consumption, reduced emissions (approximately 2.5 times lower than for conventional systems), autonomy of plant energy needs, increased overall plant efficiency (up to 83 % total efficiency instead of maximum 49 % for conventional generation systems) are characteristics of Co- Tri-generation systems.

Combined-cycle Gas Turbine (CCGT) systems are new high-efficiency technologies for producing electricity. They use waste heat that is normally lost. More precisely a combined-cycle power plant uses waste heat to produce more electricity, while a cogeneration system provides heat to fulfil heating needs in a facility. In combined-cycle systems, the steam produced in the heat recovery units is directed to a steam turbine for the generation of extra electricity. The low-pressure steam exiting in the steam turbine is suitable for other processes (Figure 4.10).

Modern gas turbines require gas input at a pressure of 20 bar, which increases the capital costs of the facilities. However, the efficiency of a combined-cycle gas turbine plant reaches 60%, compared to 30 to 35% for a conventional fossil-fired power plant.

Moreover, the advantages of combined-cycle units include lower construction and maintenance costs, faster construction and increased operating reliability.

Natural gas-fired combined-cycle units are also environmentally preferable when compared to conventional systems. No solid waste is produced and regarding the emissions, less than 1 percent of the sulphur dioxide and particulates and about 85 percent less nitrogen oxides are produced compared to a same capacity conventional fossil-fired unit equipped with pollution control equipment.

NG to liquids conversion technologies was shown above (see Part 2). The chemicals and allied products industries are next niche for increased potential of gas utilisation. Consumption of NG in food and associated products, pulp and paper production, plastic industry continue to grow at a faster rate than in other industrial branches. The chart below illustrates more common technologies for NG (methane) conversion in chemical industry.

In the figure 4.12 an indicative synthesis gas utilisation flowchart is presented. NG is used for production of sulphur, hydrogen, oxygen, steam and electricity, fuels and chemicals. In the chart 4.13 possible productions of various methanol based products is shown.

Natural gas utilisation in chemical industry is increasing worldwide due to high efficiency and improved environmental performance of combustion units and conversion technologies, its competitive price, and ability to be converted to liquid fuels and a wide range of chemical products.

4.4. Technologies for the Transport Sector

NG transportation cycle includes separation/processing at wellhead, compression, transportation through transmission pipelines to end users or storage facility (Figure 4.14)

Advanced technologies in NG transportation sector supporting cost reduction and increased reliability and safety (leakage protection and fire – “early warning systems”) are as follows:

- ⇒ Gas compressors with high efficiency;
- ⇒ Gas line inspection modern facilities (robots, embedded sensors, sound waves, electromagnetic pulses, microwave radar & thermal-imaging);
- ⇒ Pipe insulation, coating, welding & cathode protection modern technologies;
- ⇒ Distribution network optimization systems
- ⇒ Mobile gas-leak detectors etc.

Assessment of Pipeline Integrity

Following to the requirements of new Standards and Codes^{225,226,227} modern integrity verification methods and technologies are implemented in USA which include pressure testing, in-line inspection, and others, such as direct assessment, that can be demonstrated to be equivalent. Each of implemented technologies has unique capabilities and limitations that need to be considered in developing and validating an integrity program²²⁸.

A recent trend has been rehabilitation and integrity monitoring of functioning pipelines using high-resolution magnetic flux leakage (MFL) technology as one of the primary inspection tools. In addition, modern pipeline integrity inspection considers in-line inspection (ILI), inertial and ultrasonic tools and other technological innovations.

In the table below are presented the most common techniques available for assessing the integrity of pipelines²²⁹ that perform different functions. MFL tools e.g. detect metal loss within pipe wall, pipe property changes, and ferrous materials adjacent to pipe walls.

Transverse field inspection (TFI) tools detect such axial anomalies as longitudinal seam weld cracks and corrosion²³⁰. ILI and SCC (Stress Corrosion Cracking detection) technologies have changed pipeline inspection from a mere caliper ID measurement to detecting corrosion anomalies and cracking²³¹

Each technique will have maximum benefit if the extent of the integrity problem is recognized and the scope of inspection to be performed is well defined. Particularly, ILI and SCC tools are mostly recommended for the testing of: metal loss, wall thickness measurement, cracking, geometry

²²⁵ ASME B31.8 – Managing System Integrity in Gas Pipelines. American Society of Mechanical Engineers, B31.8S, 2001

²²⁶ API 1160 – Managing Pipeline System Integrity, American Petroleum Institute, Product No. D11601

²²⁷ Code of Federal Regulations, 49 CFR Parts 186 - 199

²²⁸ H. Vieth, A. Beavers, Integrity-verification methods support US efforts in pipeline safety, O&G Journal, Dec.16, 2002

²²⁹ M. Mohitpour, M. McManus, B. Trefanenko, Pipeline rehab responding to regulatory pressures, technological advances, O&G Journal, Jan. 20, 2003

²³⁰ Ed. Yasiniko, H. Patrick, D. Dean, G. Phil, D. Troy, “Plate TFI. Program: Innovative Solutions to Hydrostatic Testing”, ASME IPC 2000 Conference Calgary, Oct 1-5, 2002

²³¹ E. Holden, The changing role of inspection, PII Publication: http://www.niprpa.com/reference_library/papers, 1997

measurement, bend measurement, curvature monitoring, pipe movements and profiling²³². This technology use the Intelligent pigs (Figure 4.15) that are sophisticated technology devices introduced in the pipeline system to perform a variety of tests and measurements (proving and commissioning, in-service cleaning, scraping-removal of heavy wax, hydrostatic testing with bi-directional one, separation and swabbing) along the pipeline²³³.

The pigs are introduced and exited from the pipeline through specific points (scraper stations). These are extensions of the pipeline with a bigger diameter, which are sealed tightly.

Table 4.1. Pipeline Integrity Assessing Technologies

Technology	Methods, Tools, Technique
1 Visual Inspection	
2 Depth of Cover Survey	
3 External Nondestructive Testing (NDT)	<ul style="list-style-type: none"> - Radiology - Magnetic Particle Testing - Dye penetrant inspection - Ultrasonic Inspection
Cathodic-Protection Monitoring	
5 Coating Disbondment and Damage Survey	
6 Hydrostatic Testing	
7 Geometry In-Line Inspection (ILI)	<ul style="list-style-type: none"> - Caliper Pig - x, y, z Geometry (inertial guidance) Tool
8 Metal Loss ILI	<ul style="list-style-type: none"> - Conventional Magnetic flux - High-resolution Magnetic Flux Leakage (MFL) - Transverse Field Inspection (TFI) - Ultrasonic
9 Stress Corrosion Cracking (SCC)	

Repair/Rehabilitation Technologies²³⁴

Pipeline repair and rehabilitation traditionally have been conducted by simple grading, installing of a mechanical sleeve, application of a coating, or cutting out. In recent period scientists and engineers developed the new, more-advanced technologies and products for pipeline rehabilitation. For example, epoxy composition-filled sleeves became commercially available in late 1980s, but the 1990s is the time of development and implementation more advanced composite coating and repair techniques. Issues such as economic feasibility, safety, performance, anticorrosion, and ability to make in situ repairs have been keys in their popularity.

Permanent repairs for some corrosion and mechanical defects are now done without welding or cutting the pipeline. That increases safety and significantly lowers environmental risk. Some of these technologies are widely presented in special literature sources²³⁵.

Many different No-dig technologies for repair of underground pipelines are available nowadays^{236,237,238,239}. Advantages of the No-dig technologies are the flexibility and the speed of restoration that can serve for saving of finances, especially in urban areas. One of the common No-dig technologies considers: exposition of pipes and cutting at two points; excavation for positioning of

²³² N.Uzelac, In-Line Inspection Tool to Achieve Pipeline Integrity", 1st Internet Conference on Pipeline Reliability, PICON Publication, Mar. 13, 2000, <http://www.nrcan.gc.ca/mms/picon-e.htm>

²³³ catalogue of pigs manufactured by GD Engineering

²³⁴ M. Mohiptour, M.McManus, B.Trefanenko, Pipeline rehab responding to regulatory pressures, technological advances, O&G Journal, Jan. 20, 2003

²³⁵ J.Kefner, W.Bruce, D.Stephens, Pipeline Repair Manual, PRCI Catalog L 51716, 1994

²³⁶ NO-dig Pipeline Rehabilitation, Per Aarslef A/S Pipe Technologies, www.aarslef.com

²³⁷ Hydraulic Pipebursters, Scandinavian No-dig Centre, www.no-dig.dk

²³⁸ Tight-Fitting liners for pressure pipelines, Swage Lining, www.Swagelining.com

²³⁹ Uponsor-en steerk partner inden for opravningsfri torrenovering, Uponsor A/S, www.ponsor.dk

pipe burster; solid steel rods connection and pushing into the old, existing pipeline; New PE pipe connection to the steel rods; pulling of rods and new PE pipes with hydraulic pipeburster; removal of cutting-head and pipeburster from the pit after PE pipes reaches the end of repaired line.

Some traditional and modern repair methods of pipelines that provide safer, faster, environmentally conscious, and more cost-effective methods of damaged pipes repairing are as follows:

- **Grinding** does not involve application of any fitting to the pipeline. Grinding repairs can be performed to superficial forms of gouges, corrosion, abrasions, some laminations, and some cracks. The technology involves use of a low-powered angle grinder to produce a smooth profile and thereby eliminate any stress point.
- **Full encirclement split-sleeve** will support a defective area (such as a gouge or dent with gouge) by forming a snug fit around the carrier pipe. The longitudinal seams are welded, and if total containment is required, fillet welds are directly performed at each end. This technology is highly specialized and requires determined application temperatures during welding to avoid potential hydrogen-induced cracking. Also care must be taken to avoid potential fatigue cracks. After repair the dent must be reinforced and filled with epoxy to prevent bulging.
- **Pipe replacement or cut-out** considers removal of the defective section and replacement it with new pipe. It is simple but one of the most expensive options, especially when considering environment, lost product and outage downtime.
- **Stopple and bypass** arrangement is the way to achieve continued flow during replacement of a section of damaged pipes. Numerous hot-tap fittings must be attached to the pipeline that makes it extremely expensive. For a simple, two-position stopple operation, nine fittings are required, all of which must be welded to the live pipeline.
- **Epoxy composition-filled reinforced sleeve** repairs are relatively new technology. This repair is made with two oversized sections of semicircular steel shells joined together to encircle the damaged area, leaving a circular gap. This gap is sealed at each end of the sleeve – using an easily applied, fast-setting material – and then filled at a very low pressure with a high stiffness, epoxy-based compound. This technology provides good bulging restraint for the damaged area and performs well under internal pressure loading and fatigue cycles.
- **The Clock Spring** reinforcement system is coil wrap of high-strength composite material, which consists of a fiberglass and polyester composite coiled with adhesive in layers over a filler and reinforces steel pipe that has certain nonleaking defects. The defect (corrosion or mechanical damage, dent) is filled with an adhesive filler to help with support and load transfer prior to the Clock Spring installation. This technology is not recommended for internal defects, sharp crack-like defects, or girthweld-circumferential defects.
- **The Petro-sleeve repair** system provides permanently repair the anomalies – such as stress corrosion cracking, dents, corrosion, or mill defects – while the pipeline remains in operation. It supports and reduces the stress in the steel adjoining the defect so that the defect is arrested from growing or deteriorating. A Petro-sleeve can eliminate flexing in the pipe material compresses the stress state in the material surrounding the defect. These two actions help fatigue, crack extension and rupture.
- **The Strong-Back** composite wrap repair system consists of a tape wrap made up of proprietary load-transfer and coating agents based on a unique blend of liquid epoxy polymer and curing agent. This wrap can be applied to wet surfaces (including underwater). The wrap displaces water from wet surfaces in order to make permanent bond. This system can be used to repair either relatively low levels of corrosion or mechanical damage.
- **Armor Plate** pipe wrap is another structural repair system that uses multipurpose fiberglass-epoxy wraps and curing agents. It consists of a woven fiberglass –epoxy resin that creates

monolithic composite pipe reinforcement. This is similar good reinforcement system to repair relatively low levels of corrosion or mechanical damage. Its hardening agent is chemical rather than water, however.

5. SHORT OVERVIEW OF PARTNER COUNTRIES NG SECTORS CURRENT AND PROPOSED DEVELOPMENTS

5.1. ARMENIA

5.1.1. Short overview of natural gas sector

Natural gas deliveries to Armenia began in 1960s. At the outset Armenia was receiving natural gas through Azerbaijan, and partly - from Iran. From 1972, after the discovery of new gas fields in the territory of the Soviet Union, Armenia started receiving natural gas from other Soviet republics through the interconnected network system. Again, gas was imported by three main pipelines through Azerbaijan: Ghazakh (Azerbaijan)–Ijevan-Yerevan (1000mm), Krasni Most (Georgia)–Alaverdi-Vanadzor–Gyumri (700 mm), Yevlakh (Azerbaijan)–Stepanakert–Goris-Sisian– Nakhijevan–Ararat (700mm).

In 1993 the construction of Northern Caucasus – Trans-Caucasus line (1000-1400mm from Russia through Georgia) was completed. Presently, due to the imposed blockade by Azerbaijan, it is the only pipeline delivering natural gas to Armenia.

Gas supply system in Armenia is a network of mains and distribution pipelines' with a circled structure, including control, security, storage and other facilities and services. The high-pressure transportation network of Armenia consists of approximately 2000 km length, 273-1200 mm diameter and 12-55 bar pipelines (comprising 67 distribution points and 139 corrosion protection stations). System includes two circles: northern – Ayrum-Berd-Sevan-Vanadzor-Alaverdi-Ayrum and western – Sevan-Hrazdan-Yerevan-Hoktemberyan-Gyumri-Vanadzor-Dilijan-Sevan. The system can provide with 10 BCM gas receipt and distribution.

Gas distribution in Armenia is performed through the:

⇒ high-pressure distribution network, with the following technical characteristics:

length: 558 km,
diameter: 50-500 mm,
nominal pressure: 6-12 bar;

⇒ medium-pressure distribution network, with the following technical characteristics:

length: 2656 km,
diameter: 50-500 mm,
nominal pressure: 0,05-6,0 bar;

⇒ low-pressure distribution network' (comprising 1797 distribution points and 854 corrosion protection stations) of a total length of 6041 km.

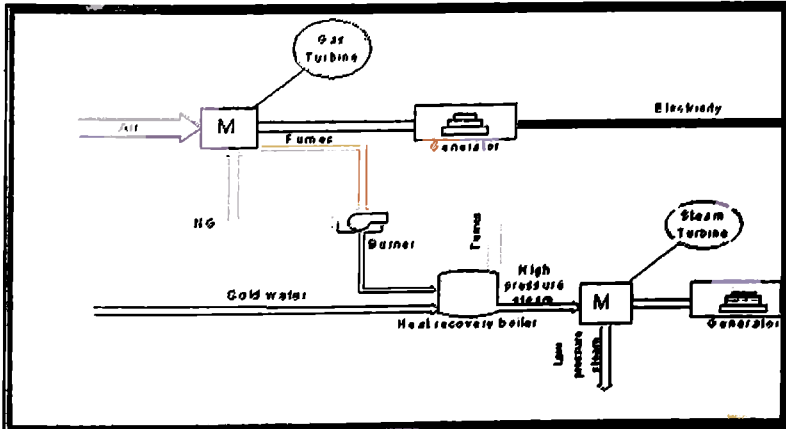
Formerly, among Soviet republics Armenia had the highest gasification rate (83%). Prior to 1991 more than 480 thousand customers of 42 towns, 356 villages, more than 2000 industrial entities and communal-general objects, as well as 500 boiler-houses were supplied with natural gas. 45% of the gas distribution system and 20% customers' gas supply has been rehabilitated as of 2000.

Up to 1997 the gas supply/distribution network in Armenia was managed/operated by the state gas utility ARMGASPROM.

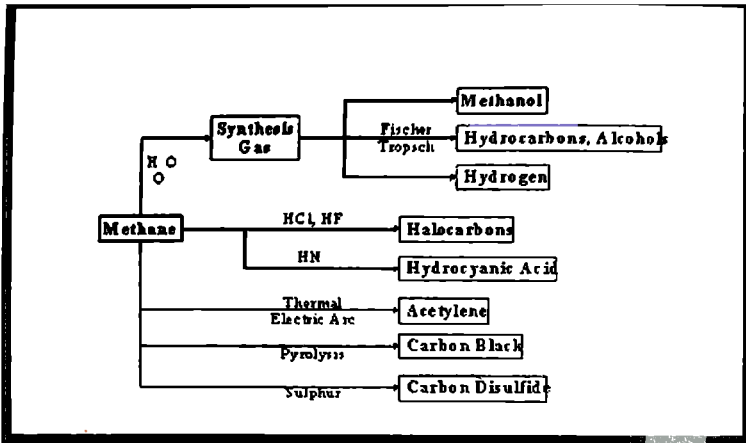
ArmRusgas was created in 1997 by the Ministry of Energy of the Republic of Armenia (45%), Russian Gazprom (45%) and ITERA international energy company (10%). Ministry of Energy invested the entire gas transmission system, including pipelines, distribution stations, and underground gas storages. As a result, ArmRusgas currently performs import, transmission, distribution and sales functions. In reality, ArmRusgas provides unbundled services which currently do not have any alternatives available. As a first step towards improving the institutional structure of



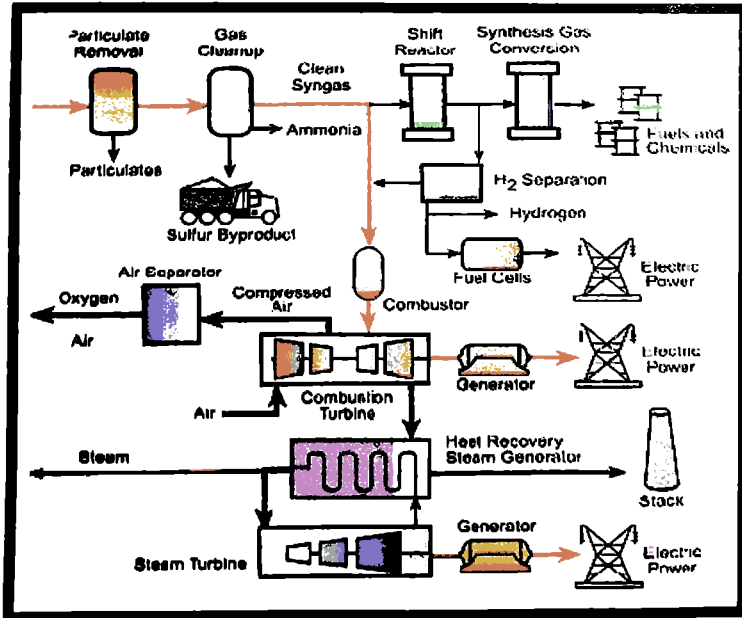
ნახ. 4.9. გაზის ტურბინა
Figure 4.9. Gas turbine



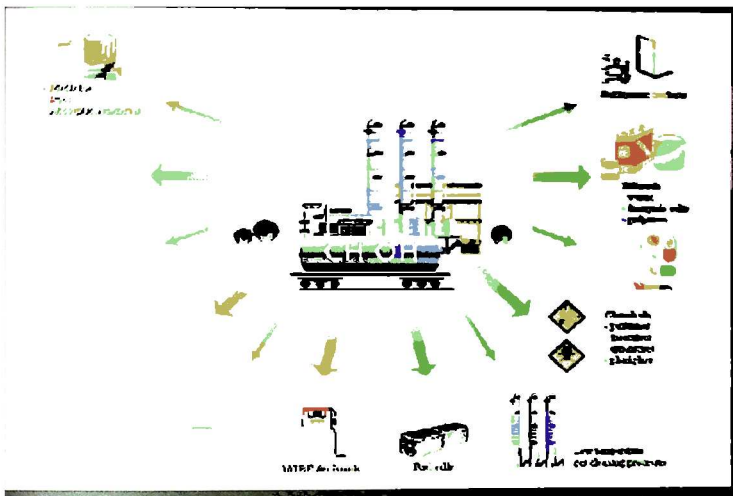
ნახ. 4.10. კომბინირებული ციკლის გაზტურბინული სისტემის ბლოკ-სქემა
Figure 4.10. Combined-Cycle Gas Turbine system flow diagram



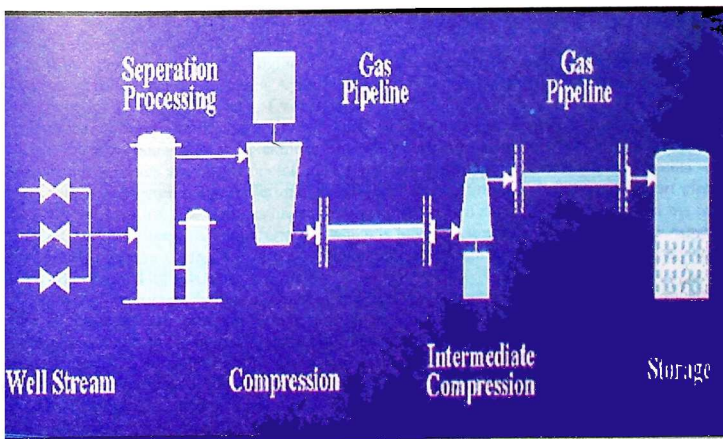
ნახ. 4.11. გაზის კონვერსიის შესაძლებლობები
 Figure 4.11. Natural Gas Conversions



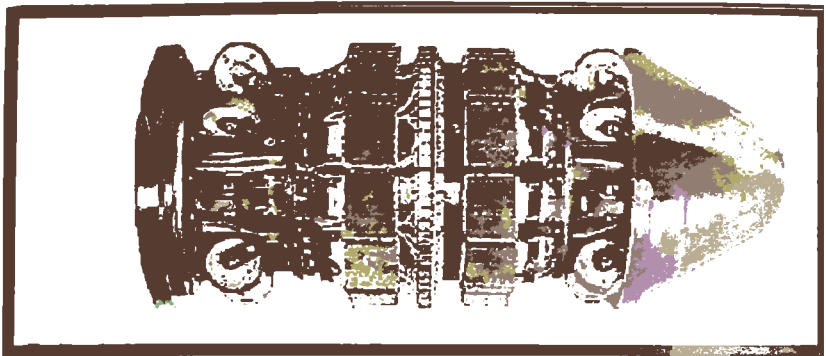
ნახ. 4.12. სინთეზური გაზის უტილიზაციის სადემონსტრაციო ბლოკ-სქემა
 Figure 4.12. Indicative synthesis gas utilization flowchart



ნახ. 4.13. სხვადასხვა პროდუქტების წარმოება მეთანოლის ბაზაზე
Figure 4.13. Production of various products based on methanol.



ნახ. 4.14. გაზის ტრანსპორტირების უჯრეტი
Figure 4.14. NG transportation chain



ნახ. 4.15. მობილური მონყობილობა (სვეკიანი გოჭი) მილსადენის გამოცდისათვის
Figure 4.15. A Typical Pipeline Intelligent Pig

the gas sector separation of the abovementioned functions by unbundling the services provided to the next link down the line in each phase and by setting transparent tariffs for those services. These reforms will create preconditions for the creation of competitive environment in the sector, as well.

According to the Energy Law of Armenia, the energy Regulatory Commission is authorized to adopt by-laws and regulations governing relations between business entities and electricity, natural gas and heat consumers.

Institutional relations between gas sector entities performing several tasks (import, transmission and distribution) are defined by the relevant licensing regulations (Articles 23 and 32 of the Energy Law).

Relations between gas companies and others (consumers – residential, municipal utilities, industrial, etc.) are regulated by the “Rules of Natural Gas Usage” (Government Resolution # 529, 25 June 2001). Customers of Gas sector are physical and legal entities that have concluded gas supply contracts with the gas company and own appliances attached to the gas supply system in accordance with current technical requirements.

The basic principles of the Government’s tariff policy are also stated in the Energy Law. In accordance with provisions of the Article 17 of the law the Energy Regulatory Commission approves maximum tariffs on transmission, distribution, of electricity, heat and natural gas, natural gas imports, as well as system operation and other services.

5.1.2. Natural Gas Sector Development

Nowadays Armenia is supplied with natural gas from Russia via Georgia through North-South Caucasus Main Pipeline. This is the only supply line for gas import in Armenia. For the moment (2003) Armenia purchases gas at the border line for USD 53 per 1000 Nm³, which is preferable in comparison with other South Caucasus countries, but comparable to European gas supply contracts (taking into consideration differences in distances of transportation and obligatory fees at traversing of transit countries territories).

After gas custody metering at the new metering station Koghb nearby the North boarder of country the gas is directed via a 1020 mm line to Bentonit, then via Sevan to Hrazdan region. From Hrazdan the line is continued by 720 mm lines to Yerevan region with a branch to Abovian UGS, located about 20 km northern to Yerevan.

From operative main gas import line the central/western as well as the northern part of Armenia is supplied via a ring main Ayrum – Gymri – Yerevan with few branch lines connecting consumers inside this ring (like city of Vanadzor).

Before military conflict the southern part of Armenia was supplied from Azerbaijan via Karabagh and also connected via Nakhichevan to the northern gas import system. For the moment these gas supply routes are out of operation. To maintain gas supply to the South of Armenia a 500 mm link line was erected between Jermuk and Vardenis connecting the northern gas import pipeline system with the existing 500 mm gas lines running at the western shore of Lake Sevan and the newly constructed 500 mm line (Vardenis/Jermuk), which is linked in further subsequence to the Armenian 700 mm pipe sections of the existing gas import line Karabagh to Ilyichevsk respectively to the southern branch line Goris-Karpan to Kajaran.

Recently agreement between Armenia and Iran was signed to construct the Iran-Armenia gas pipeline. Pipeline construction will be completed in approximately 2006.

The issue of the pipeline construction has been discussed since 1992 and the agreement between Armenian and Iranian governments concerning the route of the pipeline was signed in 1995. A construction agreement for the pipeline was signed in December 2001.

The first stage of the construction envisages laying a 100-kilometer strand on Iranian territory and a 41-kilometer section in Armenia. The project was estimated at USD 90 million the Armenian

part and USD 120 million the Irani one. For first stage Iran is to supply 1.1 bcm annually, and Armenia is to pay for it with electric energy (previously was agreed the price of natural gas at USD 84 per 1.000 cubic meters). Presumably, the supply volume will be further increased to 2 bcm per year.

Completion of this line, in parallel with planned rehabilitation of UGS facilities can significantly facilitate the energy security in the country, provide with stable sources of gas and is an energy guarantee for prospective investors. This may also put an end to the dominance of some player in supplying the South Caucasus markets with natural gas.

Gas supplies to third countries in this period are not officially negotiated. Neither EU nor any other country has allocated financial means for that. However, interested countries have expressed willingness to participate in the construction. Presently, several Russian, Chinese, Italian companies negotiate with the Armenian side.

The pipeline may also stretch up to the Armenian-Georgian border. In this case its length will amount to 550 kilometers, throughput capacity to 4.5 billion cubic meters per year, and the cost of the project will reach USD 306 million.

It is possible that the pipeline may be build from Iran through Armenia and Georgia and further on the Black Sea ground to the Ukraine. In 2002, the Kiev-based research institute VNIPItransgaz prepared a business plan of the project of gas pipeline construction via the route Iran-Armenia-Georgia-Ukraine-Europe with construction of 550 kilometers of pipes on the Black Sea ground from the Georgian port of Supsa to Feodosia in the Crimea. The project was estimated at \$5 billion. The gas supplies were estimated at up to 60 billion cubic meters per year including 10 billion cubic meters for Ukraine.

5.1.3. Natural Gas Consumption

During the Soviet period, gas consumption in Armenia was relatively high among the Republics of the former Soviet Union, getting its peak in 1989 (6.3 BCM). In 1991-1993 gas import was reduced to 1.4 BCM in 2001.

Significant changes took place in all the gas consuming spheres conditioned by the price increase and 4-fold reduction in gas imports. Gas consumption reduced by 1.8 times in electricity sector and 13 times in communal (commercial) sector as compared to 1990 level.

Nevertheless natural gas in Armenia is considered as a main energy carrier. In the structure of total fuel consumption (excluding light oil products) the portion of natural gas currently constitute about 88-90%. Natural gas is dominant also in the power consumption structure of Armenia. During the recent years it has reached 45-50% of total power consumption.

Presently, the main gas consumers in Armenia are: Power sector (TPPs) - 65-70 %; Communal sector - 10-12 %; Industry (mainly mining and smelting, chemical industries and production of construction materials) – 3-3.2 %; Gas filling stations for vehicles – 1.8-2 %

Development of the power sector in Armenia highly depends on gas consumption. Natural gas is the only fuel for TPPs, which produces 45 % of the total electricity. Power sector development, based only on thermal power plants without nuclear power plant (NPP) production supposes production of 75-80% of electricity by TPPs.

Stable and regular gas supply is an important guarantee for power safety in Armenia, which can be ensured by:

Diversification of gas supply sources – in particular, construction of Iran-Armenia gas pipeline;

Rehabilitation of Abovyan underground gas storage and expansion of active volumes up to 220-240 Mm³.

Diversification of power production modes (development of nuclear, thermal and hydro-energy sectors, as well as expansion of usage of alternative energy sources).

Table 5.1. Gas consumption forecast until the year 2020 (mln CM)

	2000	2005	2010	2015	2020
Armenia	1373	1880	2270	2450/2720*	2600/3250*

*) in numerator – energy sector development with NPP, in denominator – without NPP

5.1.4. Natural Gas Storage Facilities

The Abovian underground gas storage facilities (UGS) have 18 reservoirs with the following technical characteristics:

- ⇒ geometrical volume: 1,735 mill cub. m
- ⇒ maximal possible pressure: 125 bar, buffer pressure 25 bar
- ⇒ nominal gas storage volume: 220 mill cub. m
- ⇒ projected useful gas storage volume: 180 mill cub. m

Presently, the Abovian UGS has the active volume of 90-100 MCM.

5.1.5. Some Aspects of Prospective Technologies for NG Utilization in Armenia

Usage of medium pressure distribution grids, which is the most efficient technical and economic solution, prevails in many countries with developed gas industry. As important factors for substantiating the efficiency of the above mentioned technical solution can serve the following:

- reliability of pipelines;
- relatively smaller diameters;
- gas supply provision with gas of necessary pressure and quantity to a broader consumer base;

This switch is more suitable for cities that have large quantities of medium and low pressure pipelines – combined with relining method and reduction of gas pressure right before entering to final consumers' premises.

At present, usage of plastic pipes becomes more and more widespread, which have several advantages to metal ones:

- their average lifetime exceeds 50 years, while steel pipelines' only 40 years (even less if placed in aggressive soils);
- low installation costs: no isolation, welding works, quality testing, electro-chemical protection needed;
- lower operation costs;
- increase in capacity due to lower friction coefficient;
- higher wear resistance ability and durability against corrosion, flexibility and possibility of installing at different arc radiuses;
- welding at low temperatures.

Furthermore, it is necessary to pay attention to energy conservation measures and technologies such as: Reduction of natural gas losses in distribution grids, Operation and introduction of an automatic control system (ACS) and Energy saving measures at the level of end-consumers (for instance, thermal insulation of buildings, installation of gas and thermal meters etc.)

Gas emissions (fugitive emissions) are the main factor of the gas system affecting environment. Methane is one of the main gases which result in greenhouse effect and climate change. Methane role in greenhouse effect induction is 21 times higher compared with carbon dioxide.

In 2001 methane emissions in gas sector of Armenia equaled to 67 000 tm^3 (48.24 thousand tons) or 1013 thousand tons of CO_2 equivalent. In 2020 methane emission may reach 112 thousand tons (2 352 thousand tons of CO_2 equivalent).

The measures aimed at reduction of methane emissions contribute to fuel saving and have significant ecological importance.

5.2. AZERBAIJAN

5.2.1. Short Overview of Natural Gas Sector

Azerbaijan was an early developer of the gas sector, using natural gas in industry of the Absheron area from 1859. The gas industry progressed and extended from industrial to domestic gas supply, first in Absheron then it extended throughout the country as the import and export pipelines network was completed to deliver Iranian gas supplies to the Caucasus and to transport Azeri and Russian gas to Armenia and Georgia.

At the beginning of the 1990's, some 85% of towns and villages in Azerbaijan were supplied with natural gas. In 1991, Azerbaijan's total gas consumption was about 17 bcm p.a., made up as follows:

- Power generation - 5.5 bcm;
- Industrial consumers - 6.0 bcm;
- Communal consumers, including district heating - 3.1 bcm;
- Domestic consumers - 2.4 bcm.

After break-up of the Soviet Union and the ensuing regional conflicts, gas imports were suspended, local production drastically declined and there was insufficient gas available to supply all consumers.

Currently, natural gas imported from Russia (approximately 4-6 bcm p.a.) is mostly consumed at Ali Bayramli and Mingechevir TPP's.

The gas market in Baku and the Absheron area, also Underground gas storage facilities at Karadagh and Kalmas in summer, is supplied by local gas production (about 4.5-5,5 bcm p.a.). From 2005-2006 the country will receive additional amounts from the developing Shah Deniz and Azeri-Chirag-Guneshli fields.

Azerbaijan is planning an annual production of up to 24-30 bcm in forthcoming years. The potential of already exploited oil and gas reservoirs for associated gas and other gas reservoirs (see above) that are under exploration provides an export potential of approximately 16-20 bcm p.a. in foreseeable future.

At the end of 2002, Azerbaijan's daily natural gas consumption was 29.3 Mcm/d including: Baku Domestic and Residential 19.3, Power Generation 14.0, Industry -2.0 and Regional gas consumption - 4.0 Mcm/d.

5.2.2. High Pressure Transmission Lines

The main transmission pipelines are shown in picture 5.2. The gas pipelines from the Russian Border via Siazan to Kazi Magomed; Kazi Magomed to the Georgian Border; and from Alty Agach to Aksu was constructed in the period 1982-1986.

The "old" 1000 mm (40") transmission pipeline from Kazi Magomed to the Georgian border, to which all the regional spur-lines are connected, is now used to transfer natural gas from the main transmission pipeline to the spur-lines.

When the transmission pipelines were re-commissioned, following the commencement of gas imports, operation at their original design pressures of 55 barg was not possible. Ruptures and leaks were experienced on the pipelines, and the maximum permitted operating pressure was reduced.

There are 5 compressor stations on the transmission system, at: Shirvanovka, Siyazan, Kazi Magomed, Agdash and Kazakh. These facilities have not been used since 1994, when supplies from Russia were halted.

Later, the gas will be supplied to existing and constructed TPP' by a new pipeline from the Karadagh area, which is under construction. The concept of this new pipeline also provides for improving the reliability and efficiency of gas transportation from Karadagh to the Baku network, and for future, replacement supply to industry and a potential power plant at Sumgait. This new Severnaya Pipeline system, has a budgeted cost US\$118 million.

5.2.3. NG Storage Facilities

There are existing, depleted field, natural gas storage facilities at Karadagh and at Kalmas. Both facilities require significant investment to operate at their full potential. Studies have been conducted on these systems, and budget costs developed.

The total required investment is of the order of US\$272M for both sites.

Under the contractual arrangements for the ACG and Shah Deniz field developments, SOCAR has assumed the major responsibility for managing the volumes of natural gas delivered to the Azerbaijan market, including the potential for significant, short notice variations in the volume. In effect, this responsibility extends to include the ability of Azerigaz' transmission system to continue to deliver large volumes of natural gas to the power stations at Ali Bayramli and Mingechevir. Any failure by SOCAR to manage the volumes of natural gas is likely to translate into reduced production and hence one or more of:

- increased gas imports;
- reduced gas exports;
- increased use of exportable liquid fuels;
- lost PSA Partner revenues, which are presumably provided for contractually;
- and lost revenue to the Azerbaijan State.

5.3. GEORGIA

5.3.1. Energy Consumption: Historical and Expected

While analysing the structure of primary energy sources consumption in Georgia two periods are examined. During the first period (till 1991) the economy was rather stable as in the entire Soviet Union. The consumption of energy sources over that period reflects the tendencies of the global energy development. This is characterised by a reduced use of liquid and solid fuels and a significant increase in the consumption of natural gas and non-traditional energy sources.

In the former Soviet Union the consumption of primary energy sources per capita was equal to European level and, thus, significantly exceeded the world average. In Georgia by the late 1980-ies the consumption of primary energy sources per capita was 2-2.3 toe (see Error! Reference source not found.5.3). This rate corresponds to the rate of European countries located in the comparable climatic zones (Portugal, Spain, Italy, Greece, and Turkey).

The consumption of primary energy sources in Georgia has drastically reduced in the last period. Though, according to official statistics, the current consumption rate is less than 1 toe. This is roughly the same as the world average indices. It should be mentioned that these formal statistics do not include illegal import/export of energy carriers. According to the experts estimation less than 30-40 % of imported petroleum products were registered by the Georgian customs in 2002. The official statistics of firewood production and consumption is also doubtful. On the basis of special

investigations, undertaken in the framework of a EC TACIS energy project in Georgia²⁴⁰, the estimated consumption of wood amounts to 450-550 thousands toe per annum. In effect the per capita consumption of the primary energy sources is roughly 25-30 % higher than official statistics²⁴¹.

The structure of consumed energy sources has also significantly changes over the last period. The consumption of expensive imported energy sources (oil products, natural gas, and coke) was, however, reduced. At the same time the share of the local hydro resources and firewood has increased. Contrary to the predicted assumptions, the local coal consumption has sharply reduced. A complete substitution of imported fuel would be impossible. This led to a strong deficit of energy sources that destroyed the country's economy.

Since 1995 the Georgian GDP has been growing, and according to experts it will continue to grow by approximately 5 % per year (as the average of the recent years – see **Error! Reference source not found.**5.4). Correspondingly, the per capita consumption of energy sources is expected to return to the previous level by 2015-2020.

By 2010 the planned consumption of the energy in Georgia is estimated at 4-5 Mtoe. Approximately 75-80 % will be fossil fuels and up to 20-25 % renewable energy sources. At the same time the planned demand for primary energy sources will amount to 6-7 Mtoe, including 10-12 TWh electricity²⁴². The energy structure will be balanced by some 55% natural gas consumption (see Figure 5.5, Diagrams for the period 2005-2020 correspond to forecasts made by various development scenarios).

5.3.2. Sources for Natural Gas Supply

5.3.2.1. Local Resources and Production Perspective

Currently, sixteen oil and gas fields are being developed in Georgia. Several local and foreign companies are licensed to explore and produce oil and gas from these structures. Five of the companies are already producing oil and gas.

The Georgian onshore gas resources of Eocene and Cretaceous structures are assumed at 269 bcm. The proven "Near-Tbilisi-region" reserves in the Eocene structures of the Samgori, Rustavi and Ninotsminda (East Georgia) fields approximately equal to 3.5 bcm. The estimated daily rates for some wells in the East Georgian gas structures are up to 0.5-1.5 million m³, and the planned annual output for 2005 may increase to 02-0.5 bcm (See Figure 5.6 – Local production predicted by Georgian National Oil Company).

The data on gas prospective resources obtained by modern three-dimensional seismic survey over the Black Sea offshore structures are not available yet.

5.3.2.2. Planned Revenues for Natural Gas Transit in Georgia

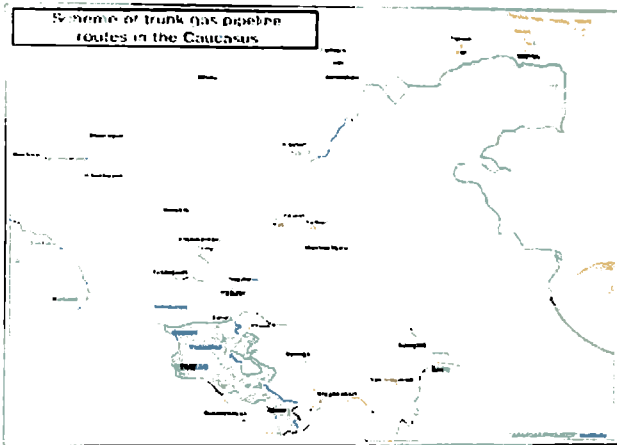
The planned revenues for the transit of Caspian and Russian gas may have a significant impact on the country's supply potential.

The Statoil-operated South Caucasian Pipeline system is expected to be completed by 2006. This will have access points for gas in accordance with the Host Government Agreement. The capacity of the pipeline system will gradually increase according to the development of the gas fields in Azerbaijan and later in other Caspian countries. Hence, the amount of the gas to Georgia, being

²⁴⁰ Technical Assistance on the Production and Consumption Level, Component 4, Wood Resources, Report, EU TACIS Project GEE/95/92, Tbilisi, 1999

²⁴¹ Capacity Building to Assess Technology Needs... Report, National Agency on Climate Change, Tbilisi, Georgia, 2002

²⁴² Georgian Ministry of Economy, Black Sea Energy Centre Review, TACIS EEC, 1998

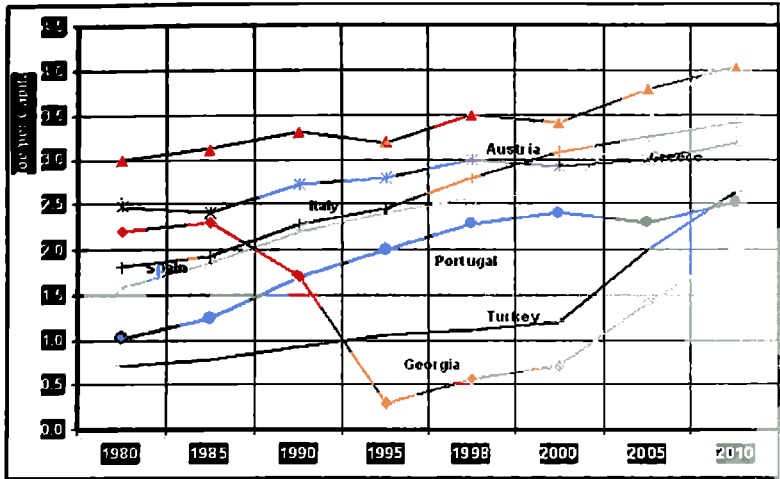


ნახ. 5.1. კავკასიის მაგისტრალური გაზსადენები
Figure 5.1. Gas-mains in South Caucasus Region

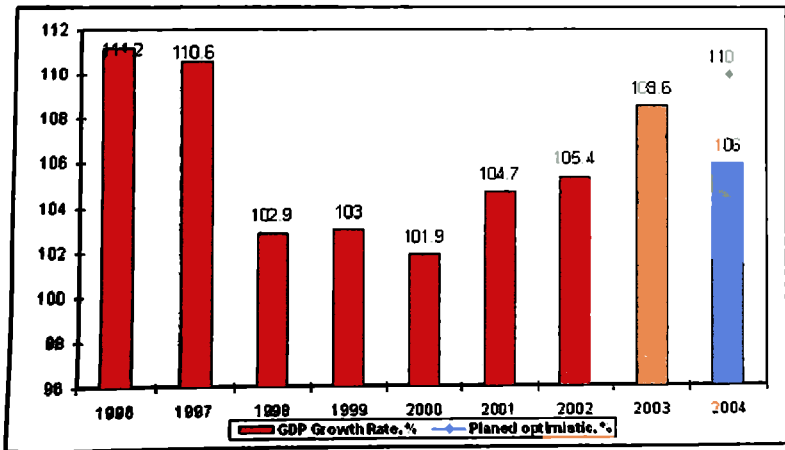


Picture 1. Azerbaijan Gas Transmission System

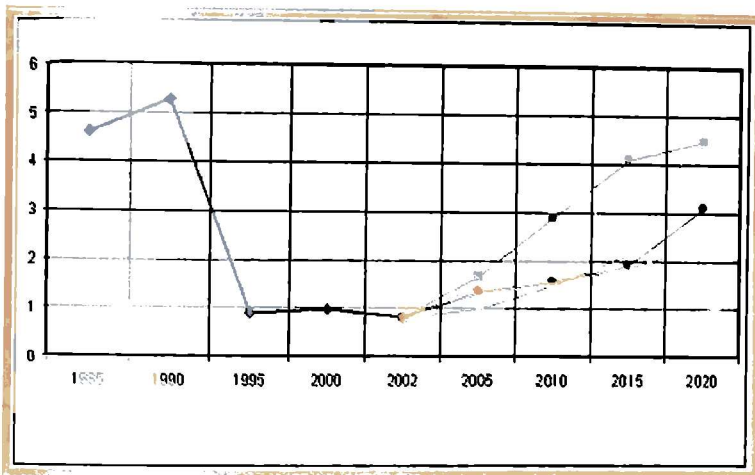
ნახ. 5.2. აზერბაიჯანის მაგისტრალური გაზსადენები
Figure 5.2. NG Transmission Lines in Azerbaijan



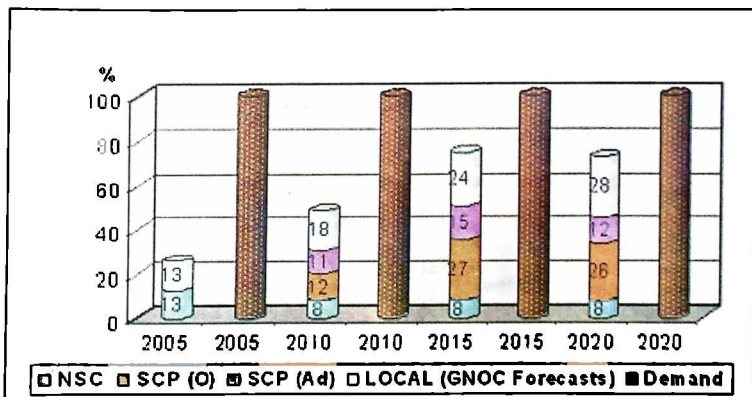
ნახ. 5.3. ენერგორესურსების ფაქტური და საპროგნოზო მოხმარება
Figure 5.3. Energy resources historical and planned consumption



ნახ. 5.4. შთოიანი შიდა პროდუქტის ცვლილება საქართველოში, % (1996-2003 წლ სტატისტიკის სახელმწიფო დეპარტამენტის მონაცემები, 2004 წელი საპროგნოზო)
Figure 5.4. GDP Growth Rate in Georgia, % (1996-2003, Source: Georgian State Department of Statistics, 2004 - planned)

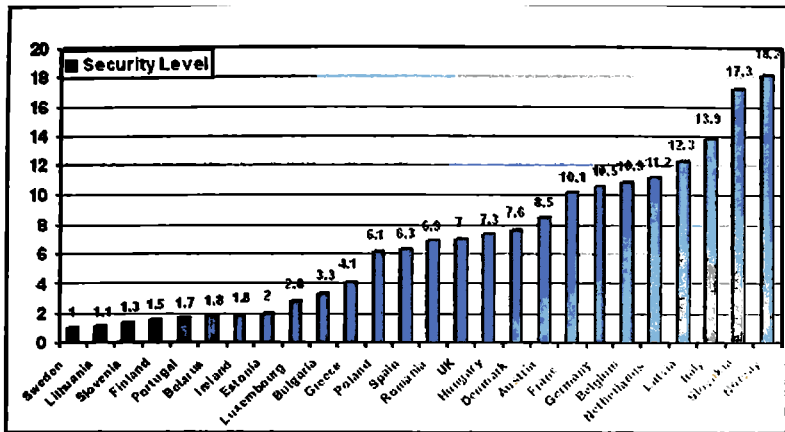


ნახ. 5.5. გაზის ფაქტიური და საპროგნოზო მოხმარება საქართველოში
 Figure 5.5. Historical Consumption and Expected Demand of NG in Georgia

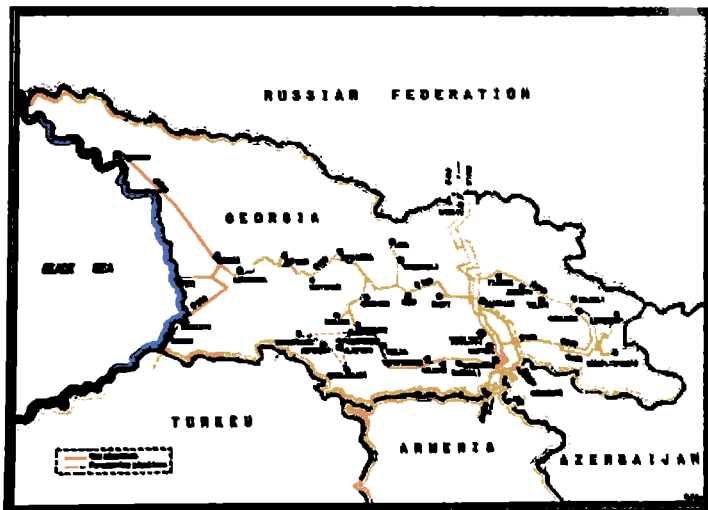


ნახ. 5.6. სხვადასხვა წყაროებიდან გაზის მოწოდების პერსპექტივები საქართველოში
 NSC – სატრანზიტო გადასახადი ტრანსკავასიური მაგისტრალიდან; SCP(O) – სატრანზიტო გადასახადი სამხრეთ კავასიური გაზსადენიდან; SCP(AD) – დამატებითი გაზი მულავათიანი ფასით სამხრეთ კავასიური გაზსადენიდან; LOCAL – გაზის ადგილობრივი წარმოება

Figure 5.6. NG Supply Prospects in Georgia from Various Sources
 NSC – Transit fee from NSCP; SCP(O) – Transit fee (Optional Gas) from SCP;
 SCP(AD) – Additional gas from SCP for Special price; LOCAL – Local production



ნახ. 5.7. გაზმომარაგების უსაფრთხოება (RAMBOOL-ის შეფასება);
Figure 5.7. Security of NG Supply (RAMBOOL's Estimation)



ნახ. 5.8. საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენები
Figure 5.8. Georgian Gas Transmission Pipelines

proportional to the amount of transit gas, may vary significantly over the seasons, and from year to year. Though, it is designed to transport as much as 30 bcm. However, by 2010 it is not likely to carry more than 6-10 bcm, mostly because of the lack of demand for gas in Turkey.

Georgia will receive a transit fee corresponding to 5% of the actual amount of the transported gas, i.e. 0.5 bcm for 2010 as an Option gas (SCP (O)). Under the most optimistic conditions the revenues correspond to the value of 1 bcm of natural gas. This will be the case for 2020 when the throughput of the pipeline is assumed at 22 bcm (including 20 bcm transit volumes for Turkey and Europe). In addition, Georgia will have the right to purchase additionally a maximum amount of 0.5 bcm of gas annually at a discounted price (US\$55 per 1000 m³ reckoned from 2005. The price will be increased by 1.5% per year).

Furthermore, Georgia will receive 10% transit fee for the gas delivered to Armenia by the existing North-South Caucasus (NSC) gas pipeline operated by the Georgian International Gas Corporation. On the assumption, that Armenia may transport 1.9-2.3 bcm of gas per year in 2005-2010, and up to 3.2 bcm in 2020, the annual Georgian revenues will correspond to 0.18, 0.23 and 0.32 bcm respectively.

The compensation for the gas transport over Georgian territory by these two pipelines amounts to 0.19 bcm by 2005, 0.73 bcm by 2010 and 1.32 bcm by 2020. With additional amounts of local Georgian gas production and the Azeri gas contracted at discounted price, this will cover up to 60% of the demand in Georgia.

5.3.3. Energy Security

5.3.3.1. Main Transmission Pipelines and Security of Supply

Georgian local energy sources may cover approximately 20 % of the total domestic demand. Therefore Georgia is strongly dependant on imported energy sources.

Like some European countries having a similar technical gas supply via a single pipeline without access to storage facilities as Sweden, Finland and Portugal the level of security of natural gas supply to Georgia is relatively low. According to an estimation model introduced by RAMBOLL (Figure 5.7) the security level for these countries varies roughly between 1- 2²⁴³.

As in most other import countries, there is an increased focus on reliable supply of hydrocarbons to Georgia. The reason is much due to lacking security of the existing infrastructure that is deemed quite detrimental to the country's economic development. Therefore existing and new transit pipelines (SCP and NSCP), and also storage facilities, have become political issues of strategic significance. Figure 5.8 presents schematic plan of existing Georgian transmission pipelines (local and trans-border) with total length of 1940 km. In table 5.2 the characteristics of existing transmission pipelines are given.

At present Russia is the only natural gas supplier to Georgia through North-South Caucasus gas main pipeline system. This "one-sided" dependency is de facto a monopoly situation that may impose political pressure on the country, as experienced by Georgia over the last ten years.

Nevertheless, the rehabilitation of a short segment of the Azeri-Georgian pipeline Kazakhi-Saguramo may provide access to other potential suppliers in Iran, Azerbaijan and Central Asia by offering an alternative route via Azerbaijan. This may significantly diversify supply sources.

Table 5.2. Characteristics of Georgian Gas Transmission Pipelines

²⁴³ M.Christensen, Undergröund gas storage in Georgia, Proceedings of NATO ARW "Security of Natural Gas Supply through Transit Countries", Tbilisi, May, 2003

N	Name of Pipeline System	D, mm	L, km	Year of Construction
1	North-South Caucasus (Russia - Georgia - Armenia)	1200	135	1988-1994
2	Khazakhi – Saguramo (Azerbaijan – Georgia)	1000	112	1980
3	Kharadag – Tbilisi (Azerbaijan – Georgia)	500, 700, 800	110	1959-1968
4	Vladikavkaz – Tbilisi (Russia – Georgia)	700	266	1963-1966
5	Saguramo – Kutaisi (Local, East – West Georgia)	500-700	370	1967-1975
6	Kutaisi – Sukhumi (Local, West Georgia – Abkhazia)	500-700	338	1986-1989
7	Rustavi – Telavi – Jinvali (Local, Centr – East Georgia)	200,300, 500	370	1969-1975
8	Tsiteli Khidi – Alastani (Local, Centr – South Georgia)	300-500	180	1978-1990
9	Gomi-Khashuri-Bakuriani (Local, Regional, Centr)	300-500	59	1972-1989

A critical situation has been created in Georgian gas distribution sector. Major distribution companies are under ownership or controlled by suppliers (see Figure 5.9) that contributes to monopolist relation with final consumers. Even “Tbilgazi”, the state owned, the largest Tbilisi city gas distribution company will receive gas from independent supplies, share of current suppliers (Russian “Gazprom” and “Itera”) in distribution sector will cover some 65 % of total country’s gas consumption, so that niche for “own” NG, produced locally or received as transit fee remains very limited.

Another problem connected with the proper management of gas supplied from the transit systems is roughly constant output. This represents a major managerial problem as the supply does not correspond to the domestic seasonal demand.

The dependence on seasonal variations shows periods with significant imbalances between supply and demand (see Figure 5.10)²⁴⁴. That’s why Georgia has to develop some sound strategy and associated infrastructure to utilize natural gas rationally.

5.3.3.2. Natural gas utilization perspectives in the Georgian energy sector

For strategic reasons energy safety will be prioritised, and the social situation will be improved. This implies that the gas will be used first of all for power generation and the household sector respectively.

The main drivers for the utilization of natural gas in power sector are twofold: 1) emission reduction by shifting fuel from oil and/or coal to gas, and 2) the possibility of introducing combined cycle gas turbine (CCGT) technology with high efficiency. This combination significantly decreases the cost of generated electricity.

Error! Reference source not found. 5.11 shows the planned cost of generated electricity for the most cheapest available local fuel - Georgian coal (FB technology by indigenous coal production costs 20, 25. 30 or 35 US\$/t) and imported natural gas (CCGT technology and natural gas supply costs 50, 70, 90 or 100 US\$/1000 m³ respectively).

5.3.3.3. Energy resources strategic reserves and emerging technologies

Another way of improving the energy security of Georgia is to create strategic reserves. This requires storage facilities - preferably underground - for the excessive gas in order to even out imbalances between the supply and demand. Taking into consideration a prognosis of the Georgian demand for natural gas and international practice for arranging of strategic storage facilities, a minimum storage capacity of 1 bcm by 2020 would be suitable for safety reasons. The proposed commercial impact is also important²⁴⁵.

Some geological structures that will commonly be used for underground facilities have been identified in Georgia²⁴⁶. Assumptions made show that the volume of these structures could amount to 5-6 bcm, including depleted oil/gas reservoirs with total estimated working volume up to 3.4 bcm²⁴⁷.

Moreover gas also can be compressed and stored in pressurised tanks, or be liquefied and appear either as natural gas liquids (NGL), or as liquefied natural gas (LNG). The emerging LNG chains may lead natural gas to quite new markets – even those who have no developed infrastructure for natural gas.

Introduction of modern LNG and CNG technologies may offer competitive solutions for decentralized LNG production and guaranteed supply of country's remote regions. This, combined with atmospheric, insulated storage tanks suggests a rational solution for a cheaper and more simple storage facility that includes distribution independent from a pipeline system, and fuel for mobile application^{248,249}. It should be mentioned that some 40% of Georgian territory is lacking distribution systems for natural gas. LNG and CNG could be alternatives in remote mountainous areas to developing a full coverage pipeline system, the latter being far more expensive.

The following may be summarised in brief. Adequate energy management could significantly improve the NG supply and Georgian energy security. This includes the utilisation of local energy sources, diversification of imported fuels, introduction of modern energy technologies, and accumulation and rational utilization of strategic reserves. This further requires:

- Policy & Legislation Initiatives to Decrease Monopolistic Actions of Suppliers and Liberalization of Gas Sector, Active support to independent distributors to secure remaining market share (1/3 of total, including Tbilisi demand);
- On a short-to-medium term basis the main priorities of Georgia pertaining to the energy security strategies is the diversification of imported natural gas supply;
- The dominating elements of the long-term energy policy of Georgia appropriately reflect the development of renewable energy systems - mainly hydropower projects, in parallel with the implementation of high-efficient gas power cycles (CCGT);

In order to avoid expected interruptions and obstacles special precautions are made for: a) underground gas storage capacity, b) modern small scale technologies for LNG and CNG production and utilization c) newly developed NG combustion technologies – such as Small Scale Thermal and Generation facilities (Decentralized Co- and Tri-Generation units).

²⁴⁵ Graham Weale, The 2002 European Gas Storage Study, Prepared by The DRI-WEFA Global Energy Practice

²⁴⁶ David Rogava, Proceedings of NATO ARW "Security of Natural Gas Supply through Transit Countries", Tbilisi, 2003

²⁴⁷ Kristensen M., Underground gas storage in Georgia geologic, economic and commercial aspects, Proceedings of NATO ARW "Security of Natural Gas Supply through Transit Countries", Tbilisi, 2003

²⁴⁸ Hietland J., Advantages of Natural Gas Over Other Fossil Fuels, Natural Gas Technologies, Opportunities and Development Aspects, OPET-International Workshop Papers, Vaasa, Finland, May, 2002

²⁴⁹ A. Beroshvili, Perspectives of introduction of compressed gas production technologies, Materials of OPET Clean Fossil Fuel Project Workshop "Development Perspectives of Clean Fossil Fuel Technologies", Tbilisi, March, 2004

5.4. GREECE

5.4.1. Natural Gas Market Structure and Regulation

DEPA – the Public Gas Corporation, a subsidiary of Public Petroleum Corporation of Greece was established in 1988. DEPA has the right to establish Regional Natural Gas Distribution Companies (EPAs) in the form of Societies Anonyms (SA), the geographical coverage of which are precisely defined.

Gas Distribution Companies are assigned the right to: Plan, study, design, construct and exploit the natural gas distribution system and Sell natural gas to consumers of less than 100 GWh (referring to High Calorific Value) annual consumption, while DEPA reserves the right to sell.

Three regional EPAs have been established:

- EPA Attiki, where Cinergy-Shell participates with 49% covering the broader Athens area.
- EPA Thessalias, where Italgas participates with 49% covering the central Greece area between the cities of Volos and Larissa,
- EPA Thessalonikis, where Italgas participates with 49% covering the broader Thessaloniki area.

DEPA has been requested by the Ministry of Development (MoD) to prepare the concessions for 3 new EPAs for the areas of Central Greece, Central Macedonia and Eastern Macedonia & Thrace.

The gas market design and the concurrent Gas Law have been carried out in compliance with the following principles:

- absolutely follow the existing EU Directive and its forthcoming amendment.
- ensure fair competition at the level of gas suppliers,
- be consistent with the existing Greek legislation on the responsibilities of regulatory authorities.

Some of the main provisions of the new Law will refer to take-or-pay terms, long-term contracts, LNG facilities management, restrictions to dominant market position companies and unbundling.

Regulatory Authority for Energy (RAE) is an independent administrative authority. Its role is to provide advice, proposals and supervision in all areas of the energy sector.

The purpose of RAE is to facilitate free and healthy competition in the energy market, in view of a better and more economical service to consumers (individuals and enterprises). It is also responsible for making sure that enterprises in the field of energy develop in a healthy manner, in support of development and employment. It monitors and makes proposals on prices, the operation of the market and the granting of licences. The purpose of RAE is also to serve, within the framework of the liberalised market, the long-term strategic aims of energy policy and the public interest. Such objectives are adequate, reliable and equitable supply of all consumers, security of supply, the environment, the development of renewable energy sources, new technologies, the effective use and supply of energy, and ensuring an adequate infrastructure for energy. The incorporation into the market of the objectives of long-term energy planning is perhaps the most difficult task of RAE.

RAE also engages in schemes of international collaboration both with countries of S.E. Europe and Eurasia and with the countries of the European Union, where major statutory changes are taking place, in view of the creation of a single competitive Internal Electricity and Gas Markets. It is among the activities of RAE to develop the same mechanisms within the context of the S.E. Europe energy markets, which is a major priority for the European Commission, and is guided by the "Athens Process" for the electricity and, since only recently, the gas sector.

The creation of a Futures Energy Market is also one of the aims of RAE, as a means of ensuring a regional market without abrupt fluctuations in prices, a more economical service for consumers, and a reduced risk for energy suppliers.

5.4.2. Natural Gas Supply

Natural gas is not produced in Greece. It is imported from Russia and Algeria. DEPA's respective contracts with Gazexport (subsidiary of Gazprom) and Sonatrach were signed in 1988 and mature in 2016 and 2020.

The contract with Gazexport corresponds to a maximum of 2.8 bcm p.a. (2.4 bcm, with the option for additional 0.4 bcm p.a.). The import of natural gas from Russia through the Natural Gas Transmission System started in September 1996.

The contract with Sonatrach corresponds to a minimum consumption of 0.51-0.68 bcm p.a. and 12 bcm in total. The Algerian natural gas has been imported as LNG (Liquefied Natural Gas) at the installations located on Revithoussa island since February 2000.

Official historical import prices for natural gas have not been published or disclosed by DEPA and, consequently, have not been published by any other organisation, such as IEA or Eurostat. An indicative approximation is an average of 3 USD/m.BTU in the last 3 years.

Algerian LNG is more expensive. However, its import is justified on the grounds of enhancing the system's reliability and covering peak demands. As an additional gas source, the Algerian natural gas serves the strategic planning of the Greek system.

5.4.3. Natural Gas Transmission and Distribution Systems

The Greek natural gas transmission and distribution network had to accommodate to two sources, since Greece is supplied with natural gas from Russia and Algeria (to a lesser extent). The Russian gas reaches Greece via a pipeline system from the northern border with Bulgaria while the Algerian is transported by tankers in liquefied form.

The natural gas infrastructure project, with an approximate budget of €2 billion is the largest energy project after the country's electrification. Infrastructure works (apart from the city networks) began in July 1992 and were completed in August 2000.

The terminal on the islet of Revithoussa, for the Algerian LNG, has been in operation since February 2000.

The system has been supplied with Russian natural gas since September 1996 and with Algerian since the first quarter of 2000.

The backbone of the Greek natural gas system is made up of the following basic elements:

- Main high-pressure (70 bar) gas transmission pipeline from the Greek-Bulgarian border to Attica, of a total length of 512 km, as illustrated in Figure 5.12. The diameter of the pipeline is 36" for approximately the first 100 km from the north, and 30" for the rest;
- High-pressure branch pipelines to Eastern Macedonia and Thrace, Thessaloniki, Volos, Inophyta, and the broader Athens area, of a total length of 450 km;
- Metering and regulating stations;
- A remote-control system, to control functioning and telecommunications, for the supervision and control of the Natural Gas Transmission System;
- Operation and Maintenance Control Centres in Attica (Patima, Elefsina), Thessaloniki (Nea Mesimvria) and Thessalia (Ambelia, Pharsala), and in the Xanthi region (under construction);
- Twin offshore pipeline from the islet of Revithoussa to Aghia Triada;
- Liquefied natural gas terminal (storage and gasification) on the islet of Revithoussa;
- The branch Komotini – Alexandroupolis – Turkey (possibly 36") and the interconnection with Italy (28") are under examination.

The total carrying capacity of the network is 7 bcm.

The distribution system consists of the following basic elements:

- Steel medium-pressure (19 bar) networks, in Attica, Thessaloniki, Larisa, olos, Inophyta, and Platy Imathias;
- Polyethylene low-pressure (4 bar) networks, in the cities of Athens, Piraeus, Thessaloniki, Larisa and Volos.

DEPA has planned medium-pressure distribution networks in the regions of Attica (Athens, Piraeus), Thessaloniki, Thessalia (Larisa and Volos), and the industrial zones of Inophyta, Platy Imathias, Serres, Xanthi, Drama, Komotini and Kavala. By December 1999, a total of 156.8 km had been constructed.

In the case of low-pressure distribution networks, DEPA originally planned the construction of 6,500 km to meet the needs of the urban areas of Attica, Thessaloniki, Larisa, and Volos. From these, DEPA undertook and completed the construction of a total of 1,000 km while the remaining 5,500 km will be constructed by the Gas Supply Companies (GSC).

In addition, in the Athens area, a network of 550 km, formerly the property of the Athens Municipal Gas Company and acquired by DEPA in late 1997, is in operation and today supplies approximately 8,000 consumers with natural gas. By the end of 1999, 1,013 km of low-pressure networks had been constructed, of which 695 km are in Attica, 183 km in Thessaloniki, 68 km in Larisa, and 68 km in Volos.

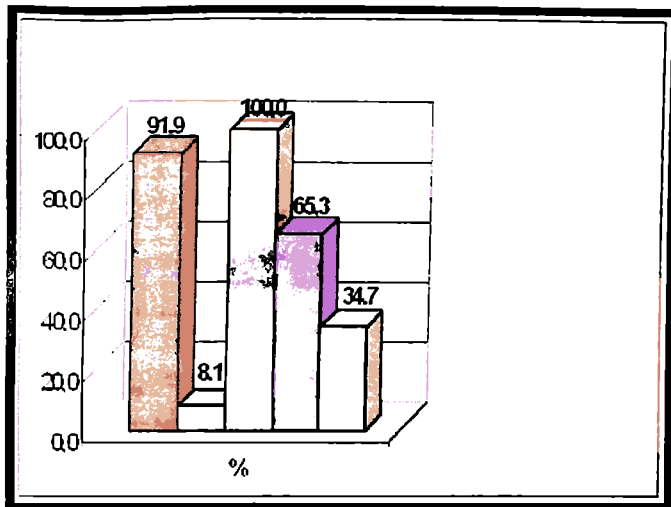
New transit line construction is considered in Greece to supply Balkans and Southern Europe with Caspian NG, delivered through South Caucasus Pipeline via Georgia and Turkey. Completion of transit line via Greece can positively affect on the local and European NG markets.

5.4.4. LNG Terminal

LNG gas is a second source of supply which ensures that the system's peak demand is met and that basic consumers are supplied with gas in the event of damage to the system for the transmission of Russian natural gas.

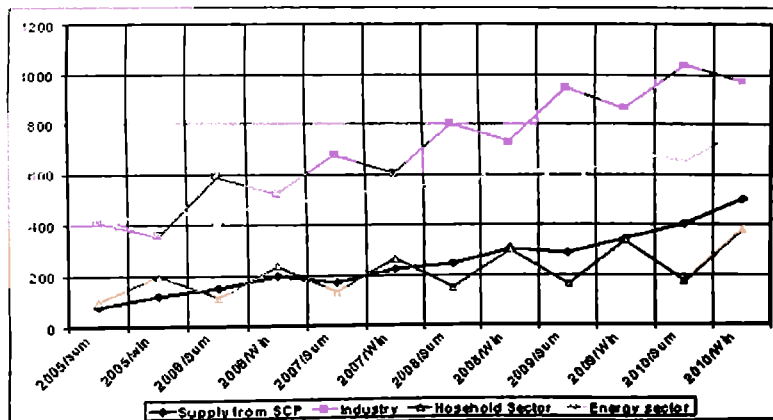
LNG Reception Terminal at Revithoussa island includes the following installations:

- Reception and docking of LNG tankers of a size of up to 130,000 cubic metres;
- Two LNG storage tanks of a capacity of 65,000 cubic metres each;
- Two unloading arms;
- Two open-type seawater vaporisers for the gasification of the LNG and supply/connection to the main transmission pipeline via the two twin submarine pipelines interconnecting Revithoussa with the opposite coast at Aghia Triada;
- LNG pumping stations;
- Two compressors for the liquefaction of uncondensed gases;
- Flare for the burning off of excess gas;
- Fire detection and extinguishing system;
- Control and operations room;
- Buildings for administration, operations control, maintenance, fire station, first aid station, staff training;
- Public Power Corporation sub-station;
- Water pumping station;
- Communications and access control systems.



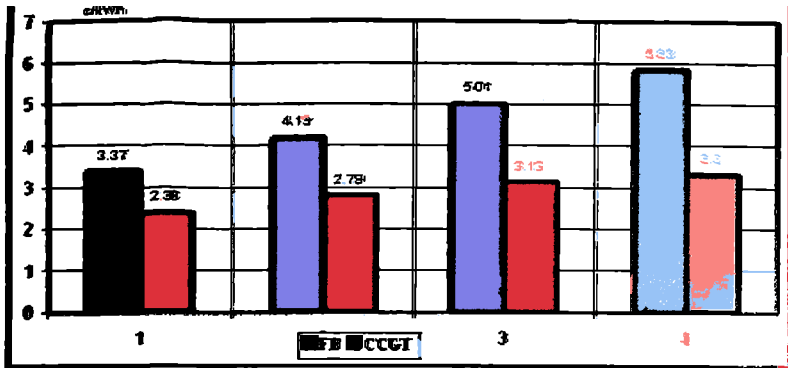
ნახ. 5.9. გაზის მიწოდების საბაზრო სუქტორების განაწილება
 ძირითად მომწოდებლებს შორის

Figure 5.9. Division of Market Shares Between Major Suppliers in NG



ნახ. 5.10. სავარაუდო დისბალანსი გაზის მიწოდებასა და მოხმარებას შორის საქართველოში

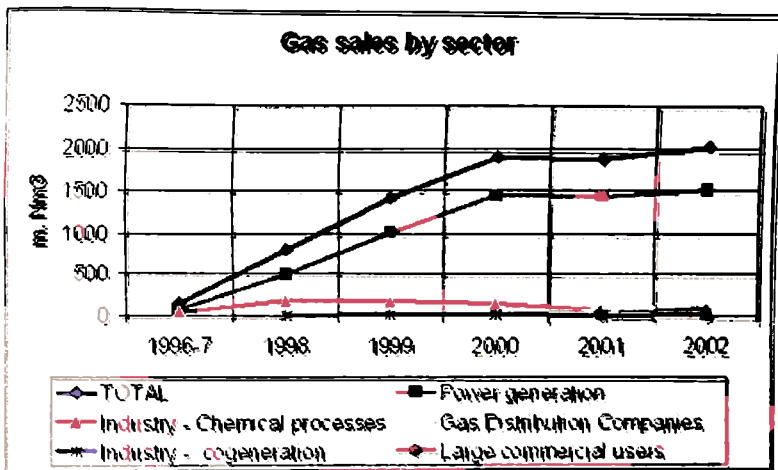
Figure 5.10. Planned imbalance between natural gas supply and demand in Georgia



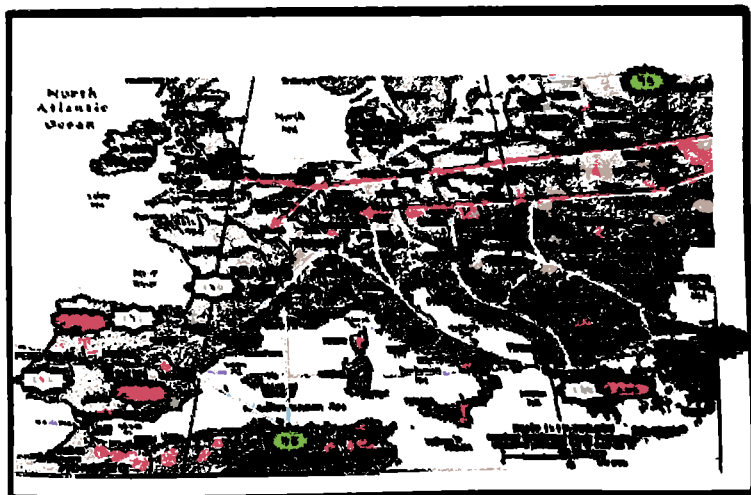
ნახ. 5.11. ნახშირის და გაზის წყით ნარჩმსებულთა ულვეკროუნენდის სანროგნზხოთ ფასები
Figure 5.11. Generated electricity planned cost for coal and natural gas



ნახ. 5.12. საბუნძუნთის მაგისტრალური გაზსადუნები
Figure 5.12. The Greek NG Transmission System



Բն. 5.13. Գազի Թրծաբաժնի Կազմաճյուղի Ընթացքը
 Figure 5.13. Gas sales/consumption by sectors



Բն. 5.14. Գազի Թրծաբաժնի Ծրագրված Կազմաճյուղը
 Figure 5.14. Expected NG Demand in Greece

LNG is transported by special cryogenic vessels using highly specialized technology. DEPA has proceeded to the chartering of a vessel - the Century, belonging to the Norwegian Bergesen company - for eight years.

The time charter was signed on 19 January 1998. The vessel was built in 1974 and has a capacity of 29,500 m³ of LNG. It has four spherical aluminium tanks of Moss technology. A complete voyage (loading in Algeria, unloading to Revithoussa, and returning to Algeria) takes approximately eight days.

The development of Revithoussa LNG Terminal was designed to be carried out in 3 Phases. In Phase 1 the main objective was to cover balancing needs. This Phase has already been completed. The other two Phases included installations, which upgraded Revithoussa in its capacity to efficiently receive larger ship sizes and to enhance gas supply to the country's main pipeline system. At present a set of upgrading installations are under feasibility study. This project could be considered as Phase 2 of Revithoussa Terminal development.

The main objective of Phase 2 upgrading project is to increase the capacity of LNG terminal to supply the system from the existing 375 m³/h of equivalent LNG to 1000 m³/h. This latter figure implies a maximum annual capacity in the order of 5 bcm, and an actual capacity in the order of 4 bcm considering the balancing operation. These figures should be compared with the total annual gas consumption in 2002 that was around 2 bcm. In other words the Revithoussa terminal becomes a significant gas import point at least in cases of inability of GAZPROM to supply appropriately gas quantities for certain periods. The target of security of supply for the Greek system is enhanced.

The estimated budget of the project is 53 m€, from which 22 m€ are allocated to the power supply unit and 4 m€ for the unloading arm.

5.4.5. Natural Gas Consumption

DEPA is currently the only seller of natural gas in the Greek market. It either sells directly to large consumers (industry) or through the regional gas distribution companies (EPAs).

In practice DEPA has the right to sell gas to:

- gas distribution and supply companies,
- large consumers.
- all consumers as motor vehicle fuel,
- all consumers regardless of quantity, as long as they do not have a gas distribution (EDA) or gas supply company (EPA) in their region.

Figure 5.13 presents the sales of natural gas by sector during the last years, from which can be derived the following two basic points:

- natural gas sales/consumption in the Greek market is at its early stages and has been experiencing a stable increase during the last years;
- the largest share of natural gas sales/consumption in the Greek market, so far corresponds to power generation. Therefore, electricity demand is substantially related to natural gas demand (PA usually uses as a typical Gross Calorific Value, for data conversion purposes regarding the natural gas of the Greek system, that of 11.16 kWh/Nm³ or 9 598 Kcal/Nm³, that corresponds to a typical mix of 20% Algerian and 80% Russian NG).

Forecasts for natural gas demand in Greece (Figure 5.14) is based on the assumption that as a main consumer in forthcoming years remains power sector with increase of annual electricity consumption with 4% rate for the interconnected system and about 5.5% for autonomous units in Greek islands until 2005 and an uniform 3.6% increase rate afterwards 2005 for all country. Expected NG demand in Greece to 2015 is presented in the figure below.

6. CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

1. The market for natural gas is gradually expanding worldwide while the European gas market is especially a fast growing one. According to various estimations due to strong deficit of own resources the import dependency of the EU countries will raise to some 65-70 % in 2020 that requires provision of additional supply sources and transport chains.
2. Diversification of NG supply sources and chains, rehabilitation of existing distribution systems, planning of strategic reserves are the main tools for increasing of energy security and guaranteed supply of Europe and transit countries, which are strongly dependent on imported gas.
3. Prospective supply sources for EU in parallel with traditional suppliers include also Caspian gas reservoirs with proposed 120-140 bcm NG export potential in 2020. The supply of European market from the remote Caspian gas fields requires infrastructure development and introduction of modern NG technologies.
4. Among the possible Caspian NG supply chains to Europe South Caucasian Pipeline system from Azerbaijan via Georgia, Turkey and possible Greece appears to be more profitable for all, supplier, transit, and consumer parties.
5. Modern technologies for survey of respective structures, planning and construction of NG storages, first of all underground gas storage facilities in depleted oil and gas fields can provide secured storage of fuel strategic reserves by supplementary commercial impact for mitigation detrimental effect of the supply-demand misbalances and daily/seasonal peak shavings.
6. The progress in natural gas conversion technologies may offer competitive solutions for decentralized liquid gas production and consumption that may contribute to secure the energy supply and NG cost-effective utilization options in residential sector and industry. Gas liquefaction technologies used to convert natural gas to liquid fuels are under consideration as a competitive option to export gas from remote areas to the international market.
7. The small scale LNG seems to be economically viable for the transportation to distances about 500 km and supply volume below 2,5 MMscm/d or 600 – 700 Kt/y. The small scale LNG supply could be attractive for countries with significant geographic complexities such as mountains, marshes, impassable forests, etc. In this case LNG could be safely delivered by special tanks or by cars or even by horses. High energy density of LNG creates the point for economic viability of LNG supply projects. Especially it could be interesting for countries, which do not have its own gas resources but have transit pipelines (among them Georgia and Greece).
8. An advantage in Natural Gas Vehicle (NGV) technologies is leading to lower costs and better performances. Use of NGV reduces fuel costs and satisfies lower emissions mandates (80 – 90% emissions reduction, 10 – 14% less noise level), by 15 – 20% higher capital cost but about 10 % reduction of O&M costs compared with conventional vehicles.

9. Natural gas is a cleaner fuel than oil or coal, and not as controversial as nuclear energy, it is simple for consumption and convenient for end-users. The natural gas direct burning systems in residential sector are extremely energy efficient and cost-effective comparing with electricity and oil and environmentally friendly than coal and other solid fuels.
10. New technologies such as NG fuel cells and micro-turbines offer an effective solution to a number of energy challenges, from power generation to environmental degradation in residential, commercial and industrial sectors.
11. Distributed gas-fired, combined power and heat and cool generation systems enable capture and use of energy that otherwise would be wasted ultimately, result the high efficiency of NG conversion and also significant reduction of the environmental impact.
12. Key technologies for industrial applications of NG: power generation (Co- or Tri-generation systems), gas co-firing, gas absorption and desiccant systems, chemicals productions provide nowadays highly effective utilization of NG and significant mitigation of environmental impact.
13. Combined-cycle Gas Turbine (CCGT) systems are new high-effective technologies for producing electricity. CCGT power plant uses waste heat to produce more electricity. The steam produced in the heat recovery units of combined-cycle systems, is directed to a steam turbine for the generation of extra electricity. Efficiency of a combined-cycle gas turbine plant reaches 60%, compared to 30-35% for a conventional fossil fuel fired power plant.
14. Natural gas utilisation in chemical industry is increasing worldwide due to high efficiency and improved environmental performance of combustion units and conversion technologies, its competitive price, and ability to be converted to liquid fuels and a wide range of chemical products.
15. Advanced technologies in NG transportation such as: Gas compressors with high efficiency, Gas line inspection modern facilities, Pipe insulation, coating, welding & cathode protection modern tools. Distribution network optimization technique support cost reduction and increased reliability and safety of transportation systems.
16. Some prospective technologies recommended for implementation and development in NG sector of South Caucasus countries are as follows:
- Usage of medium pressure distribution grids;
 - Usage of plastic pipes with planned life time 50 years and more;
 - Implementation of pipeline integrity assessment systems and pipeline repair modern technologies, including No-dig methods of repair, to minimize NG losses in transmission and distribution pipelines;
17. Besides this, special measures can be implemented for improving the energy security of Georgia and other South Caucasus countries. This includes the utilisation of local energy sources, diversification of imported fuels, introduction of modern energy technologies, and accumulation and rational utilization of strategic reserves. which requires further:
- Policy & Legislation Initiatives to Decrease Monopolistic Actions of suppliers and Liberalize Gas Sector, Active support of independent distributors to secure remaining market share (for Georgia - 1/3 of total, including Tbilisi demand);

- On a short-to-medium term basis the main priorities pertaining to the energy security strategies is the diversification of imported natural gas supply;
- The dominating elements of the long-term energy policy appropriately reflect the development of renewable energy systems (in Georgia - mainly hydropower projects), in parallel with the implementation of high-efficient integrated gas power cycles (CCGT);
- In order to avoid expected interruptions and obstacles special safety measures should be considered: a) underground gas storage capacity rehabilitation or construction, b) modern small scale technologies for LNG and CNG production and utilization c) newly developed NG combustion technologies – such as Small Scale Thermal and Generation facilities (Decentralized Co- and Tri-Generation units, fuel cells, micro turbines etc).

18. European countries, including Greece, can act as main supporters for the implementation of modern EU technologies for natural gas transport, storage and utilization technologies that may affect the producer, transit and consumer countries' energy security and more general the geopolitical development on local, regional and global levels.