



USAID
 ამერიკელი ხალხისგან
 15 წლიანი თანამშრომლობა განვითარებისთვის



WINROCK
 INTERNATIONAL
 Putting Ideas to Work

ენერგეტიკის განვითარება სოფლად

COOPERATIVE AGREEMENT NO. 114-A-00-05-00106-00

ენერჯის განახლებადი წყაროების კოტენციული საქართველოში და მისი ათვისების ღონისძიებები



მომზადებულია ორგანიზაციის “მსოფლიო გამოცდილება საქართველოსთვის” მიერ კომპანია Winrock International-ის შეკვეთით ქვეკონტრაქტის 5708-07-04 შესაბამისად, თებერვალი, 2008

ენერჯის განახლება წყაროების კოტენციალი საქართველოში და მისი ათვისების ღონისძიებები

მიწოდებულია: USAID/კავკასიის ოფისი
ათონელის ქ. 25
0105, თბილისი, საქართველო

მომზადდა: პროგრამამ “ენერჯეტიკის განვითარება სოფლად”

ძმები კაკაბაძეების ქ. 26, თბილისი
0105, საქართველო
ტელ: +995 32 50 63 43
ფაქსი: +995 32 93 53 52

ენერჯის განახლებადი წყაროების პოტენციალი საქართველოში და მისი ათვისების ღონისძიებები

მომზადებულია ფონდის “მსოფლიო გამოცდილება საქართველოსთვის” მიერ
ვინროკ ინტერნეიშენალისთვის
ქვე-კონტრაქტით 5708-07-04

2008წ თებერვალი

სამადლობელი

წინამდებარე ანგარიში მომზადდა ფონდის – “მსოფლიო გამოცდილება საქართველოსთვის” (მბს) მიერ, საქართველოში ენერჯის განახლებადი წყაროების განვითარებაზე მომუშავე წამყვანი სპეციალისტების მონაწილეობით.

ნაშრომში, თავიანთ სფეროში, შეტანილი მნიშვნელოვანი წვლილის გამო გვინდა მადლობა მოუხადოთ ბატონებს და ქალბატონებს:

მცირე ჰიდროენერჯეტიკა – რევაზ არველაძე საქართველოს ენერჯეტიკული აკადემია,
მანანა დადიანი – ენერჯოეფექტურობის ცენტრი,
კრეიგ ვანდეველდე – პროგრამა “ენერჯეტიკის განვითარება სოფლად”
ქარის ენერჯეტიკა – არჩილ ზედგინიძე, სამეცნიერო კვლევითი ცენტრი “ქარიენერჯო;
ბაადურ ჩხაიძე საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი.
მზის ენერჯია – ლევან კობახიძე, მდგრადი ენერჯის ცენტრი “მზის სახლი”,
თემურ მიქიაშვილი - მბს
ბიომასის ენერჯია – ბაადურ ჩხაიძე, საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი.
გეოთერმული ენერჯია – ოთარ ვარდიგორელი, ნოდარ ცერცვაძე – შპს “გეოთერმია”,
თემურ მიქიაშვილი - მბს
ენერჯის განახლებადი წყაროების განვითარების ინსტიტუციური საკითხები, კოორდინაცია,
პაატა ცინცაძე, მბს
მსოფლიო გამოცდილება განახლებადი ენერჯის პოლიტიკაში –
კარინე მელიქიძე, საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი
ენერჯეტიკული ბალანსები, განახლებადი ენერჯის ეკონომიკა, საერთო კოორდინაცია –
მურმან მარგველაშვილი- მბს

მადლობას გვუხდით თინა ალადაშვილს და გიორგი მარუაშვილს პროექტის განმავლობაში გაწეული დახმარებისათვის

გვინდა მადლობა გადაუხადოთ 2007 წლის 28 ნოემბერს სასტუმრო თბილისი მარიოტში ჩატარებული სემინარის მონაწილეებს დისკუსიაში მონაწილეობის და საინტერესო იდეებისათვის.

ჩვენ ასევე მადლობას ვუხდით ჰორსტ მაინეკეს, ინგა ფხალაძეს, ბუბა ცირეკიძეს, ნინო ლაზაშვილს და სოფო გენგიურს ვინროკ ინტერნემენალიდან, ასევე თამუნა ბარაბაძეს აშშ საერთაშორისო განვითარების სააგენტოს გარემოსდაცვითი ოფისიდან მათი მუდმივი მხარდაჭერისათვის მუშაობის პროცესში

მბს – მსოფლიო გამოცდილება საქართველოსთვის
www.weg.ge

სარჩევი

თავი 1 - რეზიუმე

1.1. შესავალი	1.1
1.2. ევროკავშირის განვითარების იურიდიული და ინსტიტუციური გარემო	1.2
1.3. ენერგეტიკული ბალანსები	1.5
1.4. განახლებადი ენერჯის პოტენციალი საქართველოში	1.7
1.5. დასკვნები და რეკომენდაციები	1.15

თავი 2 - ენერჯის განახლებადი წყაროების გამოყენების ინსტიტუციური საკითხები, ბარიერები და საერთაშორისო ვალდებულებები

2.1. ევროკავშირის საერთაშორისო ასპექტები	2.1
2.1.1 “სუფთა განვითარების მექანიზმი” (სგმ)	2.2
2.1.2. ენერგეტიკული თანამეგობრობის ხელშეკრულება	2.4
2.1.3. საერთაშორისო ორგანიზაციების მონაწილეობა	2.5
2.2. ევროკავშირის ათვისების საკანონმდებლო-ნორმატიული ბაზა და ბარიერები	2.7

თავი 3 - მსოფიო გამოცდილება განახლებადი ენერჯორესურსების ათვისების პოლიტიკაში

3.1. განახლებადი ენერჯორესურსების ათვისების პოლიტიკის კონცეფცია	3.1
3.1.1. განახლებადი ენერჯის ტექნოლოგიების ბაზარზე დამკვიდრების ხელშეწყობისათვის გასატარებელი პოლიტიკა და ღონისძიებები	3.3
3.2. ევროკავშირის პოლიტიკა განახლებადი ენერჯის სფეროში	3.5
3.2.1. ევროკავშირის განვითარება ევროკავშირის განვითარებაში	3.5
3.2.2. ევროკავშირის პოლიტიკის პრინციპები	3.12
3.2.3. ევროკავშირის განვითარების დასახული ამოცანები	3.13
3.2.4. ცალკეული ქვეყნების მიზნები და სამოქმედო გეგმები; პოლიტიკის პრაქტიკული განხორციელება	3.14
3.2.5. განახლებადი ენერჯორესურსებით ელექტროენერჯის გენერაციის (RES-E) ხელშეწყობის ინსტრუმენტები	3.14
3.2.6. ევროკავშირის პოლიტიკის ამჟამად მოქმედი სქემები	3.16
3.2.7. “მწვანე სერტიფიკატების” სისტემა	3.17

3.2.8. ფიქსირებული შესასყიდი ტარიფის სტრუქტურები	3.19
3.2.9. გენერაციის ხარჯების საფუძველზე განსაზღვრული ტარიფები	3.20
3.2.10 ტარიფის ღონის დადგენის კონცეფციების შეფასება	3.22
3.2.11. სავალდებულო შესყიდვა	3.25
3.2.12. პრემიალური ტარიფის სქემის შედარება ფიქსირებულ ტარიფთან	3.26

თაზი 4 - საქართველოს ენერგეტიკული ბალანსები

4.1. 2006 წლის კრებსითი ენერგეტიკული ბალანსი	4.1
4.2. ელექტროენერჯის ბალანსი	4.6
4.2.1. ელექტროენერჯის 2006 წლის ბალანსი	4.6
4.2.2 2007 წლის ელექტროენერჯის ბალანსის მოდელი	4.9
4.2.3. ჰიდროელექტრორესურსების სიჭარბე	4.13
4.3. ბუნებრივი გაზის ბალანსი	4.15
4.4. საქართველოს ენერგეტიკული დამოკიდებულება და კრებსითი ენერგეტიკული ბალანსის მოდელი	4.20
4.4.1. კრებსითი ენერგო ბალანსის მოდელი	4.20
4.4.2. ენერგოდამოკიდებულების პარამეტრები	4.23
4.5. მოხმარება მომხმარებელთა კატეგორიების მიხედვით	4.26
4.5.1. თელასი	4.26
4.5.2. გაერთიანებული სადისტრიბუციო კომპანია/ენერგო-პრო ჯორჯია	4.27
4.5.3. აჭარის ენერგოკომპანია	4.28
4.5.4. კახეთი	4.30
4.5.5. კომერციული დანაკარგები ელექტროენერჯის გამანაწილებელ კომპანიებში	4.31
4.5.6. გაზის მოხმარება თბილისში	4.31

თაზი 5 – განახლებადი ენერჯის პოტენციალი საქართველოში

5.1. მცირე ჰიდროსადგურები	5.1
5.1.1. შესავალი	5.1
5.1.2. მცირე ჰესების კლასიფიკაცია	5.2
5.1.3. არსებული მდგომარეობა	5.3
5.1.4. მცირე ჰესების ჰიდროენერგეტიკული პოტენციალი	5.6
5.1.4.1 მცირე ჰესების ტექნიკური ჰიდროენერგეტიკული პოტენციალი	5.6

5.1.4.2 მცირე ჰესების ეკონომიკურად გამართლებული ჰიდროენერგეტიკული პოტენციალი	5.9
5.1.5. მცირე ჰესების ეკონომიკური პარამეტრები	5.10
5.1.5.1 სამშენებლო ღირებულება	5.10
5.1.5.2 საქსპლუტაციო ხარჯები და გადასახადები	5.12
5.1.6. ინსტიტუციონალური გარემო და ბარიერები	5.12
5.1.7. რეკომენდაციები	5.14
5.2. ქარის ენერჯის განვითარება საქართველოში	5.15
5.2.1. რატომ ქარის ენერჯია?	5.15
5.2.2. ქარის ენერჯის განვითარება მსოფლიოში	5.15
5.2.3. ქარის ენერჯის პოტენციალი საქართველოში	5.17
5.2.4. ქარის ენერჯის გამოყენების მდგომარეობა საქართველოში	5.20
5.2.5. რეკომენდაციები ქარის ენერჯეტიკის განვითარებისთვის	5.20
5.3. ბიომასის ენერჯის გამოყენების პერსპექტივები საქართველოში	5.21
5.3.1. რა არის ბიომასა?	5.21
5.3.2. რატომ უნდა გამოვიყენოთ ბიომასა?	5.21
5.3.3. ბიომასის ენერგეტიკული პოტენციალი საქართველოში	5.22
5.3.4. ბიომასის ენერგეტიკული პოტენციალის გამოყენების მეთოდები	5.25
5.3.4. ბიომასის ენერჯის გამოყენების მდგომარეობა მსოფლიოში	5.26
5.3.5. ბიომასის გამოყენების მდგომარეობა საქართველოში	5.27
5.3.6. ბიომასის პოტენციალის ათვისებისათვის გასატარებელი ღონისძიებები.	5.30
5.4. მზის ენერჯია და მისი გამოყენების შესაძლებლობები საქართველოში	5.31
5.4.1. შესავალი.	5.31
5.4.2. მზის რადიაცია და მისი გამოყენება	5.31
5.4.3. სითბური ენერჯის მიღება მზის გამოსხივებისაგან	5.32
5.4.4. მზის ფოტოელექტრული სისტემები	5.38
5.4.5. მზის ენერჯის პოტენციალი საქართველოში	5.40
5.4.5.1. მზის რადიაციის მონაცემები	5.40
5.4.5.2. მზის ენერჯის გამოყენების შესაძლებლობები	5.41
5.4.6. მიმდინარე სიტუაცია და სახელმწიფო დახმარების საჭიროება	5.45
5.5. გეოთერმული ენერჯის გამოყენების პოტენციალი საქართველოში	5.46
5.5.1. შესავალი.	
5.5.2. საქართველოს გეოთერმული რესურსების პოტენციალი	5.50
5.3. პოტენციური გეოთერმული პროექტები	5.54
5.4. სითბური ენერჯის ფასი გეოთერმული ცხელწყალმომარაგებისას	5.61

თაპი 6 - განახლებადი ენერჯის შეფასება

- | | |
|--|------|
| 6.1. ენერჯის განახლებადი წყაროების განვითარების წინაპირობები | 6.1. |
| 6.2. განახლებადი ენერჯის ღირებულება | 6.2 |
| 6.3. მძლავრი ტრადიციული გენერაცია და განახლებადი ენერჯის წყაროები: გარე პირობების გათვალისწინება | 6.7 |
| 6.4. წვლილი ენერჯოუსაფრთხოებაში | 6.9 |

თაპი 7 - დასკვნები და რეკომენდაციები

- | | |
|---|-----|
| 7.1. საქართველოში განახლებადი ენერჯის წყაროების განვითარების პრიორიტეტების განსაზღვრა | 7.3 |
| 7.2. საქართველოში განახლებადი ენერჯის წყაროების ათვისების ძირითადი დამაბრკოლებელი ფაქტორები | 7.4 |
| 7.3. რეკომენდაციები განახლებადი ენერჯეტიკის პოლიტიკაზე | 7.5 |
| 7.4. რეკომენდაციები პოლიტიკის საკითხების შემდგომი კვლევის შესახებ | 7.8 |

შესავალი

“საქართველოს ენერგეტიკულ სექტორში სახელმწიფო პოლიტიკის ძირითად მიმართულებებში” ერთერთ მნიშვნელოვან ამოცანად განსაზღვრულია განახლებადი ენერჯის წყაროების გამოყენებისათვის საჭირო ღონისძიებების შესწავლა და დანერგვა. ენერგეტიკული პოლიტიკის ამ მოთხოვნების შესაბამისად ენერგოეფექტურობასა და ენერჯის განახლებად წყაროების დაკავშირებული კანონპროექტების შემუშავების მიზნით, ენერგეტიკის სამინისტრომ მიმართა კომპანია Winrock International–ს. ზემოხსენებული დავალების ფარგლებში წინამდებარე კვლევა შესრულდა ფონდ “მსოფლიო გამოცდილება საქართველოსათვის” მიერ, Winrock International–ისთვის. ეს კვლევა არის პირველი ნაბიჯი, რომლის ამოცანაა საქართველოში განახლებადი ენერჯორესურსების ათვისების სტრატეგიისა და პოლიტიკისათვის რეკომენდაციების შემუშავება და ენერჯოპოლიტიკის სხვადასხვა შესაძლო ვარიანტების განსაზღვრა. მიღებული შედეგები შემდგომში გათვალისწინებული იქნება “განახლებადი ენერჯორესურსების შესახებ” საქართველოს კანონპროექტის შემუშავების დროს.

ამ ანგარიშზე მუშაობისას ჩვენ ვეყრდნობოდით ენერჯის განახლებადი წყაროების ადრე ჩატარებული გამოკვლევების შედეგებს, აგრეთვე განახლებადი ენერჯორესურსების ათვისებისა და პოტენციალის შეფასების არსებულ პრინციპებსა და მეთოდებს; ჩვენ შევეცადეთ, რომ გასატარებელი პოლიტიკური ღონისძიებების შესახებ პრაქტიკული დასკვნები შეგვემუშავებინა. ანგარიში ხანმოკლე ვადაში – სამ თვეში შესრულდა და მთლიანად არ ფარავს საქართველოში განახლებადი ენერჯორესურსების ათვისებასთან დაკავშირებულ ყველა საკითხს. გარდა ამისა, პოლიტიკური მიზეზების გამო, ჩვენ შესაძლებლობა არ გვქონდა სრულად წარმოგვედგინა აქ ინფორმაცია აფხაზეთის შესახებ.

წინამდებარე ანგარიშში ტერმინით “განახლებადი ენერჯის წყაროები” (მზწ) იგულისხმება:

მცირე სიმძლავრის ჰიდროელექტროსადგურები – 10 მვტ-ზე დაბალი სიმძლავრის მცირე ჰიდროსადგურები ამ ანგარიშში განახლებად ენერჯორესურსებადაა მიჩნეული. 10მვტ. სიმძლავრე ტრადიციულად მიღებული ზღვარია. ეს ევროკავშირში მცირე ჰიდროსადგურებთან დაკავშირებით მიღებულ ტრადიციას, კანონმდებლობას და განსაზღვრებას შეესაბამება.¹ დიდი ჰიდროსადგურები ხშირად განახლებად ენერჯორესურსებში არ შეაქვთ, რადგანაც ისინი მნიშვნელოვან ზემოქმედებას ახდენენ გარემოზე.

ქარის ენერჯია – ქარის ელექტროსადგურებისათვის სიმძლავრის მიხედვით რაიმე შეზღუდვები დაწესებული არ არის, რადგანაც მათი ექსპლუატაციაში გაშვებისათვის მცირე დროა საჭირო, გარემოზე ზემოქმედება უმნიშვნელოა, აშენება შესაძლებელია მოდულების მეშვეობით და სიმძლავრის გაზრდა თანდათანობით არის შესაძლებელი.

¹ http://ec.europa.eu/energy/library/599fi_en.pdf 1997 EC White Paper “Energy For The Future: Renewable Sources Of Energy”

ბიომასა – განახლებად ენერგორესურსად მიჩნეულია ბიომასის ის მოცულობა, რომელიც შეიძლება აღდგენილ იქნას მცენარეების ბუნებრივი ზრდისა და აღდგენის შედეგად. მაგ.: თუ მოჩხილი ან დამწვარი ხე-ტყის რაოდენობა სანიტარული ნორმებს აღემატება, ეს განახლებად ენერგორესურსად აღარ ჩაითვლება.

მზის და გეოთერმული ენერჯია აგრეთვე განახლებად ენერგორესურსად ითვლება, ყოველგვარი შეზღუდვის გარეშე.

ყველგან სადაც ამის საჭიროება არსებობს, განსხვავებული პოლიტიკური ზომებია გათვალისწინებული განახლებადი ენერჯიის წყაროებზე მომუშავე იმ სადგურებისათვის, რომლებიც ერთიან ქსელში ჩართული არ არიან და იზოლირებულ მომხმარებელს ემსახურებიან - *არასაქსელო*, ჩართული არიან მცირე ზომის ლოკალურ ქსელში და მომხმარებელთა ჯგუფს ემსახურებიან - *მინი ქსელური* ან ერთიან ქსელში (ელექტროგადამცემ/გამანაწილებელ სისტემაში) - *ქსელური*.

სხვადასხვა კვლევებში განახლებადი ენერგორესურსების პოტენციალის აღწერისათვის სხვადასხვა ტერმინოლოგიაა გამოყენებული. ამ დოკუმენტში ჩვენ შემდეგ განსაზღვრებებს ვეყრდნობოდით:

თეორიული პოტენციალი – იგულისხმება ბუნებაში არსებული განახლებადი ენერჯიის რომელიმე წყაროს მთლიანი წლიური ენერგეტიკული პოტენციალის შეფასებული სიდიდე.

ტექნიკური პოტენციალი – იგულისხმება თეორიული პოტენციალის ნაწილი, რომლის ათვისებაც შესაძლებელია ტექნოლოგიების განვითარების არსებულ დონეზე.

მიღწევადი პოტენციალი – იგულისხმება ენერგეტიკული პოტენციალი, რომელიც გონიერების ფარგლებში შეიძლება მიღწეულ იქნას არსებული ინსტიტუციონალური და ფიზიკური შეზღუდვების ფარგლებში (მაგ.: მიწის მფლობელობა, იგივე რესურსის სხვა მიზნებისთვის გამოყენება, გზების არსებობა და ა.შ.). მიღწევადი პოტენციალი არის ნიშნული, რომელსაც უნდა შევადაროთ განახლებადი ენერგორესურსების ათვისების არსებული დონე.

ეკონომიკური პოტენციალი – იგულისხმება მთლიანი ენერჯია, რომლის გენერაციაც შესაძლებელია წლის განმავლობაში, ეკონომიკურად გამართლებული პროექტების ფარგლებში, არსებული ან პროგნოზირებული საბაზრო პირობების, ტექნოლოგიური ხარჯების და სხვა ეკონომიკური პირობების გათვალისწინებით.

ამ განსაზღვრებების აბსოლუტური სიზუსტით ერთგვაროვანი გამოყენება ერთმანეთისაგან მნიშვნელოვნად განსხვავებული ენერჯიის განახლებად წყაროების მიმართ პრაქტიკულად გართულებულია; მიუხედავად ამისა, ჩვენ შევეცადეთ მაქსიმალურად ზუსტად გამოგვეყენებინა ზემოთ მოყვანილი ტერმინები. ჩვენ ვგრძნობთ, რომ აქ გამოყენებული ტერმინოლოგია მომავალში საკითხებზე მსჯელობის პროცესში შემდგომ დახვეწას საჭიროებს.

დაბოლოს, არსებობს განახლებადი ენერჯიის პოტენციალისათვის მეორადი როლის მინიჭების საერთო ტენდენცია რასაც ამაგრებს ისეთი არგუმენტები როგორცაა:

- განახლებადი ენერგორესურსების პოტენციალი მცირეა ენერჯის ტრადიციულ წყაროებთან შედარებით (?)
- განახლებადი ენერგორესურსების გამოყენება უფრო ძვირი ჯდება (?)
- ტრადიციული ენერგორესურსების განვითარება, კონტროლი და მენეჯმენტი ღიდძალ ადმინისტრაციულ რესურსს საჭიროებს (?)
- ტექნოლოგიები არ არის საკმარისად განვითარებული და საიმედო (?)

მოცემულ კვლევაში ჩვენ შევეცადეთ დაწვრილებით გაგვეანალიზებინა ზემოთ ჩამოთვლილი შეხედულებები და სხვა მსგავსი არგუმენტები; შევეცადეთ გაგვეკეთებინა ბუნებრივი დასკვნები, რომლებიც პოლიტიკის განმსაზღვრელ პირებს ეკონომიკურად და ტექნიკურად დასაბუთებული გადაწყვეტილების მიღებაში დაეხმარება.

ამ ანგარიშში გამოყენებული ძირითადი შემოკლებები და საზომი ერთეულები:

მპწ - ენერჯის განახლებადი წყაროები

სემეკი – საქართველოს ენერჯეტიკის მარეგულირებელი ეროვნული კომისია –

მსკო – ელექტროენერჯეტიკული სისტემის კომერციული ოპერატორი

სამინისტრო - საქართველოს ენერჯეტიკის სამინისტრო

ჰესი – ჰიდროელექტროსადგური

მჰესი – მცირე ჰიდროსადგური

სბმ – სუფთა განვითარების მექანიზმი კიოტოს პროტოკოლის შესაბამისად

პმსმ – პირველადი ენერჯის სრული მიწოდება

კბნმ – კილოგრამი ნავთობის ექვივალენტი

ტნმ - ტონა ნავთობის ექვივალენტი

კტნმ – კილოტონა ნავთობის ექვივალენტი

მტნმ – მილიონი ტონა ნავთობის ექვივალენტური ენერჯია

კვტ – კილოვატი

მგვტ – მეგავატი

გვტ.სთ – გიგავატ საათი = მილიონი კილოვატ საათი

ტვტ.სთ – ტერავატ საათი

თავი 1

რეზიუმე

1.1. შესავალი

საქართველოში არსებობს თითქმის ყველა სახის განახლებადი ენერგეტიკული რესურსების მნიშვნელოვანი პოტენციალი. სპეციალისტთა შეფასებებით რეალურად მიღწევადი ენერგეტიკული პოტენციალი უტოლდება 10-15 მილიარდ კილოვატსაათს (ტერავატსაათს) ან შესაბამისად, დაახლოებით 1 მილიონ ნავთობის ტონის ექვივალენტს, რაც ენერჯის დღევანდელი სრული მოხმარების დაახლოებით 30% შეადგენს. სადღეისოდ ამ პოტენციალის ძალზე მცირე ნაწილია ათვისებული. განახლებადი ენერგორესურსების წილი საქართველოს მთლიან ენერგეტიკულ ბალანსში (შემის გარდა) ერთ პროცენტზე ნაკლებია. მცირე სიმძლავრის ელექტროსადგურების (<10მვტ) მიერ გენერირებული ელექტროენერჯის წილი კი ელექტროენერჯის ჯამურ გენერაციაში დაახლოებით 3%-ს შეადგენს.

ენერჯის განახლებადი წყაროების (მზვ) განვითარების პოლიტიკის შესახებ გადაწყვეტილებების მიღებისას, ოფიციალური სტრუქტურების ამოცანაა, საბაზრო ძალების ეკონომიკური რეგულირებით, მომხმარებლების, კერძო მეწარმეების და მთელი საზოგადოების ინტერესების ოპტიმალური შეხამებით, საუკეთესო პირობები შექმნას საქართველოში ენერჯის განახლებადი პოტენციალის ათვისებისთვის. ამ ამოცანის გადაწყვეტას ესაჭიროება სახელმწიფოს ხელთ არსებული პოლიტიკის ინსტრუმენტების გონივრული და კარგად გათვლილი ამოქმედება.

წინამდებარე სამუშაოს დასკვნები და რეკომენდაციები ემყარება ენერგეტიკულ სექტორში, მათ შორის მზვ განვითარებაზე მომუშავე სხვადასხვა სპეციალისტებთან და პროფესიონალებთან გამართულ დისკუსიებს. ანგარიშში წარმოდგენილი მასალა დიდ წილად არის დამყარებული პრაქტიკოსი სპეციალისტების, ასევე სამეცნიერო და აკადემიური წრეების წარმომადგენლების მიერ მოწოდებულ ინფორმაციაზე. გათვალისწინებულია განახლებადი ენერჯის განვითარების ტექნიკური პოტენციალის შესწავლის ადრე ჩატარებული სამუშაოები. სამუშაო პროცესის მნიშვნელოვანი ეტაპი იყო სადისკუსიო სემინარის ჩატარება, სადაც ამ დარგში მომუშავე წამყვანმა სპეციალისტებმა წარმოადგინეს თავიანთი ინფორმაცია და მოსაზრებები საქართველოში მზვ განვითარების ოპტიმალური გზების შესახებ და დეტალურად განიხილეს რიგი მნიშვნელოვანი საკითხები.

სამწუხაროდ, დროის სიმცირის გამო, ეს დისკუსიები საკმაოდ შეზღუდული იყო, რის გამოც ვერ მოხერხდა მრავალი გამოვლენილი პრობლემის დეტალური და ყოვლისმომცველი ანალიზი. ამ მიმართულებით შემდგომმა მუშაობამ და განხილვებმა შეიძლება ორმაგი სარგებელი მოიტანოს იმით, რომ 1) გამოკვეთოს მზვ განვითარების პოლიტიკის ოპტიმალური ღონისძიებები, 2) ჩამოყალიბდეს ამ ოპტიმალური მიდგომების მხარდამჭერი საზოგადოებრივი და პროფესიული გარემო.

1.2. ევროკავშირის განვითარების იურიდიული და ინსტიტუციური გარემო

არსებობს რიგი საერთაშორისო დოკუმენტებისა, რომლებიც სხვადასხვა ხარისხით შეეხება საქართველოში ენერჯის განახლებადი წყაროების განვითარების საკითხებს, ესენია: ენერგეტიკული ქარტიის ხელშეკრულება და ენერგეტიკული ქარტიის პროტოკოლი ენერგოეფექტიანობის და გარემოს დაცვის საკითხებზე (PEEREA)¹; კლიმატის ცვლილების ჩარჩო კონვენცია, კიოტოს პროტოკოლი² და “სუფთა განვითარების მექანიზმი”; ევროკავშირის სამეზობლო პოლიტიკა³; ევროკომისიის 2006 წლის “მწვანე დოკუმენტი” – “ევროპის სტრატეგია მდგრადი, კონკურენტული და უსაფრთხო ენერჯისთვის”⁴; ენერგეტიკული თანამეგობრობის ხელშეკრულება⁵, საქართველოს და დანიის მთავრობებს შორის გაფორმებული მემორანდუმი 2004წ. (დანართი 1)⁶.

საქართველოს ევროკავშირთან დაახლოებისათვის აუცილებელია აგრეთვე ევროპის ევროკავშირის განვითარების მიზნების გათვალისწინება, აგრეთვე ამ დოკუმენტების მოთხოვნების და მათ მიერ შექმნილი შესაძლებლობების გამოყენება, საქართველოს ენერგეტიკული კანონმდებლობის ჰარმონიზაციისათვის ევროპულ სტანდარტებთან.

საქართველოსთვის, რომელიც მიერთებულია ამ შეთანხმებებზე, ეს დოკუმენტები წარმოადგენს თავისებურ გზამკვლევებს, იმისათვის, რომ ქვეყანაში ფართოდ განვითარდეს განახლებად ენერჯის ტექნოლოგიები. ამ დოკუმენტების რეკომენდაციების და მოთხოვნების შესრულება საქართველოსთვის სასარგებლო და ზოგ შემთხვევაში სავალდებულოა. ზოგი მათგანი უზრუნველყოფს დამატებითი ფინანსური რესურსების მოზიდვას ევროკავშირის განვითარებისათვის.

ენერგოეფექტურობის და ენერგოდაზოგვის პროგრამების განვითარების მნიშვნელოვან სტიმულს და დაფინანსების წყაროს წარმოადგენს კიოტოს პროტოკოლის “სუფთა განვითარების მექანიზმი” (სმმ). მომავალი რამდენიმე წლის განმავლობაში, სმმ მექანიზმის გამოყენებით, საქართველოს მილიონობით დოლარის მიღება შეუძლია განახლებადი ენერჯის პროექტების განსახორციელებლად. განსაკუთრებულად საინტერესოა ე.წ. პროგრამული მიდგომის გამოყენება, რომელიც მცირე ზომის ევროკავშირის პროექტების ერთიანი პროგრამის ფარგლებში საშუალებას იძლევა.

საერთაშორისო ორგანიზაციები წამყვან როლს ასრულებენ საქართველოში ევროკავშირის განვითარების საქმეში მათ მიერ განხორციელებულია მრავალი სადემონსტრაციო პროექტი, სწავლება, ინფორმირების კამპანია, იქმნება დაფინანსების წყაროები, ტარდება ტექნიკური და ეკონომიკური შეფასებები და ა.შ. ამ პროექტებს განხორციელებაში თანამშრომლობენ

¹ <http://www.encharter.org/>

² <http://unfccc.int/>

³ http://ec.europa.eu/world/enp/documents_en.htm

⁴ http://ec.europa.eu/energy/green-paper-energy/index_en.htm

⁵ http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/en/oj/2006/l_198/l_19820060720en00180037.pdf

⁶ www.mst.dk/inter/03090111.htm

სხვადასხვა ორგანიზაციები, მათ შორის ვინროკ ინტერნეიშენალი, PA კონსალტინგი ენერგოეფექტურობის ცენტრი, საქართველოს ინჟინერ ენერგეტიკოსტა ასოციაცია და სხვ.

აშშ საერთაშორისო განვითარების სააგენტოს პროგრამა “ენერგეტიკის განვითარება სოფლად”, რომელსაც ახორციელებს ვინროკ ინტერნეიშენალი, მიზნად ისახავს მინი ჰიდროსადგურების, ბიორეაქტორების მშენებლობას, ქსელში ჩართული ჰიდროსადგურების რეაბილიტაციას და საზოგადოების ინფორმირებას. ამ პროგრამის დახმარებით განხორციელდა ელექტრობის ბაზრის წესების მნიშვნელოვანი ცვლილებები, რაც მცირე ჰიდროელექტროსადგურებს, მათ მიერ გამოძევაებული ელექტროენერჯის გაყიდვის გარანტიებს უქმნის, ესკოს მიერ სავალდებულო შესყიდის სახით. გაეროს განვითარების პროგრამა, გერმანიის განვითარების და რეკონსტრუქციის ბანკის (KfW) და გლობალური გარემოსდაცვითი ფონდის (GEF) დაფინანსებით, ახორციელებს მრავალ **იპვ** საპილოტო პროექტს და შესრულდა მნიშვნელოვანი კვლევები **იპვ** სტრატეგიის და ბიომასის გამოყენების სფეროში. ევრობანკის მიერ გაიხსნა 30 მილიონი აშშ დოლარის საკრედიტო ხაზი **იპვ** და ენერგოეფექტურობის პროექტებისათვის. დონორების დახმარების ეს პროგრამები, ფართო შესაძლებლობებს ქმნის საქართველოში **იპვ** განვითარებისათვის, მაგრამ მაქსიმალური წარმატების მისაღწევად საჭიროა, რომ ეს კოორდინირებული იყოს ერთიანი სტრატეგიის და პოლიტიკის ჩარჩოებში.

იურიდიული და ინსტიტუციური გარემო

საქართველოში ამჟამად არ არსებობს სპეციალური საკანონმდებლო აქტები, რომლებიც ზოგადად **იპვ** ათვისების საკითხებს დაარეგულირებს. ელექტროენერგეტიკული სექტორის კანონმდებლობა განსაზღვრება მხოლოდ **იპვ**-ით ელექტროენერჯის წარმოების ზოგიერთს საკითხს, რაც ვერ უზრუნველყოფს ყველა სახის განახლებადი ენერჯის წყაროების, (მზის, ბიოგაზის, ბიომასის, გეოთერმულ წყლების და შეშის) განვითარებას. საჭიროა ამ კანონმდებლობის განვითარება და დახვეწა; უპირველესად ყოვლისა, თუნდაც საჭიროა კანონმდებლობის დონეზე ჩამოყალიბდეს ტერმინი და გაკეთდეს მკაფიო განმარტება, თუ რა იგულისხმება **იპვ**-ში.

მიუხედავად განახლებადი ენერჯისადმი გაზრდილი ყურადღებისა, ამჟამად არ არსებობს და ჩამოსაყალიბებელია **იპვ** სახელმწიფო სტრატეგია და სამოქმედო გეგმა. თავის დროს, 1998 წ. პრეზიდენტის ბრძანებულებით დამტკიცებულ კონცეფციას, არ მოჰყვა **იპვ** ქმედითი სტრატეგიის და გეგმის ჩამოყალიბება და ფაქტიურად უშედეგოდ დამთავრდა. 2005 წლამდე არსებული საგადასახადო შეღავათები შემდგომი საკანონმდებლო ცვლილებებით გაუქმდა. მოქმედი საგადასახადო კოდექსი კი არ ითვალისწინებს რაიმე სახის შეღავათებს განახლებადი ენერჯის ან ენერგოეფექტიანი მოწყობილობის და დანადგარების დამზადებაზე, იმპორტსა ან რეალიზაციაზე.

“საქართველოს ენერგეტიკულ სექტორში სახელმწიფო პოლიტიკის ძირითად მიმართულებებში” **იპვ**-დან ყურადღება გამახვილებულია მხოლოდ მცირე ჰესებზე და ქარის ენერგეტიკაზე. აღნიშნულ დოკუმენტში მოყვანალია 2015 წლამდე მათი განვითარების

პერსპექტივები, მაგრამ ეს საპროგნოზო მაჩვენებლებიც რეალობიდან საკმაოდ შორს არის.

კანონში “ელექტროენერგეტიკისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ” და “საქართველოს ენერგეტიკულ სექტორში სახელმწიფო პოლიტიკის ძირითად მიმართულებებში”, არის **მპწ** განვითარების ხელშემწყობი სამართლებრივი გარემოს ჩამოყალიბების მცდელობა, რაც მისასაღებელი წინგადადგმული ნაბიჯია. მაგალითად, საქართველოს ენერგეტიკის მინისტრის 2006 წლის 30 აგვისტოს № 77 ბრძანებით დამტკიცებული “საქართველოს ელექტროენერჯის ბაზრის” წესების ცვლილებით ნებისმიერ მცირე ჰესს საშუალება აქვს პირდაპირი ხელშეკრულებებით გაყიდოს წარმოებული ელექტროენერჯია, ხოლო ამგვარი ხელშეკრულებების ზემოთ წარმოებულ ელექტროენერჯიას შეისყიდის სისტემის კომერციული ოპერატორი (ესკო), იმავე პერიოდში ესკო-ს მიერ შესყიდული ელექტროენერჯის საშუალო შეწონილი ფასით, ან ახალი ჰესების შემთხვაში, სემეკის მიერ დადგენილი ტარიფით (მუხლი 36, პრიმა 1). ელექტროენერგეტიკის და ბუნებრივი გაზის შესახებ კანონის 2007 წლის ივნისის ცვლილებებით სამინისტროს შეუძლია -“ახლად აშენებული ელექტროსადგურის (წარმოების ლიცენზიატი ან/და მცირე სიმძლავრის ელექტროსადგური) განსაზღვრა, რომლის მიერ წარმოებული ელექტროენერჯია (სიმძლავრე) ექვემდებარება სრულად ან ნაწილობრივ სავალდებულო წესით შესყიდვას, კომისიის მიერ წინასწარ დადგენილი ტარიფებით; ეს წესი იძლევა მცირე ჰესების მიერ წარმოებული ელექტროენერჯის რეალიზაციის გარანტიას, რაც ძალზე მნიშვნელოვანია ინვესტიციების მოსაზიდად. ამავე დროს საჭიროა განისაზღვროს ის პრინციპები და კრიტერიუმები, რითაც სამინისტრომ უნდა იხელმძღვანელოს ახალი ჰესის “განსაზღვრისას”, ან რითაც განისაზღვრება ახალი სადგურიდან სავალდებულოდ შესასყიდი ელექტროენერჯის მოცულობა. ასევე საჭიროა დაკონკრეტდეს სემეკის მიერ ასეთი სადგურებისთვის გრძელვადიანი ტარიფების განსაზღვრის პრინციპები. საზოგადოდ, სასურველია აღნიშნული ცვლილებების შემდგომი ტექნიკური და კონცეპტუალური დახვეწა, რათა მოიტანოს სასურველი დადებითი შედეგი, მათ შორის დაცული უნდა იქნას მთელი სექტორის ოპტიმალური განვითარების და გამჭვირვალობის და საბაზრო ეკონომიკის პრინციპები.

ამავე დროს, საქართველოში **მპწ** სწრაფ განვითარებას აბრკოლებს სხვადასხვა ბარიერები, რომელთა მოხსნაც საჭიროა საკანონმდებლო და ორგანიზაციული ცვლილებებით:

- განსავითარებელია **მპწ** ელექტროენერჯის გასაღების ბაზარი. მიუხედავად იმისა, რომ საქართველოში შიგა მოხმარებისათვის საკმარისი ენერჯია არ იწარმოება, ზაფხულში აღინიშნება ჰიდროელექტროსადგურების ელექტროენერჯის სიჭარბე. ამდენად, ამ პერიოდში ქვეყნის შიგნით, არ არსებობს მოთხოვნა ახალი მცირე ჰესების, ან ქარის ელექტროსადგურების ელექტროენერჯიაზე.
- უნდა ჩამოყალიბდეს **მპწ** საფუძვლიანი და მყარ პრინციპებზე დაფუძნებული კანონმდებლობა, სხვა შემთხვევაში კანონმდებლობის ხშირმა ცვლამ შეიძლება უარყოფითი ეფექტი იქონიოს საინვესტიციო გარემოზე.
- საჭიროა მომხმარებლების და კერძო მეწარმეების, მუნიციპალიტეტების, თემების და ცალკე მომხმარებლების უკვე ინფორმირება **მპწ** გამოყენების სარგებელზე.
- **მპწ** განვითარებისათვის აუცილებელი ნორმატიული და ქვენორმატიული აქტების სისტემის და მეთოდოლოგიის ჩამოყალიბება, რომელიც გამჭვირვალე და სტაბილურ გარემოს შექმნის და განსაზღვრავს კანონის ზოგადი პრინციპების განხორციელების

მექანიზმებს; მაგალითად გატარების და გენერაციის გრძელვადიან შესასყიდ ტარიფებს, ქსელზე მიერთების პროცედურებს და გადასახადებს, მიწათსარგებლობის წესებს და სხვა აუცილებელ და პროცედურებს.

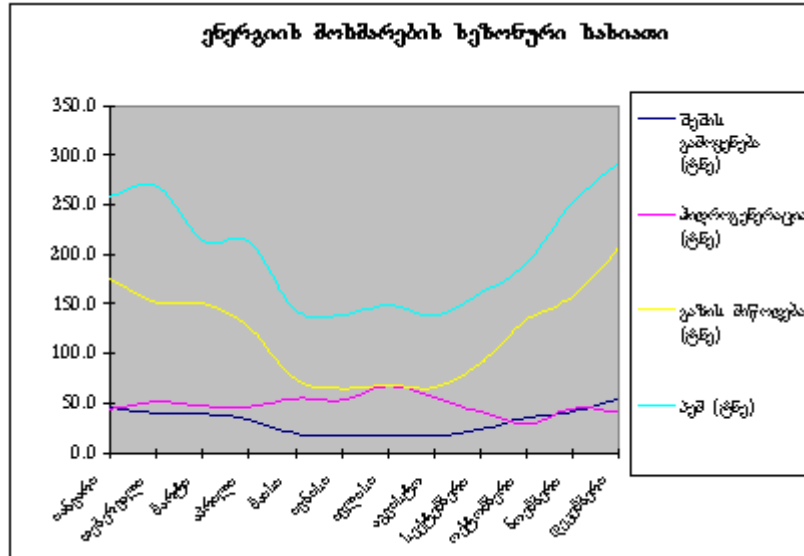
საბოლოოდ შეიძლება ითქვას, რომ საქართველოში ენერჯის განახლებადი წყაროების ჯეროვნად განვითარებისათვის აუცილებელია საფუძვლიანი საკანონმდებლო ცვლილებების გატარება და შესაბამისი სტრუქტურული ერთეულის შექმნა, რომელსაც ექნება მკვ განვითარების ვალდებულება, კონკრეტული ორიენტირები და მათი მიღწევისათვის საკმარისი ბერკეტები. ეგწ განვითარების ინიციატივები უნდა კოორდინირებული იყოს ამ დარგში სახელმწიფო სტრატეგიის და ენერგეტიკული სექტორის განვითარების ერთიანი გეგმის ფარგლებში, ემყარებოდეს საბაზრო ეკონომიკის და გამჭვირვალობის მიღებულ პრინციპებს.

1.3. ენერგეტიკული ბალანსები

საქართველოში პირველადი ენერჯის სრული მიწოდება დაახლოებით 3.3 მილიონ ტონა ნავთობის ექვივალენტს (მტნმ) შეადგენს. ერთ სულზე მოსული ენერჯის მოხმარება დაახლოებით 0.74 ტნმ წელიწადში. საქართველოში ენერჯის მიწოდების და მოხმარების თავისებურებებია:

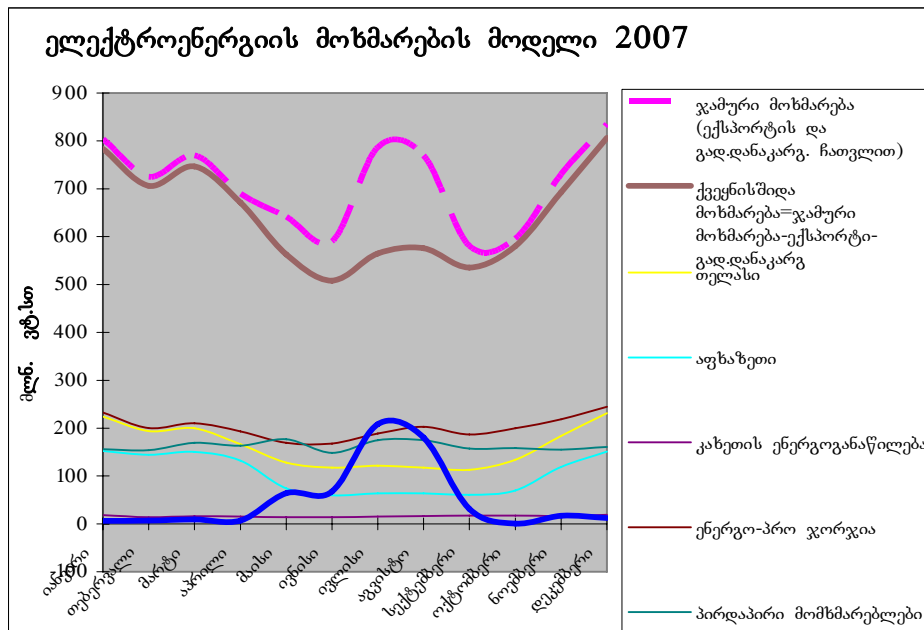
- საქართველოში მოხმარებული ენერგორესურსების დაახლოებით 70% იმპორტირებულია.
- მოხმარებული ენერგორესურსებიდან დაახლოებით 45% არის იმპორტირებული ბუნებრივი გაზი, ხოლო დაახლოებით 25% იმპორტული ნავთობპროდუქტები.
- გამოყენებული ადგილობრივი ენერგორესურსებიდან ყველაზე მნიშვნელოვანია ჰიდროენერჯია (18%) და შუშა (12-20%).
- განახლებად ენერგორესურსებს (დიდი ჰიდროელექტროსადგურების გარდა) საქართველოს ენერგომოხმარებაში 1%-ზე ნაკლები წილი შეაქვთ..

ბუნებრივი გაზის იმპორტი ხორციელდება მთელი წლის განმავლობაში, ამასთან როგორც ეს ნახ. 1.1.-დან ჩანს, იმპორტის მოცულობა ზამთრის პერიოდში 3-4-ჯერ იზრდება ზაფხულთან შედარებით.



ნახ. 1.1. ენერჯის სრული მოხმარების სეზონურობა (ათ.ტონა ნავთობის ექვივალენტი-კტმვ)

ელექტროენერჯის სრული წლიური მიწოდება საქართველოში შეადგენს დაახლოებით 8.3 ტერავატსაათს (მლრდ. კვტსთ). ადგილობრივი ჰიდროენერჯია შეადგენს ამ მოხმარების დაახლოებით 80%-ს. ელექტროენერჯის ბალანსში მცირე ჰიდროსადგურების წილი კი დაახლოებით 3%-ია.



ნახ.1.2. ელექტროენერჯის მიწოდების და მოხმარების წლიური ხასიათი

ნახ. 1.2.-ზე მოყვანილია ელექტროენერჯის მიწოდების და მოხმარების სეზონური სურათი საიდანაც ჩანს, რომ:

- ადგილობრივი ჰიდროელექტროსადგურების გენერაცია შეადგენს ელექტროენერჯის მიწოდების ძირითად ნაწილს და ზაფხულის თვეებში გენერაციის შესაძლებლობა აღემატება, ელექტროენერჯიაზე ქვეყნის შიგა მოთხოვნილებას.
- იმპორტირებულ გაზზე მომუშავე თბოელექტროსადგურები ელექტროენერჯიას გამოიმუშავენ მხოლოდ შემოდგომა-ზამთრის სეზონზე.

ნახ.1.1. და ნახ.1.2.-დან შეიძლება ასევე დავასკვნათ, რომ:

- იმ **მპწ**-ს, რომლებსაც შეუძლია იმპორტირებული გაზის ჩანაცვლება, საშუალება აქვს ქვეყნის ენერგეტიკული დამოუკიდებლობაში წვლილი შეიტანოს მთელი წლის განმავლობაში.
- **მპწ** გამოყენებით ელექტროენერჯის გენერაციის განვითარება მნიშვნელოვნად არის დამოკიდებული გამოიმუშავებული ელექტროენერჯისთვის გასაღების ბაზრის არსებობაზე, რაც განსაკუთრებით გართულებულია ზაფხულის პერიოდში, სადაც უკვე აღინიშნება ჰიდროენერჯის სიჭარბე.

1.4. განახლებადი ენერჯის პოტენციალი საქართველოში

მცირე ჰიდროელექტროსადგურების პოტენციალი

დღეისათვის საქართველოში სულ 33 მცირე ჰესია მათი ჯამური სიმძლავრე 85 მგვტ, ელექტროენერჯის საშუალო ჯამური გამოიმუშავებამ კი 2006-2007 საბალანსო წელს 295 მლნ. კვტსთ შეადგინა. მცირე ჰესების წილი ჰესების მთელ ჯამურ სიმძლავრეში 3.1% შეადგენს, ელექტროენერჯის გამომშავებაში 5.35%, გამოიმუშავების წლიურ საერთო ბალანსში (თბოელექტროსადგურების ჩათვლით) 3.8%, სიმძლავრეში კი 1.9%. მჰესების გამოიმუშავების უდიდესი ნაწილი მოდის გაზაფხული-ზაფხულის თვეებზე, ანუ ისეთ პერიოდზე როდესაც საშუალო და დიდი სიმძლავრის ჰესებზე ელექტროენერჯის გამოიმუშავების შესაძლებლობა, მნიშვნელოვნად აჭარბებს მოთხოვნილებას ელექტროენერჯის მოხმარებაზე.

საქართველოში ენერგეტიკული თვალსაზრისთ 360 მდინარეა მნიშვნელოვანი. ჯამური თეორიული ჰიდროენერგეტიკული პოტენციალი სხვადასხვა ავტორთა ⁷⁸⁹ გამოკვლევებით შეადგენს 136.9–159.4 მლრდ.კვტსთ წელიწადში. ტექნიკურად გამოყენებადია 81-90 მლრდ. კვტსთ/წელიწადში. მათ შორის მცირე ჰესების ჯამური თეორიული ჰიდროენერგეტიკული პოტენციალი შეადგენს 40 მლრდ. კვტსთ/წელიწადში, ხოლო ტექნიკური 19.5 მლრდ. კვტსთ/წელიწადში. რეალურად მიღწევადი პოტენციალი ექსპერტების მიერ ფასდება, როგორც ამ სიდიდის 20-25%; ამდენად **მპწ** რეალისტური

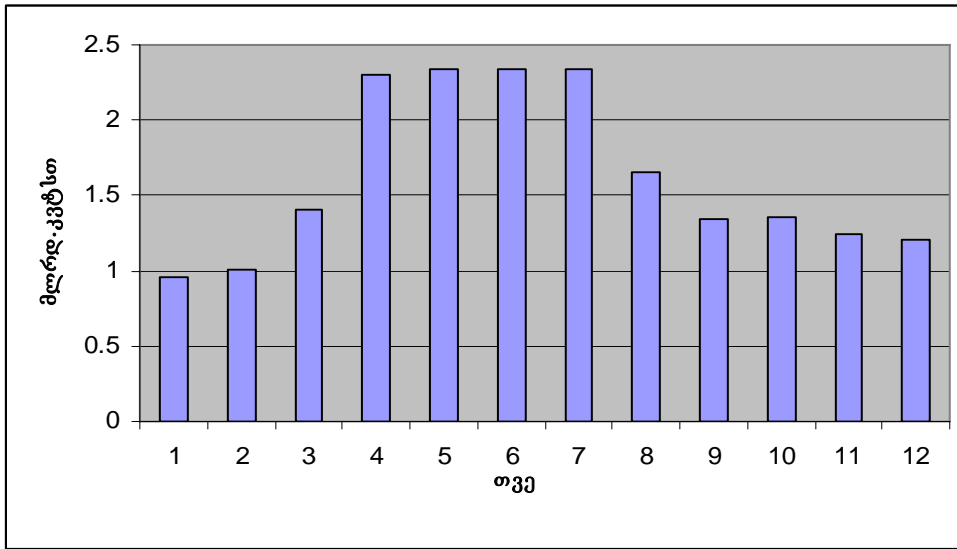
⁷განახლებადი ენერჯის პოტენციალი საქართველოში. გ.სვანიძე გ., ვ.გაგუა, ე. სუხიაშვილი; 1987

⁸არატრადიციული ენერჯის პოტენციალის გამოყენება საქართველოში; გ.ჩოგოვაძე, რ. ხაჩატურიანი 1989

⁹საქართველოს ენერგეტიკული რესურსები და მისი რაციონალური გამოყენების პრობლემები; ა. ძიძიური 1992

სტრატეგიის დაგეგმვისას, მჭესების შესაძლო გამოშვების საორიენტაციო მაჩვენებლად მიღებული უნდა იქნას დაახლოებით 4-5 ტვტს/წელ.

მცირე ჰესების ტექნიკური ჰიდროენერგეტიკული პოტენციალი მკვეთრი სეზონურობით ხასითდება (ნახ. 1.3). გამოშვების მაქსიმუმი მოდის გაზაფხულ-ზაფხულის თვეებზე, რაც მისი ათვისებისთვის გარკვეულ პრობლემებს ქმნის, ამ პერიოდში ელექტროენერგიაზე მოთხოვნის შემცირების გამო.



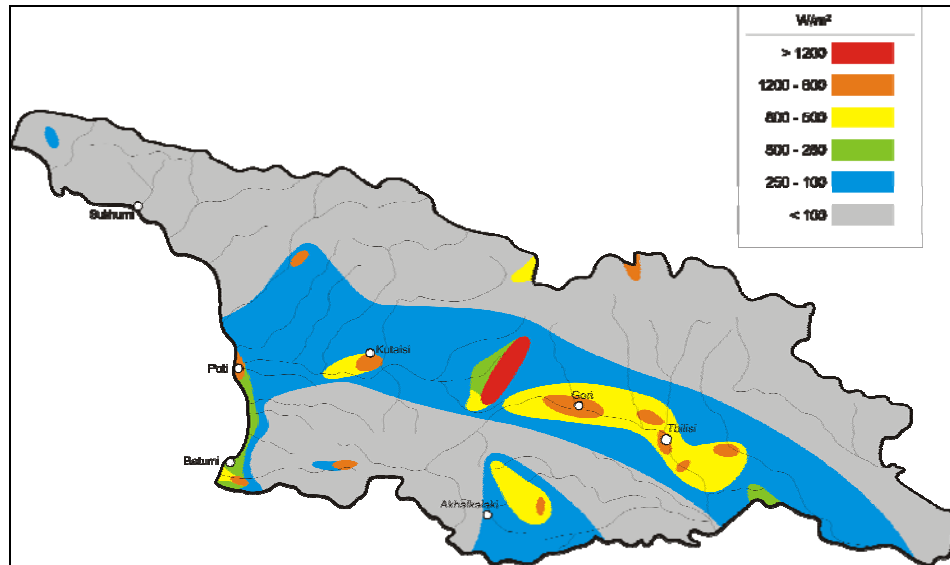
ნახ. 1.3. მჭესების ტექნიკური პოტენციალი თვეების მიხედვით

ქარის ენერჯის პოტენციალი

საქართველოს ტერიტორიაზე, ქარის სიჩქარეები იზომებოდა 165 მეტეოსადგურზე, რამდენიმე ათეული წლის განმავლობაში. ამ მონაცემების დამუშავების და ანალიზის საფუძველზე დადგენილია, რომ ქარის სრული თეორიული ენერგოპოტენციალი შეადგენს 1300 მლრდ. კვტსთ-ს, მაშინ როდესაც საქართველოს მდინარეების სრული თეორიული ენერგოპოტენციალი შეადგენს 135 მლრდ კვტსთ-ს. ამ მონაცემების გამოყენებით შერჩეულ იქნა ენერგეტიკული თვალსაზრისით ყველაზე პერსპექტიული რეგიონები.

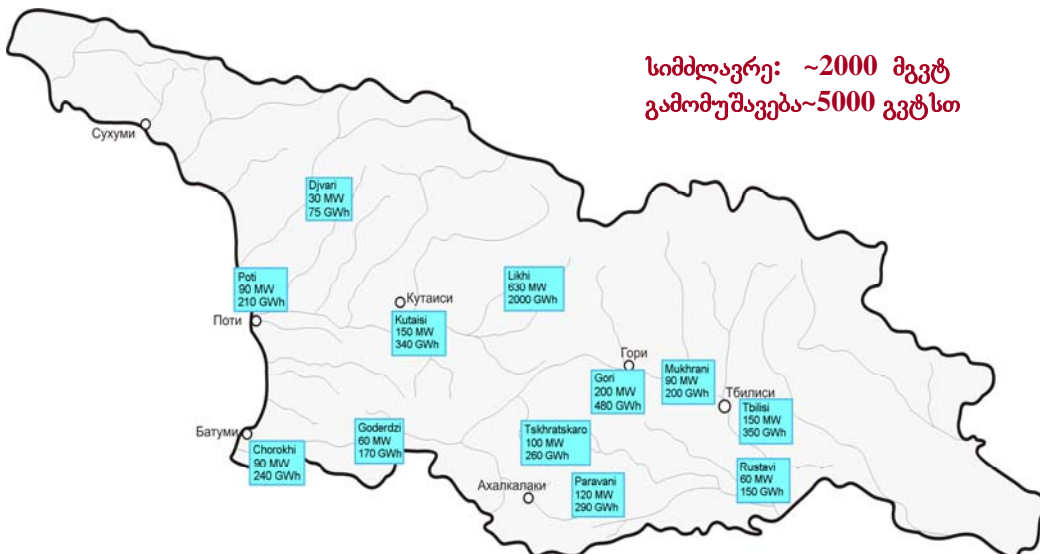
ქარის ენერგეტიკის კვლევითმა ცენტრმა “ქარენერგომ”, ჩატარებული კვლევების (რომელიც მოიცავდა რამდენიმე წლიან გაზომვებს თანამედროვე NRG სისტემის ხელსაწყოებით) შედეგად, დაამუშავა და გამოსცა “საქართველოს ქარის ენერგეტიკული ატლასი”. ამ ნაშრომის საფუძველზე მათ მიერვე შეფასებულია ქარის ენერჯის ტექნიკური პოტენციალი, რომელიც უტოლდება 5 მლრდ კვტსთ წელიწადში.”¹⁰

¹⁰ “საქართველის ქარის ენერჯის ატლასი”, მ. გელოვანი და სხვები, რედაქტორი ა. ზედგენიძე; “ქარენერგო”, თბილისი 2004



ნახ.1.4. ქარის საშუალო წლიური ენერჯის განაწილება საქართველოს ტერიტორიაზე მიწის ზედაპირიდან 50მ სიმაღლეზე. წყარო: შპს “ქარიენერჯო”

ჩატარებული კვლევების შედეგად შპს “ქარიენერჯო” მიერ, დანიური ლაბორატორიის Riso-ს პროგრამა WaSP-ს საშუალებით, დამუშავდა პერსპექტიულ ადგილებში ქარის შესაძლო ელექტროსადგურების ოპტიმალური პარამეტრები. ნახ 1.5.-ზე ნაჩვენებია საქართველოს ტერიტორიაზე ტექნიკურად რეალიზებადი ქარის სადგურების სიმძლავრეები და მათ მიერ შესაძლო გამოიმუშავებული ენერჯია.



ნახ.1.5. პერსპექტიული ქარის ელექტროსადგურები საქართველოში წყარო: ქარიენერჯო

გამოთვლები აჩვენებს, რომ 2000მგვტ სიმძლავრე და წელიწადში 5გვტსთ გამოიმუშავება, ან სხვანაირად, ელექტროენერჯიაზე დღევანდელი მოთხოვნილების 60% შეიძლება მიღებულ

იქნას ქარის ელექტროსადგურების საშუალებით. ეს შეფასება მოიცავს მხოლოდ ყველაზე პერსპექტიულ უბნებს მაღალი ჯამური პოტენციალით. აქ არ არის ასახული შედარებით მცირე ზომის უბნები, სადაც ლოკალურად მაღალი ქარის პოტენციალი შეიძლება არსებობდეს.

აღსანიშნავია, რომ შესწავლილ ადგილებიდან მრავალია ისეთი, სადაც ბევრზე ქარის ენერჯის ძირითადი წილი მოდის ზამთრის იმ თვეებზე, როდესაც ჰიდროელექტროსადგურები განიცდიან წყლის რესურსების დეფიციტს.

ბიომასის ენერჯის პოტენციალი

საქართველოს ბიომასის ენერგეტიკული პოტენციალის სრული შეფასება არ ჩატარებულა. სხვადასხვა ავტორების მონაცემები მნიშვნელოვნად განსხვავდება ერთმანეთისგან. შედარებით სანდო მონაცემებია მოყვანილი ნაშრომში¹¹, რომლის თანახმად, საქართველოში ხორბლის მოსავლის ნარჩენების ენერგეტიკული პოტენციალი შეადგენს 280 მლნ. კვტსთ, სიმინდის მოსავლის ნარჩენების - 750 მლნ. კვტსთ, დანარჩენი მარცვლეული და პარკოსანი კულტურების ნარჩენების კი 270 მლნ. კვტსთ-ს. ამრიგად, მარცვლოვანი კულტურების ნარჩენების სრული ენერგეტიკული პოტენციალი შეადგენს 1,3 მლრდ კვტსთ-ს წელიწადში რაც 112 ათასი ტნ ექვივალენტურია. ამავე ნაშრომის თანახმად მეცხოველეობის და მეფრინველეობის ნარჩენების სრული ენერგეტიკული პოტენციალი შეადგენს 6,9 მლრდ. კვტსთ-ს, რაც 734 მლნ მ³ ბუნებრივი გაზის ექვივალენტურია.

ბიომასის ერთ-ერთ ნაირსახეობას წარმოადგენს საყოფაცხოვრებო ნარჩენები. ქ. თბილისის და ქუთაისის მუნიციპალური ორგანოების მონაცემების მიხედვით ნაგავსაყრელებზე ყოველწლიურად გროვდება დაახლოებით 900 ათასი ტონა ნარჩენები. მათი გადაამუშავებით შესაძლებელია მიღებული იქნას 90 მლნ მ³ ბიოგაზი, რაც 64 მლნ მ³ ბუნებრივი გაზის ექვივალენტურია. ქ. თბილისის კანალიზაციის წყლის გამწმენდი მოწყობილობებიდან შესაძლებელია ყოველწლიურად 160 მლნ მ³ ბიოგაზის მიღება, რაც 1 მლრდ კვტსთ-ს ელექტროენერჯის ექვივალენტურია.

ცხრილში 1.1.. შეჯამებულია ცალკეული სახეობის ბიომასების ენერგეტიკული პოტენციალი

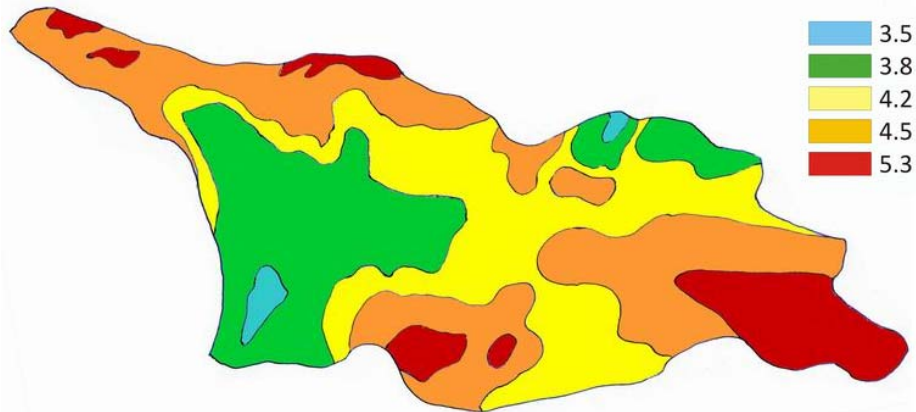
¹¹ “ბიოსათბობზე მომუშავე კომბინირებული თბოელექტროსადგურების რაციონალური სქემების დამუშავება სინერგეტიკული მიდგომისა და თერმოდინამიკური კვლევის საფუძველზე”; ნ. არაბიძე, საკანდიდატო დისერტაცია, თბილისი 2005 წ.

ბიომასის სახეობა	რაოდენობა (10 ³ ტონა)	ენერგია (10 ⁹ კვტსთ)	დაზოგილი წიაღისეული სათბობი
მარცვლოვანი და პარკოსანი კულტურების ნარჩენები	870	1,3	112 ათასი ტნე
მეცხოველეობის და მეფრინველეობის ნარჩენები	1670	6,9	734*10 ⁶ მ ³ ბუნ.გაზი
საყოფაცხოვრებო ნარჩენები	900	0,6	64*10 ⁶ მ ³ ბუნ.გაზი
ქ. თბილისის კანალ. წყლის გამწმენდი მოწყობილობებიდან	250	1,0	100*10 ⁶ მ ³ ბუნ.გაზი
ხე-ტყე და მისი ნარჩენები	700	2,7	200 ათასი ტნე
ჯამი		12,5	

როგორც ცხრილიდან ჩანს, საქართველოში ბიომასის ენერგეტიკული პოტენციალი ჯამში 12.5 მილიარდ კილოვატსაათს (ტვტსთ-ს) შეადგენს. შესადარებლად აღვნიშნავთ, რომ საქართველოს ენერგოსისტემა წელიწადში დაახლოებით 8 ტერავატსაათ ელექტროენერგიას გამოიმუშავებს. აღსანიშნავია, რომ მოყვანილი შეფასება არ ითვალისწინებს საქართველოში ენერგეტიკული კულტურების მოყვანის და გამოყენების შესაძლებლობას, რაც დამატებით შესწავლას საჭიროებს.

მზის ენერგიის პოტენციალი

საქართველოს ტერიტორიაზე, ჰორიზონტალურ ზედაპირზე საშუალო წლიური რადიაციის განაწილების რუკა მოცემულია ნახ.1.6. -ზე



ნახ. 1.6. საქართველოში მზის რადიაციის რუკა³:

- 3.5) - საშუალო წლიური რადიაცია $3.5 \text{ კვტ} \cdot \text{სთ} / (\text{მ}^2 \cdot \text{დ} \cdot \text{ლ}) = 1278 \text{ კვტ} \cdot \text{სთ} / (\text{მ}^2 \cdot \text{წ})$;
- 3.8) - საშუალო წლიური რადიაცია $3.8 \text{ კვტ} \cdot \text{სთ} / (\text{მ}^2 \cdot \text{დ} \cdot \text{ლ}) = 1387 \text{ კვტ} \cdot \text{სთ} / (\text{მ}^2 \cdot \text{წ})$;
- 4.2) - საშუალო წლიური რადიაცია $4.2 \text{ კვტ} \cdot \text{სთ} / (\text{მ}^2 \cdot \text{დ} \cdot \text{ლ}) = 1533 \text{ კვტ} \cdot \text{სთ} / (\text{მ}^2 \cdot \text{წ})$;
- 4.5) - საშუალო წლიური რადიაცია $4.5 \text{ კვტ} \cdot \text{სთ} / (\text{მ}^2 \cdot \text{დ} \cdot \text{ლ}) = 1643 \text{ კვტ} \cdot \text{სთ} / (\text{მ}^2 \cdot \text{წ})$;
- 5.3) - საშუალო წლიური რადიაცია $5.3 \text{ კვტ} \cdot \text{სთ} / (\text{მ}^2 \cdot \text{დ} \cdot \text{ლ}) = 1935 \text{ კვტ} \cdot \text{სთ} / (\text{მ}^2 \cdot \text{წ})$;

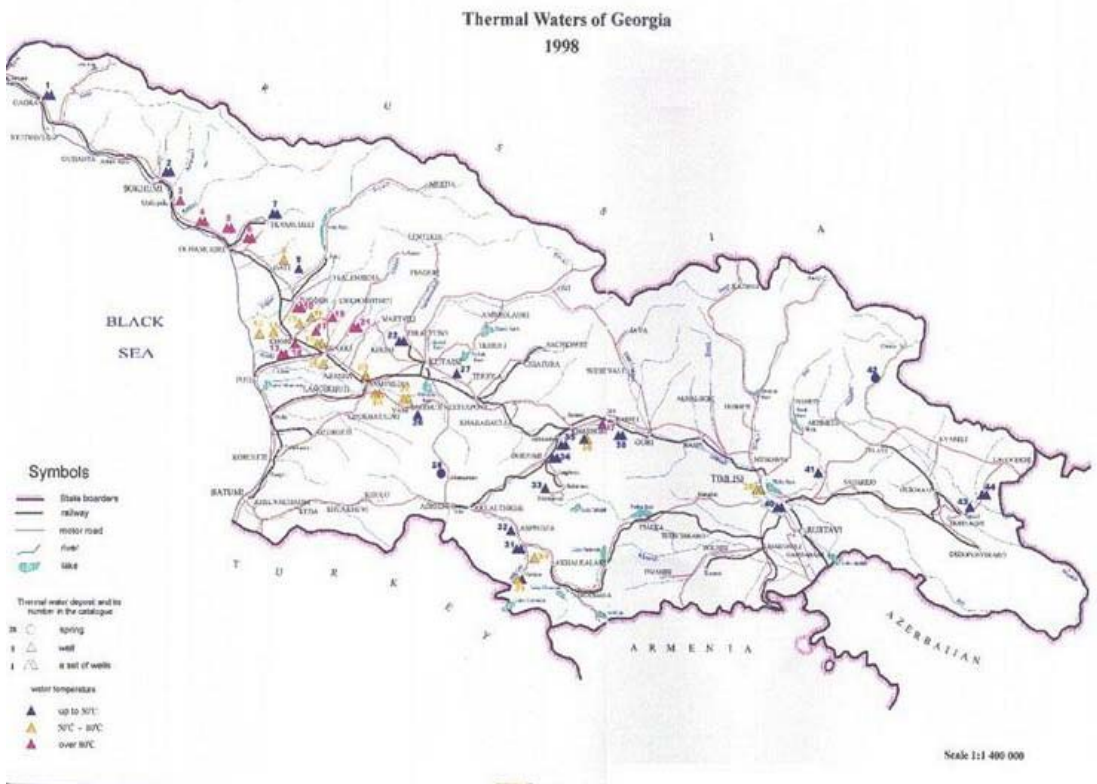
ინფორმაციის სიმწირის გამო, სამუშაოს ფარგლებში არ შეფასებულა მზის რადიაციის გამოყენების დღევანდელი დონე. მზის ენერჯის პოტენციალის ანალიზისათვის გამოყენებული იყო უფრო ხანგრძლივი დაკვირვების შედეგად მიღებული დამკვიდრებული მონაცემები, რომლის თანახმადაც მზის საშუალო წლიური რადიაციის სიდიდელ საქართველოში მიღებულია $1550 \text{ კვტ} \cdot \text{სთ} / (\text{მ}^2 \cdot \text{წ})$.

საქართველოში მზის ენერჯის გამოყენების ტექნიკური-ეკონომიკური პოტენციალის შეფასებისათვის სამუშაოში გამოყენებულია თურქეთის გამოცდილება, სადაც მზის ენერჯის გამოყენება აღწევს პირველადი ენერჯორესურსების საერთო მიწოდების 0.45%. თუ დავუშვებთ, რომ უახლოეს მომავალში საქართველოში შესაძლებელია ანალოგიურმა მაჩვენებელმა მიაღწიოს 0.2-0.4%, მივიღებთ, რომ მზის ენერჯის გამოყენების მიღწევადი პოტენციალი შეადგენს $(0.2-0.4)\% \cdot 3252$ ათასი ტ.ნ.ე.=6.5-13 ათასი ტ.ნ.ე.-ს, სადაც 3252 ათასი ტ.ნ.ე. წარმოადგენს პირველადი ენერჯეტიკული რესურსების მოწოდების სიდიდეს საქართველოს 2006 წლის სათბობ-ენერჯეტიკულ ბალანსში.

სადღეისოდ საქართველოში არ მოქმედებს მზის ენერჯის ათვისების მხარდამჭერი რაიმე საკანონმდებლო ან ნორმატიული აქტები. 2005 წლამდე, იმპორტული ჰელიოსისტემები არ იბეგრებოდა დამატებითი ღირებულების გადასახადით, მაგრამ 2005 წლის 1 იანვრიდან, ახალი საგადასახადო კოდექსის ძალაში შესვლის შედეგად, ეს შეღავათები მოიხსნა და შესაბამისად იმპორტირებული ჰელიოსისტემების ფასი გაიზარდა. ექსპერტთა შეფასებით საქართველოში ჰელიოსისტემები 35-40%-ით მეტი ღირს, ვიდრე ანალოგიური სისტემები თურქეთში, რაც მზის ენერჯის ათვისებისათვის უღალოდ დაბრკოლებას წარმოადგენს.

გეოთერმული პოტენციალი

გეოთერმული თვალსაზრისით, საქართველო წარმოადგენს ზომიერად თერმულ რაიონს, სადაც ჰიდროთერმული რესურსების ტემპერატურა არ აღემატება $110-120^{\circ}\text{C}$. ამჟამად საქართველოს ტერიტორიაზე აღრიცხულია $30-108^{\circ}\text{C}$ ტემპერატურის მქონე თერმული წყლის 250-მდე ბუნებრივი და ხელოვნური (ჭაბურღილების სახით) წყარო. მათი ჯამური დებიტი შეადგენს $\sim 160\,000$ კუბ.მ/დ-დ ($60\,000\,000$ კუბ.მ/წ)³. სხვადასხვა მონაცემებით ჰიდროთერმული რესურსების თეორიული პოტენციალი შეფასებულია, როგორც 245-290 მგვტ, ტექნიკური პოტენციალი კი – 150 მგვტ⁴. საქართველოს თერმული წყლის რესურსების 80%-ზე მეტი თავმოყრილია დასავლეთ საქართველოში (იხ. ნახ.1.7.).



ნახ 1.7. საქართველოს თერმული წყლების რუკა

ამჟამად, საქართველოში მოქმედებაშია ლისის გეოთერმული საბადო, რომელიც ცხელი წყლით უზრუნველყოფს ქ. თბილისის საბურთალოს რაიონის მოსახლეობის ნაწილს. კერძოდ, 79 საცხოვრებელი კორპუსი მარაგდება 55°C ტემპერატურის მქონე თერმული წყლით; 15 საცხოვრებელი კორპუსი მარაგდება 70°C ტემპერატურის მქონე თერმული წყლით. საბადოზე მოქმედებს 6 ჭაბურღილი. მათ შორის ორი ჭაბურღილი მუშაობს რეინჟექციით. თერმული წყლის ჯამური დებიტი თვითდინებით შეადგენს 4 000 კუბ.მ/დ-დ.

³ შპს "გეოთერმია"

⁴ "Georgia – Promoting the Use of Renewable Energy Resources for Local Energy Supply". September, UNDP 2007.

სხვა გეოთერმული საბადოების ექსპლუატაცია ძირითადად არაორგანიზებულად მიმდინარეობს.

არსებობს გეოთერმული ენერჯის ათვისების სხვადასხვა შესაძლებლობები; მაგალითად დასავლეთ საქართველოს საბადოების პოტენციალი საშუალებას იძლევა მოეწიოს სხვადასხვა სივმლაგრის გათბობის ცენტრალიზებული სისტემები შემდეგ რაიონულ ცენტრებში: ხობი – 1.2 მგვტ, სენაკი – 11 მგვტ, სამტრედია – 5 მგვტ, ვანი – 5 მგვტ. ზუგდიდი ცაიშის გეოთერმული საბადოს ბაზაზე შესაძლებელია მოეწიოს ზუგდიდის თბომომარაგების სისტემა და ზუგდიდი-ცაიშის აგროკოპლექსი, მოხმარებით 185 გვტსთ/წ.

- არსებობს თბილისის გათბობის და ცხელწყალმომარაგების წინადადება, რომელიც სამ ეტაპს მოიცავს: 1.– 46გვტსთ/წ; 2. – 92 გვტსთ/წ და 3. – 490 გვტსთ.
- ამ პროექტების ეკონომიკური სარგებლიანობა დამატებით შესწავლას საჭიროებს.

იმისათვის, რომ მოხდეს გეოთერმული ენერჯის ათვისება აუცილებელია:

- გეოთერმულ ჭაბურღილებზე ლიცენზიების მოპოვების გამჭვირვალე წესების შემოღება.
- მიწათსარგებლობის, მილსადენების და ჭაბურღილების მფლობელობის მკაფიო წესების მიღება.
- ფასების რეგულირების და მომხმარებელთა ჯგუფების სუბსიდირების მკაფიო პროცედურების მიღება.¹²

საქართველოს მშპ პოტენციალი.

საქართველოს განახლებადი ენერჯის წყაროების პოტენციალის შეფასების მაჯამებელი ცხრილი შემდეგნაირად გამოიყურება:

მშპ ტიპი	თეორიული პოტენციალი	ტექნიკური პოტენციალი	მიღწევადი პოტენციალი	ეკონომიკური პოტენციალი
მჭესი ქარი ბიომასა მზე გეოთერმული	40 ტვტსთ 1300 ტვტსთ 1550 კვტსთ/მ ² წ 300 მგვტ	19.5 ტვტსთ 12.5 ტვტსთ 100 მგვტ	5 ტვტსთ 5 ტვტსთ 3-4 ტვტსთ 700-800 გვტსთ	60-120 გვტსთ

ცხრილი 1.8. საქართველოს ჯამური მშპ პოტენციალის შეფასება

¹² Renewable Energy Strategy , “Georgia – Promoting the Use of Renewable Energy Resources for Local Energy Supply”, POSCH & PARTNERS Consulting Engineers UNDP- 2007

ჯამში საქართველოში მიღწეული მშპ პოტენციალი არის დაახლოებით 10-15 ტვტსთ ან ექვივალენტურად 0.9-1.3 მტნე წელიწადში, რაც მთლიანი პირველადი ენერჯის მიწოდების 25-30%-ს შეადგენს.

1.5. დასკვნები და რეკომენდაციები

საქართველოში მშპ ათვისების ძირითადი დამაბრკოლებელი ფაქტორები

ამჟამად საქართველოში არ არსებობს განახლებადი ენერჯის წყაროების ბაზრის განვითარების სწრაფი სტიმულირების პროგრამები ან სათანადოდ დამუშავებული სტრატეგია. ამასთან არსებობს შემდეგი დამაბრკოლებელი ფაქტორები:

- ელექტროენერჯიაზე დაბალი მოთხოვნილება ზაფხულის პერიოდში, მთავარი დაბრკოლებაა განახლებად ენერჯის წყაროებზე მომუშავე ქსელში ჩართული ელექტროსადგურებისათვის.
- არასაკმარისი საორგანიზაციო რესურსი, რომლებიც მთავრობას განახლებადი ენერჯის ტექნოლოგიების განვითარებისათვის აქვს გამოყოფილი, საშუალებას არ აძლევს ქვეყანას სათანადო ღონისძიებები გაატაროს ამ სფეროში დასახული მიზნების მისაღწევად.
- საგადასახადო კამნომდებლობა უკვე აღარ უწყობს ხელს განახლებადი ენერჯის წყაროების ათვისებას და ჯეროვნად არ არის გამოყენებული განახლებადი ენერჯის წყაროების ათვისების ხელშეწყობის მიზნით.
- განახლებადი ენერჯის წყაროების ათვისების ხელშეწყობი საკანონმდებლო გარემოს ჩამოუყალიბებლობა. საჭიროა არსებული ინიციატივების შემდგომი განვითარება, ტერმინოლოგიის დახვეწა, კანონმდებლობის ჰარმონიზაცია და რეალური განხორციელების მექანიზმების უზრუნველყოფა.
- საზოგადოებაში არსებული ცოდნის დაბალი დონე განახლებადი ენერჯის პოტენციალისა და შესაძლებლობების შესახებ, არ იძლევა მშპ სწრაფი განვითარების შესაძლებლობას

რეკომენდაციები

საქართველოში განახლებადი ენერჯის წყაროების სათანადო ათვისებაში სახელმწიფოს როლს და ჩარევას გადამწყვეტი მნიშვნელობა აქვს. ინსტიტუციური და სამართლებრივი გარემო მნიშვნელოვნად არის შესაცვლელი და/ან ახლიდან შესაქმნელი.

- საჭიროა შემუშავდეს განახლებადი ენერჯის წყაროების ათვისების ყოვლისმომცველი და საფუძვლიანი სახელმწიფო პოლიტიკა, მკაფიოდ ჩამოყალიბებული

პრიორიტეტებით და ციფრებით გამოხატული მიზნებით, რომელიც ერთიანი ენერგეტიკული პოლიტიკის მნიშვნელოვანი ნაწილი გახდება. ამან უნდა მოიცვას:

- განახლებადი ენერჯის წყაროების ბაზრის განვითარება და დახვეწა (განსაკუთრებით ელექტროენერგეტიკაში);
- საგადასახადო შეღავათების შემოღება განახლებადი ენერჯის წყაროების ტექნოლოგიებისათვის;
- საინფორმაციო/ტექნოლოგიური დახმარება განახლებადი ენერჯის პროექტებისათვის;
- განახლებადი ენერჯის წყაროების ხელშემწყობი სხვადასხვა ღონისძიებების ჰარმონიზაცია;
- სხვადასხვა ღონისძიების ძალისხმევის კოორდინაცია და სხვა.

- **იპწ** სტრატეგია უნდა ჩამოყალიბდეს შემდგომი ეკონომიკური და ტექნიკური ანალიზის, ენერგეტიკის სამინისტროს, გარემოს დაცვის სამინისტროს, სემპეის და სხვა ოფიციალური სტრუქტურებთან კონსულტაციების საფუძველზე.
- საჭიროა შემუშავდეს და რატიფიცირებულ იქნას “კანონი განახლებადი ენერჯის წყაროების შესახებ”, რომელიც შესაბამისობაში იქნება სახელმწიფოს ენერგეტიკულ პოლიტიკასთან, განახლებადი ენერჯის წყაროების ათვისების სტრატეგიასთან და უზრუნველყოფს ხელშემწყობი ინსტიტუციონალური და სამართლებრივი ბაზის არსებობას.
- სახელმწიფო სტრუქტურებში საჭიროა შეიქმნას უფლებამოსილი ორგანიზაციული ერთეული, რომელსაც ექნება საშუალება შეიმუშაოს და განახორციელოს განახლებადი ენერჯის წყაროების განვითარების პოლიტიკაში ასახული ძირითადი მიმართულებები.

განახლებადი ენერჯის წყაროების პოტენციალის სწორი განვითარების და გამოყენების მიზნით, აუცილებელია სახელმწიფოს მხრივ დროულად განხორციელდეს ენერგეტიკული და კარგად მომზადებული ღონისძიებები:

- **აუცილებელია განახლებადი ენერჯის წყაროებისათვის საგადასახადო შეღავათების შემოღება.** თუ განახლებადი ენერჯის წყაროების გამოყენება საზოგადოებისათვის სასიკეთოა, გადასახადების ტვირთი მათი განვითარების დამაბრკოლებელ ფაქტორად არ უნდა იქცეს. ამრიგად, საგადასახადო შეღავათები უნდა შემუშავდეს და განხორციელდეს სწორი ეკონომიკური ანალიზის საფუძველზე.
- **გრძელვადიანი ტარიფებისა და გადასახდელების დადგენის მეთოდოლოგიის შემუშავება ქსელში ჩართული განახლებადი ენერჯის წყაროებზე მომუშავე სადგურებისათვის.** ეს უნდა მოიცავდეს ლოკალურ ელექტროქსელში (მინი ქსელი) და ერთიან ელექტროქსელში ჩართული ელექტოსადგურებისათვის გრძელვადიანი ფიქსირებული შესასყიდი ტარიფების, ქსელში ჩართვის ტარიფის, ელექტროენერჯის გატარების (ტრანზიტის) ტარიფის დადგენის მკაფიო წესებსა და პრინციპებს.

- **სტაბილური და პროგნოზირებადი გრძელვადიანი მექანიზმის შექმნა ზეფხულში ქვეყანაში არსებული ჭარბი ელექტროენერჯის ექსპორტისათვის;** ეს მნიშვნელოვანი პირობაა ქსელში მირთეებული მბზ სადგურების განვითარებისათვის. დროთა განმავლობაში ასეთი სავაჭრო სქემების შედეგად ენერჯის რეგიონალური ბაზარი უნდა ჩამოყალიბდეს.
- **გრძელვადიანი გეგმის შემუშავება ენერჯეტიკის სექტორისათვის.** განახლებადი ენერჯის წყაროების განვითარება მჭიდროდაა დაკავშირებული ენერჯეტიკის სექტორის სხვა კომპონენტებთან. ამდენად, საჭიროა ენერჯეტიკის სექტორის ერთიანი პოლიტიკის და განვითარების გრძელვადიანი გეგმის შემუშავება, რომელიც ჯანსაღ ეკონომიკურ და ტექნიკურ პრინციპებს დაეყრდნობა.
- **საერთაშორისო რესურსების კოორდინირებული გამოყენება განახლებადი ენერჯის წყაროების ასათვისებლად.** სბმ ეფექტიანი გამოყენება და სხვადასხვა დონორების ინიციატივების კოორდინირება, განახლებადი ენერჯის წყაროების ათვისების ერთიან სტრატეგიასთან.
- **ინფორმაციის გავრცელება და ცნობიერების ამაღლება.** საინფორმაციო კამპანიების მომზადება და წარმართვა მბზ ტექნოლოგიების, არსებული ფინანსური ინსტრუმენტების და საკანონმდებლო გარემოს შესახებ. პრაქტიკული ტრენინგების და სადემონსტრაციო ღონისძიებების ჩატარება. საკონსულტაციო ცენტრების ჩამოყალიბება.
- **გარემოს დაცვის მკაცრი კანონმდებლობის მიღება ნარჩენების გატანის და გადამუშავების სფეროში,** ბიომასის ენერჯეტიკის განვითარების ხელშესაწყობად.
- **საჭიროა მკაფიო და მარტივი პროცედურები განახლებადი ენერჯის წყაროების ათვისების პროექტების დამტკიცებისა და მშენებლობის ნებართვების გაცემისათვის,** აგრეთვე მიწითა და წყლით სარგებლობისათვის ნებართვების მისაღებად.
- **საქართველოს კანონმდებლობის ჰარმონიზაცია,** ენერჯეტიკის კანონების და მარეგულირებელი წესების, საგადასახადო კოდექსის და სხვა იურიდიული დოკუმენტების ჩათვლით;

დასაბუთებული მბზ პოლიტიკის ჩამოსაყალიბებლად აუცილებელია დამატებითი კვლევა, ანალიტიკური მეთოდების და ინსტრუმენტების შემუშავება:

- ენერჯეტიკის გრძელვადიანი დაგეგმვისათვის;
- ენერჯის გატარების (ტრანზიტის) და ქსელში ჩართვის ტარიფების დასადგენად;
- ფიქსირებული შესასყიდი ტარიფების ეკონომიკური ანალიზისათვის;
- ლოკალურ ელექტროქსელში (მინი ქსელი) და ერთიან ელექტროქსელში ჩართული მცირე ჰიდროსადგურებისათვის, ქარის ელექტროსადგურებისათვის და ა.შ. დიფერენცირებული ტარიფების დასადგენად;

- საგადასახადო შეღავათების ეკონომიკური დასაბუთებისათვის; და
- განახლებადი ენერჯის წყაროების გამოყენების (მაგ.: მზის კოლექტორების ახალი შენობების მშენებლობის დროს) სავალდებულო წესების ეკონომიკური შეფასებისათვის.

სხვა სპეციფიკური კვლევითი სამუშაოები, რომლებიც აუცილებელია მზრ განვითარების პოლიტიკის შესამუშავებლად საჭირო საბაზისო ინფორმაციის უზრუნველყოფისათვის, მოიცავს:

- საქართველოში მზის პოტენციალის შესწავლას;
- საქართველოს ზუსტ და დეტალურ ენერგობალანსს;
- გეოთერმული რესურსების ამჟამინდელი მდგომარეობის შესწავლას, მათ შორის გეოთერმული რესურსების გამოყენების გაზრდის ბიზნეს-შესაძლებლობების შესწავლას; და
- ენერგეტიკული კულტურების მოყვანის ტექნიკურ-ეკონომიკურ შეფასებას.

თავი 2

ენერჯის განახლებადი წყაროების გამოყენების ინსტიტუციური საკითხები, ბარიერები და საერთაშორისო ვალდებულებები

მსოფლიოს განვითარებული ქვეყნების მაგალითი გვაჩვენებს, რომ ენერჯის განახლებადი წყაროების (ეგწ) ფართო და ეფექტიანი გამოყენება მნიშვნელოვნად არის დამოკიდებული სახელმწიფოს მიერ კარგად გათვლილი და ეკონომიკურად დასაბუთებული პროტექციონისტური პოლიტიკის გატარებაზე, რაც პირველ რიგში მიიღწევა შესაბამისი კანონმდებლობის მიღებით და მიმზიდველი საინვესტიციო გარემოს შექმნით. საქართველოში ასეთი გარემოს შექმნისთვის ყველა წინაპირობები არსებობს.

2.1. ეგწ განვითარების საერთაშორისო ასპექტები

არსებობს რიგი საერთაშორისო დოკუმენტებისა, რომლებიც სხვადასხვა ხარისხით შეეხება საქართველოში ენერჯის განახლებადი წყაროების განვითარების საკითხებს, ესენია:

- ენერგეტიკული ქარტიის ხელშეკრულება და ენერგეტიკული ქარტიის პროტოკოლი ენერგოეფექტიანობის და გარემოს დაცვის საკითხებზე (PEEREA)¹
- კლიმატის ცვლილების ჩარჩო კონვენცია, კიოტოს პროტოკოლი² და “სუფთა განვითარების მექანიზმი”
- ევროკავშირის სამეზობლო პოლიტიკა³
- ევროკომისიის 2006 წლის “მწვანე დოკუმენტი” –“ევროპის სტრატეგია მდგრადი, კონკურენტული და უსაფრთხო ენერჯისთვის”⁴
- ენერგეტიკული თანამეგობრობის ხელშეკრულება⁵
- საქართველოს და დანიის მთავრობებს შორის გაფორმებული მემორანდუმი 2004წ. (დანართი 1)⁶.

საქართველოსთვის, რომელიც ახლო პერსპექტივაში აპირებს ევროკავშირის წევრობას და მიერთებულია ამ შეთანხმებებზე, ეს დოკუმენტები ფაქტიურად წარმოადგენენ თავისებურ გზამკვლევებს იმისათვის, რომ როგორც მოკლე, ასევე გრძელვადიან პერსპექტივაში ქვეყანაში ფართოდ განავითაროს განახლებად ენერჯის

¹ <http://www.encharter.org/>

² <http://unfccc.int/>

³ http://ec.europa.eu/world/enp/documents_en.htm

⁴ http://ec.europa.eu/energy/green-paper-energy/index_en.htm

⁵ http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/en/oj/2006/l_198/l_19820060720en00180037.pdf

⁶ glwww.mst.dk/inter/03090111.htm

ტექნოლოგიები. ამ დოკუმენტების რეკომენდაციების და მოთხოვნების შესრულება საქართველოსთვის სასარგებლო და ზოგ შემთხვევაში სავალდებულოა (მაგ. ენერგეტიკული ქარტიის, ენერგეტიკული თანამეგობრობის ხელშეკრულების და ა.შ.). ტექნიკური დახმარებასთან ერთად ეს შეთანხმებები ფინანსურ სტიმულებსაც ითვალისწინებს მაგალითად “სუფთა განვითარებისათვის მექანიზმი”.

2007 წლის მარტში ევროგაერთიანების სახელმწიფოთა მეთაურების მიერ მიღებულ იქნა გადაწყვეტილება, რომ 2020 წლისათვის სათბური გაზის გაფრქვევები, 1990 წლის დონესთან შედარებით შეამცირონ 20%-ით. მათ ასევე განაცხადეს მზადყოფნა ეს ნიშნული 30%-მდე გაზარდონ იმ შემთხვევაში, თუ სხვა ქვეყნები (მაგ. აშშ) შესადარ ვალდებულებას იკისრებენ. ეს ახალი ნიშნული ბევრად აღემატება კიოტოს პროტოკოლით გათვალისწინებულ 8%-იან შემცირებას 2012 წლისათვის. ევროგაერთიანებამ სავალდებულო ნიშნულად მიიღო ენერჯის მოხმარებაში 20% მპვ წილი, ხოლო საწვავში ბიოსაწვავის 10% წილი⁷.

ეს გადაწყვეტილება მპვ განვითარების დამატებით სტიმულს ქმნის საქართველოსთვის, რომელის მიზანია ევროკავშირში შესვლა.

2.1.1 “სუფთა განვითარების მექანიზმი” (სგმ)

ენერგოეფექტურობის და ენერგოდანზოგვის პროგრამების განვითარების მნიშვნელოვან სტიმულს და დაფინანსების წყაროს წარმოადგენს კიოტოს პროტოკოლის “სუფთა განვითარების მექანიზმი” (სგმ). არა OECD ქვეყნებისათვის მათ შორის საქართველოსთვის, ის ქმნის მნიშვნელოვან შესაძლებლობას ნახშირბადის (CO₂) საერთაშორისო ბაზარზე, სათბური გაზის ემისიის კვოტების გაყიდვით მოიხილოს ინვესტიციები ეკოლოგიურად სუფთა ტექნოლოგიებში. ამ გზით შესაძლებელია ათობით მილიონი დოლარის მიღება, რომელიც შეიძლება დაბანდებული იქნას ენერჯის განახლდებად წყაროების გამოყენების და ენერგოეფექტიანობის ამაღლების პროექტებში. 2012 წლისათვის კიოტოს პროტოკოლის თანახმად OECD-ს ქვეყნებს მოეთხოვებათ სათბური გაზის გაფრქვევის დაახლოებით 3 მილიარდ ტონამდე შემცირება, რისი საბაზრო ფასი დაახლოებით 20-25 მილიარდი აშშ დოლარია⁸.

საქართველოს მთავრობის 2005 წლის 20 იანვრის №2 დადგენილების თანახმად, ბუნებრივი რესურსებისა და გარემოს დაცვის სამინისტრო დაინიშნა არჩეულ ნაციონალურ ორგანოდ სგმ-სათვის. საქართველოს მთავრობის 2005 წლის 29 სექტემბერის №172 დადგენილებით, სგმ-ს დასანერგად შეიქმნა საკოორდინაციო საბჭო, რომლის თავჯდომარეა გარემოს დაცვის მინისტრი, საბჭოს შემადგენლობაში შედიან ფინანსთა, ენერგეტიკისა და ეკონომიკის სამინისტროების წარმომადგენლები. დამტკიცდა საკოორდინაციო საბჭოს სამოქმედო პროცედურები და წესები. ამით

⁷ http://www.consilium.europa.eu/ueDocs/cms_Data/docs/pressData/en/ec/93135.pdf

⁸ State And Trends Of The Carbon Market 2007 , Karan Capoor, Philippe Ambrosi, World Bank Institute - 2007

საქართველომ შეასრულა ნახშირბადის საერთაშორისო ბაზარზე გასვლის და სათბური გაზის ემისიის კვლების გაყიდვის წინაპირობები.

საქართველოს აქვს, მპწ და ენერგოეფექტიანობის სბმ პროექტებით ათობით მილიონი დოლარის მოზიდვის რეალური პოტენციალი.

აღსანიშნავია, რომ საქართველოში სათბური გაზების გამოყოფის 90% მოდის ელექტრო და თბური ენერჯის წარმოებაზე და ტრანსპორტის სექტორში⁹, ამდენად ამ სექტორებში სბმ პროექტების დანერგვა ასევე მეტად ეფექტურია და იძლევა შემდეგ შესაძლებლობებს:

- ელექტროენერჯის წარმოების ეფექტურობის ამაღლება, არსებული ჰიდროელექტროსადგურების რეაბილიტაციას და მოდერნიზაციი გზით.
- ენერჯის განახლებადი წყაროების ტექნოლოგიების გამოყენება.
- ბუნებრივი გაზის ტრანსპორტირებისა და განაწილებისას გაზის ტექნოლოგიური დანაკარგების მინიმიზაცია.
- ელექტროენერჯის გადაცემა-განაწილებაში დანაკარგების შემცირება.
- ენერგოეფექტიანობის ამაღლება საყოფაცხოვრებო სექტორში.

შესაძლებელია აგრეთვე ფინანსირების მოზიდვა ისეთ პროექტებში, როგორც არის:

- ნარჩენების მართვის გაუმჯობესება, ნაგავსაყრელებიდან და კანალიზაციიდან მეთანის უტილიზაცია.
- ატმოსფეროდან სათბური გაზის მოცილება ბიოლოგიური სეკვესტრირებით მაგ. ხეების დარგვით, ტყეების მართვითა და აღდგენით.
- ბიოგაზის წარმოება სხვადასხვა ტიპის ბიომასიდან.

საქართველოში ელექტროენერჯის მოხმარების 1 მეგავატსაათით შემცირება, გამოიწვევს CO₂-ის გაფრქვევის შემცირებას დაახლოებით 0.379 ტონით. 1 ტონა CO₂-ის ღირებულება სბმ -ის პროექტების მიზნებისათვის, რაზეც ამჟამად მიმდინარეობს მოლაპარაკება საქართველოს მხარესთან, დაახლოებით 10 აშშ დოლარია.

თუმცა ნახშირბადის გაფრქვევის შემცირებისთვის მიღებული თანხები, მთლიანად არ წყვეტს პროექტების ფინანსირების ამოცანას, მაგრამ აქედან მოსალოდნელი მომავალი ფულადი ნაკადები ზრდის პროექტების განხორციელების შესაძლებლობებს. მართლაც, საიმედო წყაროებიდან მოსალოდნელი გადახდები მყარ ვალუტაში, აადვილებს პროექტების ფინანსირების დამატებითი წყაროების მოძიებას.

სბმ -ს გამოყენების შესაძლებლობა სწრაფად კლებულობს, ვინაიდან ის მოქმედებს 2012 წლამდე, ხოლო პროექტების დაწყებიდან პირველი ფინანსირების მიღებამდე დიდი დროა საჭირო.

⁹ Georgia's Initial National Communication Under The United Nations Framework Convention On Climate Change, Tbilisi - 1999

საერთაშორისო საფინანსო ინსტიტუტები, დონორები და ინდუსტრიული ქვეყნები სბმ-ს პროექტების დასანერგად ამუშავებენ განვითარებადი ქვეყნების, მათ შორის საქართველოს ინსტიტუციური და ტექნიკური დახმარების პროგრამებს. ზოგ ორგანიზაციას აქვს სპეციალური ნახშირბადის ფონდი CO₂-ის ემისიის კვოტების შესაძენად. მათ შეუძლიათ განახორციელონ პროექტების ექსპერტიზა საერთაშორისო და ადგილობრივ დონეებზე, მოიზიდონ დაფინანსები წყაროები და ტექნიკურ დახმარებები. 2004 წლის ნოემბერში საქართველოს და დანიის მთავრობებს შორის (გარემოს დაცვის სამინისტროების სახელით) ხელი მოეწერა ურთიერთგაგების და თანამშრომლობის მემორანდუმს, სბმ პროექტებში მონაწილეობის შესახებ (იხ დანართი. 1).

ხანგრძლივი მსჯელობის შემდეგ, 2007 წლის ივნისში სბმ-ს საბჭომ საბოლოოდ შეიმუშავა წესები (პროგრამული მიდგომა), რომლის მიხედვითაც ცალკეული მცირე პროექტებისგან შემდგარ პროგრამებს შეიძლება მიეცეს სბმ-ს კრედიტები (ქულები). ეს მნიშვნელოვანი წარმატებაა, რაც გზას გაუხსნის ნახშირბადის ფონდიდან ისეთ პროგრამების დაფინანსებას, როგორცაა მაგალითად ენერგოეფექტური ნათურების დანერგვა.

ამჟამად საქართველოში ხორციელდება რამოდენიმე სბმ-ს პროექტი, რომლებიც განვითარების სხვადასხვა სტადიებზე იმყოფება. ყველაზე მნიშვნელოვანი ამ პროექტებიდან არის: ნაგავსაყრელი გაზის უტილიზაციის პროექტი თბილისის მახლობლად, რომელშიც ჩართულია იაპონური კომპანია, ენგურჰესის განახლების პროექტი EBRD-თან ერთად, მცირე ჰესების რეაბილიტაციის პროექტები, სადაც მონაწილეობს მსოფლიო ბანკი და ჩრდილოეთ-სამხრეთ გაზსადენის რეაბილიტაციის პროექტი, სადაც საქართველოს ნავთობის და გაზის კორპორაცია (GOGC) მუშაობს კერძო ინვესტორთან.

2007 წლის 31 აგვისტოს, საერთაშორისო რეკონსტრუქციისა და განვითარების ბანკის (მსოფლიო ბანკი), “სათემო განვითარების ნახშირბადის ფონდისა” და საქართველოს “ენერგოეფექტურობის ცენტრ”-ს შორის ხელი მოეწერა ემისიის შემცირების შესყიდვის ხელშეკრულებას. ეს არის კიოტოს ოქმის “სუფთა განვითარების მექანიზმის” პირველი ხელშეკრულება საქართველოში.

ხელშეკრულების თანახმად “ენერგოეფექტურობის ცენტრი საქართველო” არის პროექტის განმხორციელებელი ორგანო და USAID-ის მიერ დაფინანსებული პროექტის ფარგლებში “ენერგეტიკის განვითარება სოფლად”, Winrock Int. და PA Consulting-ის მიერ რეაბილიტირებული 9 მცირე ჰესის მიერ, 7 წლის (2008-2015წწ) განმავლობაში, დამატებით გენერირებული სუფთა ელექტროენერჯის საფუძველზე მიღებული ემისიის შემცირების სერთიფიკატებს მიყიდის მსოფლიო ბანკს.

2.1.2. ენერგეტიკული თანამეგობრობის ხელშეკრულება

2007 წლის მაისში საქართველომ განაცხადა სურვილი, რომ მიეღო ენერგეტიკული

თანამეგობრობის ხელშეკრულების დამკვირვებლის სტატუსი, რომელიც ფაქტიურად მიიღო 2007 წლის დეკემბერში. ეს კიდევ ერთი წინადადებული ნაბიჯია ევროპულ სტრუქტურებთან ინტეგრირების, ენერგეტიკული უსაფრთხოების უზრუნველყოფის და ევროპის კანონმდებლობასთან ჰარმონიზაციის მიმართულებით. ენერგეტიკული თანამეგობრობის ხელშეკრულებასთან მიერთება დაეხმარება საქართველოს, რომ ენერგოეფექტიანობის, ენერჯის განახლებადი წყაროების და რეგულატორული გარემოს ჰარმონიზაციას, რაც ენერგეტიკული თანამშრომლობის და შემდგომი გაღრმავების საწინდარი უნდა გახდეს.

ხელშეკრულების მხარეებს მოეთხოვებათ, რომ ევროკომისიას წარუდგინონ ევროპარლამენტის და “2001წ 27 სექტემბრის საბჭოს” 2001/77/EC დირექტივის შესრულების გეგმა რომელიც ითვალისწინებს შიგა ბაზარზე ენერჯის განახლებადი წყაროებით წარმოებული ელექტროენერჯის წილის გაზრდას. გეგმაში ასევე უნდა იყოს გათვალისწინებული ევროპარლამენტის და “2003წ 8 მაისის საბჭოს” 2003/30/EC დირექტივის შესრულება, რაც ითვალისწინება ბიოსაწვავის და სხვა განახლებადი სახის საწვავის გამოყენების წახალისება სატრანსპორტო საშუალებებში. ამ დებულებებმა შეიძლება ასევე დადებითი ზეგავლენა იქონიონ საქართველოს განახლებადი ენერჯის სტრატეგიის შემუშავებაზე.

2.1.3. საერთაშორისო ორგანიზაციების მონაწილეობა

დღემდე საქართველოში მშპ ათვისების საქმეში საერთაშორისო ორგანიზაციები წამყვან როლს თამაშობენ

- გაეროს განვითარების პროგრამა (UNDP) ახორციელებს ადგილობრივი ენერგეტიკული უზრუნველყოფისათვის ენერჯის განახლებადი წყაროების გამოყენების ხელშეწყობ პროექტს. ეს პროექტი, რომელიც გლობალურ გარემოსდაცვით ფონდის (GEF) და გერმანიის განვითარების და რეკონსტრუქციის ბანკის (KfW) დაფინანსებით ხორციელდება, დაიწყო 2004 წლის აპრილში და გაგრძელდება 4 წლის განმავლობაში. პროექტის ძირითადი მიზანია, მოხსნას ადგილობრივი ენერგომომარაგებისათვის განახლებადი წყაროების გამოყენების ძირითადი ბარიერები. პროგრამის კომპონენტებია: საკრედიტო ხაზების გახსნა ფინანსური ბარიერების მოსახსნელად, საზოგადოების ინფორმირება, ადგილობრივი მეწარმეების დახმარება საბანკო დაფინანსების მიღებაში და პროექტების წარმართვაში. გარემოს დაცვის სამინისტროს მიერ ჩატარებული პროექტით მოხდა 10 პერსპექტიული პროექტის ტექნიკურ-ეკონომიკური შესწავლა, მათ შორის თბილისში გეოთერმული ენერჯის გამოყენების თაობაზე. პროგრამა ფინანსდება 5.11 მილიონი ევროთი (KfW) და 2 მილიონი აშშ დოლარით. (GEF).

აღნიშნული პროექტის ფარგლებში ორი მნიშვნელოვანი შესწავლა განხორციელდა. ერთში¹⁰ მოყვანილია **მპწ** სტრატეგიის რეკომენდაციები, რაც მოიცავს ძირითადად მცირე ჰიდროსადგურების და გეოთერმული რესურსების ათვისების რეკომენდაციებს; მეორეში¹¹ განხილულია ბიომასის გამოყენებისთვის, ეფექტური ლუმელების დანერგვის, საწვავი ბრიკეტების დამზადების და ენერგეტიკული კულტურების დანერგვის შესაძლებლობები. ამ სამუშაოებში მოყვანილია მნიშვნელოვანი რეკომენდაციები, რომელთა უფრო ღრმა ანალიზი და შემდგომი გათვალისწინება მიზანშეწონილია განახლებადი ენერჯის პოლიტიკის დამუშავებაში.

- აშშ საერთაშორისო განვითარების სააგენტოს დაფინანსებით PA Consulting-მა და Winrock International –მა მრავალი პროექტი განხორციელეს; მათ შორის, მიმდინარე პროექტი “ენერგეტიკის განვითარება სოფლად” არის ოთხწლიანი პროექტი 12.7 მილიონი დოლარის დაფინანსებით. პროგრამის ძირითადი ელემენტებია: მცირე ჰიდროსადგურების რეაბილიტაცია და მშენებლობა, ენერჯის განახლებადი წყაროების და ენერგოეფექტიანობის განვითარება და ამ მიმართულებით კანონმდებლობის და პოლიტიკის ჩამოყალიბების ხელშეწყობა.

პროგრამის ძირითადი მიზნებია:

- ჰიდროელექტროენერჯის გამოშუშავების გაზრდა.
- ენერგეტიკული პროექტების დაფინანსების გაადვილება.
- **მპწ** გამოყენების და ენერგოეფექტიანობის ხელშეწყობა.
- ინსტიტუციური, საკანონმდებლო, მარეგულირებელი და პოლიტიკური გარემოს გაუმჯობესება.
- ბუნებრივი რესურსების ინტეგრირებული მართვის გაუმჯობესება.
- საზოგადოების ინფორმირება.

შესრულდა 15-ზე მეტი მცირე ჰიდროელექტროსადგურის პროექტი და დასრულდა 13 პროექტი, რაშიც 6.58 მილიონი დოლარი დაიხარჯა. ამასთან ერთად, სოფლად ენერგეტიკის განვითარების პროგრამამ განხორციელა მრავალი სასწავლო სემინარი, ენერგოაუდიტი და საინფორმაციო კამპანია. ამ პროექტებმა აჩვენა, რომ სათემო და მუნიციპალურ დონეზე არსებობს განახლებადი ენერჯის პროექტების განხორციელების ღიდი პოტენციალი.

- ევროპის განვითარების და რეკონსტრუქციის ბანკმა (**EBRD**) დაიწყო ენერგოეფექტურობის და განახლებადი ენერჯის პროექტებისათვის ახალი საკრედიტო ხაზის ორგანიზება. ამ პროგრამის ფარგლებში აზერბაიჯანის, სომხეთის და საქართველოს ბანკებზე გაიცემა სესხები 60 მილიონ აშშ

¹⁰ Renewable Energy Strategy , “Georgia – Promoting the Use of Renewable Energy Resources for Local Energy Supply”, POSCH & PARTNERS Consulting Engineers UNDP- 2007

¹¹ “Pre-Feasibility Study on Producing High Efficiency Stoves, Fuel Pellets and Briquettes in Georgia, and Related Environmental, Social and Economic Benefits” UNDP - 2007

დოლარამდე მოცულობით. თავის მხრივეს ბანკები აღნიშნულ თანხებს გამოიყენებენ კერძო სექტორისათვის, ენერგოეფექტიანობის და განახლებადი ენერჯის პროექტების დაფინანსებისათვის სესხების გასაცემად. დაფინანსების გაადვილებით პროექტი ხელს შეუწყობს ენერჯის რაციონალურ გამოყენებას, შეამცირებს ენერგომომხარების ინტენსივობას და ადგილობრივი განახლებადი წყაროების გამოყენებას რითაც შეამცირებს რეგიონზე ენერჯის მზარდი ფასების უარყოფით ზემოქმედებას.

პროგრამის დამტკიცებით საქართველოს ოთხი მონაწილე ბანკისათვის გამოიყო 30 მილიონი აშშ დოლარი საქართველოში **მპწ** და ენერგოეფექტიანობის პროექტების დასაფინანსებლად. პროგრამის ფარგლებში გასაცემი ქვესესხის მაქსიმალური მოცულობა 2.5 მილიონი აშშ დოლარია. პროგრამის მნიშვნელოვანი ელემენტია ის, რომ ევრობანკი მზად არის პროგრამის ფარგლებში დაფინანსებული პროექტებიდან შეისყიდოს ნახშირბადის გაფრქვევის კვოტები.

პროექტის დამატებითი მნიშვნელოვანი ნაწილი იქნება აგრეთვე საგრანტო დაფინანსება ტექნიკური დახმარების კომპონენტისთვის, სადაც კონსულტანტის დახმარებით მომზადდება ენერგოაუდიტები, განიხილება საინვესტიციო პროექტები, და კერძო კომპანიებს დახმარება გაეწევა დაფინანსების მოპოვებაში და პროექტების განხორციელებაში.

2.2. **მპწ** ათვისების საკანონმდებლო-ნორმატიული ბაზა და ბარიერები

საქართველოში **მპწ** ათვისება, რეგულირდება შემდეგი კანონებით და ნორმატიული აქტებით:

- კანონი “ელექტროენერგეტიკისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ”¹².
- კანონი ბუნებრივი რესურსებით სარგებლობის შესახებ
- კანონი ტყით სარგებლობის შესახებ
- “საქართველოს ენერგეტიკულ სექტორში სახელმწიფო პოლიტიკის ძირითადი მიმართულებები”¹³.
- საგადასახაო კოდექსი
- საბაჟო კოდექსი
- ელექტროენერჯის ბაზრის წესები.
- ენერგეტიკის სამინისტროს ნორმატიული აქტები.
- სემეკის ნორმატიული აქტები.

¹² საქართველოს კანონი “ელექტროენერგეტიკისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ”

¹³“საქართველოს ენერგეტიკულ სექტორში სახელმწიფო პოლიტიკის ძირითად მიმართულებები” საქართველოს პარლამენტი, 2006 წელი 7 ივნისი.

- საქართველოს პრეზიდენტის ბრძანებულება საქართველოში არატრადიციული ენერჯის წყაროების განვითარების შესახებ

ამთავითვე უნდა ითქვას, რომ ზემოაღნიშნული კანონები და ნორმატიული აქტები სრულფასოვნად ვერ უზრუნველყოფენ ისეთ სამართლებრივ გარემოს, რომელიც ხელს შეუწყობდა ენერჯის ყველა სახის განახლებადი წყაროების, (ჰიდრო, მზის, ბიოგაზის, ბიომასის, გეოთერმულ წყლების და შეშის), გამოყენებას და მასთან დაკავშირებით ინვესტიციების მოზიდვას. მათში ძირითადი აქცენტი გადატანილია მხოლოდ ელექტროენერჯის წარმოებაში **მზვ**-ის გამოყენებაზე.

აღსანიშნავია, რომ არ არსებობს ენერჯის განახლებადი წყაროების განვითარებისადმი მიძღვნილი რაიმე სტრატეგიული მნიშვნელობის დოკუმენტი. საქართველოს პრეზიდენტის 1998 წლის 3 მარტის ბრძანებულებით დამტკიცდა “საქართველოში განახლებადი ენერჯების განვითარების სახელმწიფო პროგრამა”. აღნიშნული კონცეპცია მოიცავს ისეთ დებულებებს როგორც:

- 10-12 პროცენტთან სახელმწიფო სუბსიდირება სუფთა ენერჯის გამომუშავებისათვის
- გამომუშავებული ენერჯის ფიქსირებული ფასით შესყიდვის გარანტია
- საგადასახადო შეღავათები სუფთა
- და ა.შ.

სახელმწიფო სტრუქტურებს მიეცათ აღნიშნული პროგრამის დამუშავების დავალება. სამწუხაროდ აღნიშნული ბრძანებულება არ შესრულდა და განახლებადი ენერჯის წყაროების განვითარების სახელმწიფო პროგრამა არ ჩამოყალიბდა.

სხვადასხვა ნორმატიული აქტების ანალიზისას უპირველესად თვალშისაცემი არის ტერმინოლოგიური შეუსაბამობა. მაგალითად საქართველოს კანონში “ელექტროენერჯეტიკისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ” (იხ. მუხლი 3 პუნქტი 1, ქვეპუნქტები “ლ” და “შ”) და საქართველოს ენერჯეტიკულ სექტორში სახელმწიფო პოლიტიკის ძირითადი მიმართულებებში (თავი II, მუხლი 1 და მუხლი 2.2 პუნქტი 3) ცალცალკე ან ერთად გამოიყენება ორი ტერმინი “განახლებადი ენერჯის წყაროები” და “ალტერნატიული ენერჯის წყაროები”. უნდა ვივარაუდოთ, რომ შინაარსობრივად ორივე ტერმინი ერთი და იგივეს გულისხმობს, თუმცა უმჯობესი იქნებოდა აღნიშნულ დოკუმენტებში ერთი ტერმინი ყოფილიყო გამოყენებული და რაც მთავარია ყოფილიყო მკაფიოდ განმარტებული, თუ რა იგულისხმება “განახლებადი ენერჯის წყაროების” თუ “ალტერნატიული ენერჯის წყაროების” ქვეშ. ეს ერთი შეხედვით თითქოს უმნიშვნელო დეტალია, მაგრამ სინამდვილეში, როგორც ეს 2007 წლის 19 ნოემბერს ქ. თბილისში Winrock Int-ის და “მსოფლიო გამოცდილება საქართველოსთვის”-ის (WEG) მიერ, USAID-ის ფინანსური მხარდაჭერით, გამართულ სემინარზეც დადასტურდა. სპეციალისტებს შორის არ არსებობს ერთიანი აზრი ამ საკითხზე. ერთნი თვლიან, რომ თუ ქარის დიდი (10მგვ-ზე მეტი) ელექტროსადგურები შედის ეგწ, მაშინ “განახლებადებში” უნდა იგულისხმებოდეს დიდი ჰიდროელექტროსადგურებიც. მეორენი თვლიან რომ შეშა, რომელიც

პირველადი ენერჯის 20-25% შეადგენს, ასევე უნდა შედიოდეს ენერჯის განახლებად წყაროებში. ასე რომ უპირველეს ყოვლისა საჭიროა კანონმდებლობის დონეზე ჩამოყალიბდეს ტერმინები და გაკეთდეს მკაფიო განმარტება, თუ რა იგულისხმება ეგწ-ში.

მიუხედავად ზემოთქმულისა კანონში “ელექტროენერჯეტიკისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ” და “საქართველოს ენერჯეტიკულ სექტორში სახელმწიფო პოლიტიკის ძირითად მიმართულებებში”, არის მკვ განითარების ხელშემწყობი სამართლებრივი გარემოს ჩამოყალიბების მცდელობა, რაც უკვე მისასალმებელი წინგადადგმული ნაბიჯია. ასე მაგალითად “ელექტროენერჯეტიკისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ” კანონის მიზნებში აღნიშნულია, რომ კანონის მიზანია:

- “ხელი შეუწყოს ჰიდროენერჯეტიკული, სხვა განახლებადი, ალტერნატიული და ბუნებრივი გაზის ადგილობრივი რესურსების უპირატეს გამოყენებას”, (პირველ მუხლი მე-2 პუნქტი “დ” ქვეპუნქტი).

ამასთან ენერჯეტიკის სამინისტროს ფუნქციებში შედის:

- “ენერჯეტიკული რესურსების მოპოვების გაფართოების, განახლებადი (ალტერნატიული) ენერჯის წყაროების უპირატესი ათვისების, ენერჯოეფექტიანი ღონისძიებების ხელშემწყობა . . . “ (მუხლი3, პუნქტი 1, ქვეპუნქტი “ლ”).
- “განახლებადი და ალტერნატიული ენერჯის წყაროების ათვისების და ამ კუთხით განხორციელებული ინვესტიციების ამოღების ხელშემწყობის მიზნით, ახლად აშენებული ელექტროსადგურის (წარმოების ლიცენზიატი ან/და მცირე სიმძლავრის ელექტროსადგური) განსაზღვრა, რომლის მიერ წარმოებული ელექტროენერჯია (სიმძლავრე) ექვემდებარება სრულად ან ნაწილობრივ სავალდებულო წესით შესყიდვას და რომელსაც კომისია წინასწარ უდგენს სისტემის კომერციული ოპერატორის მიერ შესყიდვის გრძელვადიან ტარიფებს (ამ ქვეპუნქტით განსაზღვრულ შემთხვევებზე არ ვრცელდება ამ მუხლის მე-4 პუნქტით გათვალისწინებული უფლებამოსილება)”. (მუხლი3, პუნქტი 1, ქვეპუნქტი “მ”). აქ იგულისხმება სამინისტროს უფლებამოსილება ნაწილობრივი ან სრული დერეგულირების შესახებ.

“საქართველოს ენერჯეტიკულ სექტორში სახელმწიფო პოლიტიკის ძირითად მიმართულებებში” ეგწ მეტი ყურადღება აქვს დათმობილი:

- “საქართველოს ბუნებრივი პირობები საშუალებას იძლევა, მნიშვნელოვნად იქნას განვითარებული ალტერნატიული ენერჯის წყაროები” (პირველი თავი “დ” ქვეპუნქტი).
- “თბომომარაგებისა და კოგენერაციული სისტემების, აგრეთვე განახლებადი ენერჯის წყაროების გამოყენებისათვის საჭირო ღონისძიებების შესწავლა და დანერგვა”. (თავი II, მუხლი 1, პუნქტი 2).

- “პირველ ეტაპზე მცირე სიმძლავრის (10 მგვტ-მდე) ჰიდროელექტროსადგურების დერეგულირების უზრუნველყოფა” (თავი II, მუხლი 2, პუნქტი 2.2 ქვეპუნქტი1).
- “ალტერნატიული ენერჯის წყაროების გამოყენება იმის გათვალისწინებით, რომ ტრადიციული და ალტერნატიული ენერჯის წყაროების გამოყენება თანაბარ პირობებში მოექცევა.” (თავი II, მუხლი 2, პუნქტი 2.2 ქვეპუნქტი 3).

თუმცა ყოველივე ზემოაღნიშნული არ შეიძლება ჩაითვალოს საკმარისად, მითუმეტეს, რომ კანონმდებლობაში არსებული ზოგიერთი ფორმულირება ითხოვს კონცეფტუალურ და შინაარსობრივ დახვეწას. მაგალითად:

- “ტრადიციული და ალტერნატიული ენერჯის წყაროების გამოყენება თანაბარ პირობებში” ვერ ჩაითვლება “განახლებადი (ალტერნატიული) ენერჯის წყაროების უპირატესი ათვისების” ღონისძიებად.
- ენერგეტიკის სამინისტრო განსაზღვრავს იმ ახლად აშენებულ ელექტროსადგურს, (არა მარტო მცირე ელექტროსადგურს), რომლის მიერ წარმოებული ელექტროენერჯია ექვემდებარება ესკოს მიერ სრულად ან ნაწილობრივ სავალდებულო წესით შესყიდვას, სემეკის მიერ დადგენილი ტარიფით (მუხლი3, პუნქტი 1, ქვეპუნქტი “შ”). რა თქმა უნდა კანონმდებლობის ეს ნორმა გარკვეულწილად, ჩადებული ინვესტიციების ეფექტურობის გარანტიას, მაგრამ არსად არ არის განმარტებული სამინისტროს მიერ რა წესით, როდის (აშენებამდე თუ აშენების შემდეგ) და რა კრიტერიუმებზე დაყრდნობით ხდება ასეთი ელექტროსადგურების განსაზღვრა, რაც ნებისმიერი ინვესტორისთვის ბუნებრივია მეტად მნიშვნელოვანია. ამასთან ზემოთ აღნიშნულ შემთხვევაზე არ ვრცელდება სამინისტროს უფლებამოსილება სრული ან ნაწილობრივი დერეგულირების შესახებ, ანუ ახლად აშენებული სადგური, თუ იგი ასეთად განსაზღვრა სამინისტრომ, ვეღარ გახდება დერეგულირებული, თუ მას ამის სურვილი ექნება, რაც თავის მხრივ ნიშნავს პირდაპირი ხელშეკრულებებით ელექტროენერჯის რეალიზაციის შეზღუდვას, ყოველ შემთხვევაში ამის შესახებ კანონში არაფერია ნათქვამი.
- “საქართველოს ენერგეტიკულ სექტორში სახელმწიფო პოლიტიკის ძირითად მიმართულებებში” ეგწ-დან ყურადღება მხოლოდ მცირე ჰესებზე და ქარის ენერგეტიკაზეა გამახვილებული. აღნიშნულ დოკუმენტში მოყვანალი პროგრამის, მიხედვით ახალ მცირე ჰესებზე 2009 წელს გამოძეშავებული ელექტროენერჯია 500 მილიონი კვტსთ უნდა იყოს, ქარის ელექტროსადგურებზე კი 2007 წელში, უნდა ყოფილიყო 183 მილიონი კვტსთ, რაც ვერ შესრულდა, რის მიზეზადაც შეიძლება სწორედ არსებულ კანონმდებლობაში ხელშემწყობი ფაქტორების არასაკმარისობა ჩაითვალოს, რაც კიდევ უფრო აქტუალურს ხდის კანონმდებლობის სრულყოფას ამ მიმართულებით.

- შედარებით სრულყოფილად და რეგულირებული მცირე სიმძლავრის ელექტროსადგურების (უპირველესად ყოვლისა მცირე ჰესების) საკითხი. კანონით “ელექტროენერგეტიკისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ” მცირე ელექტროსადგურებს მიეკუთვნება 10 მვტ-ზე ნაკლები სიმძლავრის ელექტროსადგურები (მუხლი 2 პუქტი “ჰ5”). ამავე კანონით და “ელექტროენერჯის ბაზრის წესებით”¹⁴ მათ მინიჭებული აქვთ შემდეგი უფლებები:
 - არ საჭიროებენ ელექტროენერჯის წარმოების ლიცენზიას (დერეგულირების შემთხვევაში)
 - არ უდგინდებათ ტარიფი (დერეგულირების შემთხვევაში)
 - უფლება აქვთ პირდაპირი ხელშეკრულებებით გამოუმუშავებული ელექტროენერჯია გაყიდონ ნებისმიერ მომხმარებელზე
 - ესკო ვალდებულია შეისყიდოს პირდაპირი ხელშეკრულებების ზევით დარჩენილი მთელი ელექტროენერჯია
 - არ საჭიროებენ ელექტროენერჯის ექსპორტის ლიცენზიას.

მცირე ჰესების მშენებლობის ერთ-ერთ მნიშვნელოვან სტიმულად შეიძლება ჩაითვალოს, საქართველოს ენერჯეტიკის მინისტრის 2006 წლის 30 აგვისტოს № 77 ბრძანებით, დამტკიცებული “საქართველოს ელექტროენერჯის ბაზრის” წესებით განსაზღვრული ელექტროენერჯის რეალიზაციის წესი. იგი ნებისმიერ მცირე ჰესს (არსებულს, თუ ახლად აშენებულს) საშუალებას აძლევს პირდაპირი ხელშეკრულებებით გაყიდოს წარმოებული ელექტროენერჯია, ხოლო ამგვარი ხელშეკრულებების ზემოთ წარმოებულ ელექტროენერჯიას შეისყიდის სისტემის კომერციული ოპერატორი (ესკო), იმავე პერიოდში ესკო-ს მიერ შესყიდული ელექტროენერჯის საშუალო შეწონილი ფასით (მუხლი 36, პრიმა 1) ან ახალი ჰესების შემთხვევაში, სემეკის მიერ დადგენილი ტარიფით. ეს წესი ფაქტობრივად ნიშნავს, მცირე ჰესების მიერ წარმოებული ელექტროენერჯის რეალიზაციის გარანტიას, რაც ძალზე მნიშვნელოვანია ინვესტიციების მოსაზიდად.

ზემოაღნიშნული უფლებები საკმაოდ დიდ სტიმულს აძლევს მცირე სიმძლავრის ელექტროსადგურების (მ.შ მცირე ჰესების) განვითარებას, ამავე დროს არსებობს გარკვეული ხელშემშლელი გარემოებებიც, მაგალითად:

- **ელექტროენერჯის გამოუმუშავების მკვეთრი სეზონურობა** (დამოკიდებულება მდინარის ჩამონადენზე, კლიმატურ პირობებზე). ელექტროენერჯის მაქსიმალური გამოუმუშავება მოდის გაზაფხულის და ზაფხულის თვეებზე, როდესაც ქვეყანაში ელექტროენერჯის გამოუმუშავება აჭარბებს მოთხოვნას მის მოხმარებაზე;

¹⁴ “საქართველოს ელექტროენერჯის ბაზრის წესები”. ენერჯეტიკის მინისტრის ბრძანება №77, 2006 წლის 30 აგვისტო.

- **გადამცემ და გამანაწილებელ ელექტრულ ქსელებში ელექტროენერჯის გატარების გადასახადი** (მუხლი 2. ქვეპუნქტი 3-14 მუხლი 42 პუნქტები 6,7,8 და მუხლი 46-1), რომლის დადგენის მეთოდოლოგია ჯერ-ჯერობით არ არსებობს, თუმცა სავარაუდოთ ელექტროენერჯის ე.წ გატარების ტარიფი განაწილების ტარიფის თანაზომადი იქნება, რამაც ელექტროსადგურების მიერ გამოქმუშავებული ელექტროენერჯის, გამანაწილებელი ელექტრული ქსელით სხვა მომხმარებელზე მიწოდება შეიძლება დაბალკონკურენტული გახადოს.

მნიშვნელოვანი პრობლემაა კანონმდებლობის ხშირი ცვლა. არტო 2007 წელს “ელექტროენერჯეტიკისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ” კანონში 2 ცვლილება შევიდა და “ელექტროენერჯის ბაზრის წესებში” კი 4. კანონმდებლობაში ამდაგვარი ხშირი ცვლილებები ქმნის საინვესტიციო გარემოს არასტაბილურ იმიჯს, რაც ბუნებრივია ნეგატიურად აისახება ინვესტიციების მოზიდვაზე.

საქართველოს საბანკო სექტორი არ არის აქტიურად ჩართული ეგწ ათვისების დაფინანსებაში. ზოგადად ენერჯეტიკა კაპიტალტევადი დარგია, სადაც დაბანდებული ინვესტიციების ამოღებას საკმაოდ დიდი დრო სჭირდება (როგორც წესი 10 წელი და მეტი). დღეს საქართველოს საკრედიტო ბაზარზე არსებული საპროცენტო განაკვეთები (12-18%) და კრედიტების გაცემის ვადები (10 წელზე ნაკლები), არა არის ეფექტური გრძელვადიანი ენერჯეტიკული პროექტების დასაფინანსებლად. საქართველოს მთავრობამ, ეგწ პროექტების დაფინანსების სპეციალური სქემების შემუშავების მიზნით, უნდა გააქტიუროს თანამშრომლობა საერთაშორისო საფინანსო ინსტიტუტებთან.

ეგწ ათვისების სახელმწიფო პროგრამების შედგენა ერთ-ერთი მთავარი პირობაა ამ მიმართულების სწრაფი ტემპით განვითარებისათვის. აღნიშნული პროგრამები უნდა შეიცავდენ რეალისტურ რაოდენობრივ (სიმძლავრე, გამოქმუშავება) პარამეტრებს გაწერილს დროში. “საქართველოს ენერჯეტიკულ სექტორში სახელმწიფო პოლიტიკის ძირითადი მიმართულებებში” მოცემულია მხოლოდ მცირე ჰესების და ქარის ენერჯეტიკის განვითარების ძირითადი რაოდენობრივი მაჩვენებლები 2015 წლამდე პერიოდისთვის, მაგრამ არაფერია ნათქვამი ენერჯის სხვა განახლებად წყაროებზე (იხ დანართი).

მმართველობის ადგილობრივი ორგანოები ეგწ ათვისებაში მთელ მსოფლიოში ერთ-ერთი მთავარ როლს თამაშობენ. მათზეა დამოკიდებული მიწით სარგებლობის ნებართვების გაცემა, პროექტების შეთანხმება და სხვა. გარდა ამისა, მმართველობის ადგილობრივი ორგანოები ხელს უწყობენ ეგწ გამოყენებას, რაც შესაძლებელია გამოხატული იყოს ადგილობრივი გადასახადების შემცირებაში (ან გაუქმებაში), ეგწ-დან მიღებული ენერჯის შესყიდვაში, შეღავათიანი კრედიტების გაცემაში, საინფორმაციო და საკონსულტაციო მომსახურებაში და ა.შ. საქართველოში მოქმედი კანონმდებლობით მმართველობის ადგილობრივი ორგანოების უფლება-მოვალეობები ამ მიმართულებით პრაქტიკულად არ არის განსაზღვრული. მათი როლი შემოიფარგლება 2მგვტ-მდე სიმძლავრის სადგურებისათვის მშენებლობის ნებართვების გაცემით.

ამიტომაც რეგიონების უმეტესობაში ეგწ განვითარება კერძო ინიციატივებზეა დამოკიდებული და მმართველობის ადგილობრივი ორგანოები არ არიან აქტიურად ჩართულები.

საჭიროა გამოყენებულ იქნას ეგწ-ზე გამომუშავებული ენერჯის გრძელვადიანი ტარიფების დადგენის გამჭვირვალე მეთოდოლოგია (დღესდღეობით ასეთი მეთოდოლოგია არსებობს მხოლოდ ელექტროსადგურებისთვის), რომელიც უზრუნველყოფს ჩადებული ინვესტიციების ამონაგების ეკონომიკურად დასაბუთებულ და ინვესტორისთვის მისაღებ ღონეს.

მართალია მოხდა, ეგწ-ზე გამომუშავებული ენერჯის ტარიფების დერეგულირება (დღეს იგი მხოლოდ მცირე ელექტროსადგურებზე, მ.შ მცირე ჰესებზე ვრცელდება), მაგრამ ჯერ კიდევ გაურკვეველია ელექტროენერჯის გატარების (ტრანზიტის) ტარიფები. სემეკს ჯერ არ აქვს დადგენილი სატარიფო სისტემა რომლითაც უნდა ანაზღაურდეს მომხმარებელამდე შესყიდული ელექტროენერჯის მიწოდების მომსახურება.

პროექტის ხარჯებში დამატებით განუზღვრელობას ქმნის ის გარემოება, რომ არ არის დამუშავებული ქსელზე მიერთების პროცედურები და ფასების დადგენის მეთოდოლოგია. დასადგენია საქსელო კოდექსი და მიერთების წესები.

წინამდებარე ანალიზიდან შეიძლება დავასკვნათ, რომ ეგწ განვითარების საკანონმდებლო ინიციატივებს ესაჭიროება განხორციელების მექანიზმების დამუშავება, იმისათვის, რომ კონკრეტული დადებითი შედეგები მოიტანოს.

აუცილებელია ზაფხულის ჭარბი ელექტროენერჯის გაყიდვის ან გაცვლის სტაბილური მექანიზმის შექმნა. 2007 წელს 500გვტს-ზე მეტი ენერჯის გატანით მიღწეული წარმატება პერსპექტივაში უნდა ხორციელდებოდეს ან გრძელვადიანი კონტრაქტების საფუძველზე ან გამყარებული იყოს რეგიონული ბაზრის მექანიზმით, რაც ელექტროენერჯის გაყიდვების საკმარის გარანტიას შეუქმნის ახალი ეგწ სადგურების განვითარებას, სადღეისოდ ასეთი მექანიზმები ჯერ კიდევ არ არსებობს.

ეგწ განვითარებას ესაჭიროება საგადასახადო წახალისება. საგადასახადო კანონმდებლობა მნიშვნელოვან შეღავათებს ითვალისწინებდა განახლებადი ენერჯისთვის 2005 წლის 1 იანვრამდე:

- ენერგოეფექტიანი მოწყობილობის და განახლებადი წყაროების ათვისების მოწყობილობის დამზადების და რეალიზაციისათვის გამოყენებული მიწის ნაკვეთები გათავისუფლებული იყო მიწის გადასახადისგან (თავი 24. მუხლი 158.1.რ)

- იგივე საქმიანობა არ იბეგრებოდა მოგების გადასახადით (თავი 5. მუხლი 47.კ)
- იგივე მოწყობილობის იმპორტი გათავისუფლებული იყო დამატებითი ღირებულების გადასახადისგან (თავი 14, მუხლი 101.შ)

ამჟამად საგადასახადო კოდექსი და საბაჟო კანონმდებლობა არ ითვალისწინებს რაიმე შეღავათებს განახლებადი ენერჯის ათვისების ან ენერგოეფექტიანი მოწყობილობებისთვის.

აუცილებელია სამთავრობო სტრუქტურული ერთეულის არსებობა, რომელსაც ექნება მზვ განვითარების ვალდებულება, კონკრეტული ორიენტირები და მათი მიღწევისათვის საკმარისი ბერკეტები

საბოლოოდ შეიძლება დავასკვნათ, რომ საქართველოში ენერჯის განახლებადი წყაროების ჯეროვნად განვითარებისათვის აუცილებელია საფუძვლიანი საკანონმდებლო ცვლილებების გატარება.

თავი 3

მსოფიო გამოცდილება განახლებადი ენერგორესურსების ათვისების პოლიტიკაში

3.1. განახლებადი ენერგორესურსების ათვისების პოლიტიკის კონცეფცია

განახლებადი ენერჯის გენერაცია წარმოებს ისეთი რესურსებიდან, რომელთა მარაგი არ ილევად ადამიანის მიერ მათი მოხმარების შედეგად. ასეთი წყაროებია მზის, ქარის, წყლის დინების და გეოთერმული ენერჯია. არის რამოდენიმე გზა, რომლის მეშვეობითაც ენერჯის ეს პირველადი წყაროები შეიძლება სითბოდ, ელექტროენერჯიად ან მექანიკურ ენერჯიად გადავაქციოთ. შემუშავებულია საკმაოდ კარგი ტექნოლოგიები, როგორცაა მაგალითად ქარის ტურბინები და ფოტოელემენტები. ეს ტექნოლოგიები უკვე კარგადაა განვითარებული, თუმცა ჯერჯერობით მათ ვერ დაიმკვიდრეს ბაზარზე ის ადგილი, რომელსაც ბევრი სპეციალისტის აზრით მომავალში დაიკავენ.

კლიმატური ცვლილებები, ნავთობსა და სხვა წიაღისეულ საწვავზე ხანგრძლივი დამოკიდებულება, იმპორტის ზრდა და ენერგორესურსების ფასების მატება ჩვენს საზოგადოებას და ეკონომიკას დაუცველს ხდის. ამ პრობლემების გადასაჭრელად კომპლექსური და ამბიციური საპასუხო ზომების მიღებაა საჭირო. ენერჯეტიკის განვითარების მომავალი ტენდენციების კომპლექსური სურათიდან ჩანს, რომ სათბურის ეფექტის მქონე გამონახობლების და გარემოს დაბინძურების შემცირება, აგრეთვე ენერჯის წყაროების დეცენტრალიზაცია და მსოფლიო სტანდარტების უმაღლესი ტექნოლოგიების სტიმულირება, მხოლოდ განახლებადი ენერჯის წყაროების გამოყენებითაა შესაძლებელი. გლობალური ენერჯოსისტემის წინაშე დღეს არსებული ამოცანები გადაჯაჭვულია ერთმანეთთან – როგორც ფინანსურად, გლობალური ენერჯოსისტემებისა და კაპიტალის მეშვეობით, ასევე პოლიტიკურად, კლიმატური ცვლილებების შესახებ გაეროს ჩარჩო კონვენციის ფარგლებში დადებული მომავალი ხელშეკრულებებით. ამ პრობლემების გადაწყვეტა კომპლექსურ მიდგომას და კოორდინირებულ მუშაობას მოითხოვს.

გაეროს მონაცემებით, “კლიმატური ცვლილებების მთავრობათაშორისი საბჭოს”(IPCC) სამეცნიერო ანგარიშიდან “სრულიად მკაფიოდ ჩანს, რომ კლიმატური ცვლილებები რეალობაა”, რაც სერიოზულ საფრთხეს უქმნის მსოფლიო ეკონომიკის, საზოგადოების და ეკოსისტემების განვითარებას. “ჩვენ ამ გზით დიდხანს ვერ ვივლით”, - თქვა გაეროს გენერალურმა მდივანმა ბან კი-მუნმა. “დადგა დრო, რომ მსოფლიო მასშტაბით გადამწყვეტი ზომები მივიღოთ”. ამ ამოცანების გადასაწყვეტად 2007 წლის 3-14 დეკემბერს გაერთიანებული ერების ორგანიზაციამ ბალის კუნძულზე, ინდონეზიაში, კლიმატის საკითხებისადმი მიძღვნილი კონფერენცია მოაწყო. 189 ქვეყანის წარმომადგენლები, მთავრობათაშორისი და არასამთავრობო ორგანიზაციების დამკვირვებლები, ახალი პაქტის შესახებ მოსალაპარაკებლად შეიკრიბნენ. აღნიშნული პაქტი შეცვლის კიოტოს პროტოკოლს რომლის ვადაც 2012 წელს იწურება. თუმცა ჯერჯერობით გაურკვეველია თუ რა კონკრეტული სქემები და მექანიზმები შემუშავდება არსებულის ნაცვლად¹.

¹ Q&A: Bali climate change conference, Q&A: Jessica Aldred, Guardian Unlimited, December 3, 2007.

კოიტოს პროტოკოლის მიხედვით სათბურის ეფექტის მქონე გამონახობლების შემცირება მდგრადი განვითარებისათვის უპირველესი მნიშვნელობის წინაპირობაა აღიარებული. განახლებადი ენერჯის წყაროები სწორედ ამ ფუნდამენტური საკითხების გადაწყვეტას იძლევიან, მომავალში ეკოლოგიურად სუფთა ენერჯის გამოყენების გზით.

ცხრილში 3.1 ნაჩვენებია მსოფლიო მასშტაბით წიაღისეული საწვავის გამოყენების შედეგად ნახშირორჟანგის გაფრქვევის მოცულობები.

	გაფრქვევები (მლნ ტონა)	წილი მთლიან გაფრქვევებში (%)	გაფრქვევები ერთ მოსახლეზე (ტონა/ადამიანი)	გაფრქვევები ერთეულ მშპ-ზე (ტონა/აშშ დოლარზე)
აშშ	5,769	22,1	19,6	480,9
ჩინეთი	4,769	18,3	3,7	574,7
ევროკავშირი	3,847	14,8	8,4	310,8
რუსეთი	1,512	5,8	10,5	1006,5
იაპონია	1,211	4,6	9,5	314,9
ინდოეთი	1,103	4,2	1,0	313,2
ბრაზილია	323	1,2	1,8	211,3
შუა	1,183	4,5	6,5	854,5
აღმოსავლეთი				
აფრიკა,,	815	3,1	0,9	366,3
დანარჩენი	5,547	21,3	3,3	458,6
მსოფლიო	26,079	100,0	4,1	443,7

ცხრილი 3.1. ნახშირორჟანგის გაფრქვევა წიაღისეული ენერჯორესურსების გამოყენების შედეგად 2004 წელს: წყარო: World Energy Outlook 2006²

მიუხედავად იმისა, რომ განახლებადი ენერჯორესურსების გამოყენებას ბევრი მიმზიდველი ასპექტი აქვს და ნოვატორული ტექნოლოგიებიც შემუშავებულია, ჯერ კიდევ ბევრი დაბრკოლების დაძლევა საჭირო, ვიდრე განახლებადი ენერჯის წყაროები კონკურენტულ ბაზრებზე სათანადო ადგილს დაიმკვიდრებენ. ტექნოლოგიების ბაზარზე შეღწევის, მათი განვითარების პროცესში, ბევრი ბარიერი უშლის ხელს. საწყის სტადიაზე როგორც წესი ტექნიკური დაბრკოლებები დომინირებს. მოგვიანებით, იმისთვის, რომ ტექნოლოგია რენტაბელური გახდეს, საჭიროა ისეთი საბაზრო დაბრკოლებების დაძლევა, როგორცაა ფასების დადგენის არათანმიმდევრული სტრუქტურაები. ამის შემდგომ თავს იჩენენ ინსტიტუციური, პოლიტიკური და საკანონმდებლო დაბრკოლებები, რომლებიც ხელს უშლიან ბაზარზე ახალი ტექნოლოგიების შემოსვლას. ასეთი დაბრკოლებებია მაგალითად ცოდნის ნაკლებობა და სათანადო ინსტიტუციური და მარეგულირებელი სტრუქტურების არქონა. დაბოლოს, არის კიდევ სხვა ხელისშემშლელი ფაქტორებიც, გამოწვეული იმით, რომ დაგეგმვის წესებთან დაკავშირებით ნაკლები გამოცდილება გვაქვს, რაც საზოგადოების მიერ ტექნოლოგიის მიღებას აბრკოლებს. იმისთვის, რომ პოლიტიკამ, მაქსიმალურად შეუწყოს ხელი განახლებადი ენერჯორესურსების შეღწევის ბაზარზე, ის ხელისშემშლელი ფაქტორების მთლიანი სპექტრის დაძლევის უნდა ემსახურებოდეს. ყველაზე დიდი დაბრკოლება ისაა, რომ განახლებადი ენერჯორესურსების გამოყენება უფრო ძვირი ჯდება, ვიდრე წიაღისეული საწვავისა. ამ დაბრკოლებების დაძლევისაკენ

² მხოლოდ საწვავის წვის შედეგად მიღებული გამონახობლები. მთლიანი შიდა პროდუქტი მილიარდ აშშ დოლარში, 2005 წლის ფასებით. (PPP-purchase power parity)

მიმართული ზომები ბაზრის სტიმულირების მრავალფეროვან ხერხებს მოიცავენ, როგორცაა მაგალითად:

- განახლებადი წყაროებიდან წარმოებული ელექტროენერჯის გარანტირებული შესყიდვა (ფასის რეგულირებით);
- “ეკოლოგიურად სუფთა” ელექტროენერჯის სქემები;
- საინვესტიციო გრანტები;
- საგადასახადო შეღავათები;
- მასტიმულირებელი ღონისძიებები;
- მასშტაბური სადემონსტრაციო და ბაზრის სტიმულირების პროექტები;
- გეგმები განახლებადი ენერჯორესურსების ათვისების სამთავრობო გეგმები;
- ენერჯეტიკულ საწარმოებთან ნებაყოფლობით დადებული ხელშეკრულებები განახლებადი ენერჯის წყაროების გამოყენების გაზრდაზე;
- კანონმდებლობის მოდიფიცირება ისე, რომ განახლებადი ენერჯის ტექნოლოგიებმა ბაზარზე შეაღწიონ.

აუცილებელია შევიმუშაოთ და განვახორციელოთ მდგრადი ენერჯეტიკული პოლიტიკა, რომელიც სხვადასხვა ტექნოლოგიების ღირებულების სწორ შეფასებას დაეფუძნება და სხვა ფაქტორებთან ერთად გარემოსდაცვით, სათბურის ეფექტის მქონე გაზების და ენერჯოუსაფრთხოების საკითხებს გაითვალისწინებს. ამოცანების და მათი მიღწევის გზების განსაზღვრისას პოლიტიკის შემუშავებაზე პასუხისმგებელი პირები სულ უფრო მეტად ეყრდნობიან გამოკვლევების შედეგებს.

მოწინავე ეკონომიკის ბევრ ქვეყანაში განახლებადი ენერჯის ათვისების პოლიტიკის საკითხები ენერჯეტიკული ოპოლიტიკის განუყოფელ ნაწილად იქცა. სავარაუდო მომავალი ტენდენციების თანმიმდევრული ანალიზის შედეგად შემუშავებული სცნარები ხელს უწყობენ წარმოშობილი პრობლემების გამოვლენას ადრეულ ეტაპზე და პოლიტიკის განმსაზღვრელ პირებს მეცნიერებისა და პოლიტიკის ურთიერთდაკავშირებაში ეხმარებიან.

ცნობილია, რომ კომპლექსური ინსტრუმენტების (ღონისძიებების) გარეშე ვერც ერთი პოლიტიკა ვერ განხორციელდება. ენერჯეტიკული პოლიტიკის ინსტრუმენტებია:

- მარეგულირებელი ინსტრუმენტები
- ეკონომიკური ინსტრუმენტები (სუბსიდიები და ფასების დადგენის სისტემა)
- დაგეგმვის ინსტრუმენტები
- დარწმუნების (ინფორმატიული) ინსტრუმენტები.

სხვადასხვა ქვეყნები სხვადასხვა ტიპის ღონისძიებებს მიმართავენ. ზოგადად, განახლებადი ენერჯის ტექნოლოგიების გავრცელებასა და ზრდაში ყველაზე დიდ წარმატებას მიაღწიეს იმ ქვეყნებმა, რომლებმაც ბაზრის სტიმულირების ერთიანი პაკეტი გამოიყენეს, ძლიერი სახელმწიფო ხელშეწყობის პოლიტიკასთან კომბინაციაში.

3.1.1. განახლებადი ენერჯის ტექნოლოგიების ბაზარზე დამკვიდრების ხელშეწყობისათვის გასატარებელი პოლიტიკა და ღონისძიებები

დაბრკოლებებისა და მათი დაძლევის გზების განხილვის საფუძველზე შეიძლება დავასკვნათ, რომ განახლებადი ენერჯის ტექნოლოგიების ხელშეწყობის საუკეთესო

სტრატეგიაა “ხელშემწეობ ღონისძიებათა ჯაჭვი”, მიმართული ყველა იმ პრობლემის გადასაწყვეტად, რომელიც თავს იჩენს განახლებადი ტექნოლოგიების ბაზარზე შეღწევის სხვადასხვა ეტაპებზე. “ხელშემწეობ ღონისძიებათა ჯაჭვის” მაგალითი მოცემულია 3.2 ცხრილში.

ტექნიკური დაბრკოლებები

ტექნიკური განვითარების ხელშეწყობა
(საკვლევი სამუშაოები ხარჯების შემცირებისა და რენტაბელობის გაუმჯობესების მიზნით)

საბაზრო დაბრკოლებები

კონკურენტი ტექნოლოგიების ფასების დადგენა მათი სრული ღირებულების საფუძველზე
(სუბსიდიების გაუქმება, გარეშე ხარჯების გათვალისწინება)

განახლებადი ენერჯის ფასების დადგენა მათი სარგებლიანობის სრულად გათვალისწინების გზით
(განახლებადი ენერჯის ღირებულების განსაზღვრა - სოციალურ-ეკონომიკური ფაქტორები)

ინსტიტუციონალური, პოლიტიკური და საკანონმდებლო დაბრკოლებები

ბაზრის სტიმულირება
(გარანტირებული შესყიდვა, დანამატიანი ფასები, საგადასახადო შეღავათები, ინვესტიციების ხელშეწყობა),

შესაძლებლობების შესახებ ცოდნის გავრცელება
(სამრეწველო და კომუნალური საწარმოების და დეველოპერების ინფორმირება ბაზრებისა და რესურსების შეფასების მეთოდოლოგიების გავრცელების გზით)

ბაზრის სტიმულირება
(გარანტირებული შესყიდვა, დანამატიანი ფასები, ინვესტიციების ხელშეწყობა, საგადასახადო შეღავათები, დაბალპროცენტული სესხები)

კომერციული დაფინანსების გამოყენება
(ხარისხის უზრუნველყოფა სტანდარტების დაწესებისა და სერტიფიცირების გზით, გრძელვადიანი საიმედოობის უზრუნველყოფა, ერთობლივი განხორციელება)

განხორციელების ხარჯების შემცირება
(ქსელში ჩართვა, რეგიონალური ენერჯოცენტრები, შეფასების სტანდარტიზირებული ზეგანი)

ინსტიტუციონალური, პოლიტიკური და

კვალიფიციციური კადრების არსებობის უზრუნველყოფა
(ტრენინგი, ცნობიერების ამაღლება, ინფორმაციის გავრცელება, დემონსტრირება, კვალიფიკაცია)

დაგეგმვასთან დაკავშირებული დაბრკოლებების აღმოფხვრა
(გარემოზე ზემოქმედების მინიმუმზე დაყვანა, გარემოზე ზემოქმედების მინიმუმზე დაყვანა, დამგეგმავი პირების ინფორმირებულობის ამაღლება განახლებადი ენერჯის წყაროების დადებითი მხარეების და შესაძლებლობების გაფართოება)

ცხრილი 3.2. განახლებადი ენერჯის ტექნოლოგიების “ხელშეწყობ ღონისძიებათა ჯაჭვი”. წყარო: OECD Working Papers, Vol. VI, Penetration of Renewable Energy in the Electricity Sector, # 66, Paris 1998, p.9.

ამ ჯაჭვზე დაყრდნობით შეიძლება რამოდენიმე შესაძლო პოლიტიკის და ღონისძიებების დადგენა ერთობლივი მოქმედებისათვის:

- ტექნიკური დაბრკოლებების დასაძლევად მიმართული ზომები;
- საბაზრო დაბრკოლებების დასაძლევად მიმართული ზომები;
- ინსტიტუციონალური, პოლიტიკური და საკანონმდებლო დაბრკოლებების დასაძლევად მიმართული ზომები.

ევროკავშირი მსოფიოში მოწინავე პოზიციას ინარჩუნებს განახლებადი ენერჯორესურსების ათვისების პოლიტიკის და კიოტოს პროტოკოლის დებულებების განხორციელებაში. მთავარი მიზეზები, რომელთა გამოც ევროკავშირი განახლებადი ენერჯის ათვისებას უწყობს ხელს, შემდეგია:

- გარემოს დაცვა, სათბურის ეფექტის მქონე გამონახობის შემცირება (კიოტოს პროტოკოლი), ატომური ენერჯიასთან დაკავშირებული რისკები (ეკოლოგიური);
- ენერჯომომარაგების საიმედოობის გაუმჯობესება, იმპორტზე დამოკიდებულების შემცირება, წიაღისეული და ატომური ენერჯორესურსების ნაკლებობის პრობლემის მოგვარება;
- ეკონომიკური კონკურენტუნარიანობის გაზრდა, სამუშაო ადგილების შექმნა, მოწინავე ბაზრების შექმნა (ლიდერობა ტექნოლოგიებში);

ევროკავშირის პოლიტიკა განახლებადი ენერჯის სფეროში მომდევნო პარაგრაფშია აღწერილი.

3.2. ევროკავშირის პოლიტიკა განახლებადი ენერჯის სფეროში

3.2.1. მშო განვითარება ევროგაერთიანებაში

ამჟამად როგორც ევროკავშირი, ასევე მთელი მსოფიო თავისი ენერჯეტიკული მომავლის ჯზაჯვარედინზე ღვას.

ევროკავშირის 2001/77/EC³ დირექტივის მიხედვით, განახლებადი ენერგორესურსები (RES) შემდეგ არაწიალისეულ ენერგორესურსებს მოიცავს:

- ქარის ენერგია (ხმელეთზე და ზღვაზე);
- მზის ენერგია (ფოტოელემენტები და მზის თბური ენერგია);
- გეოთერმული ენერგია
- ჰიდროენერგია (მცირე და დიდი მასშაბის)
- ტალღის ენერგია
- მოქცევის ენერგია
- ბიომასა
- ბიოგაზი (მათ შორის ნაგავსაყრელიდან და კანალიზაციიდან მიღებული გაზი)

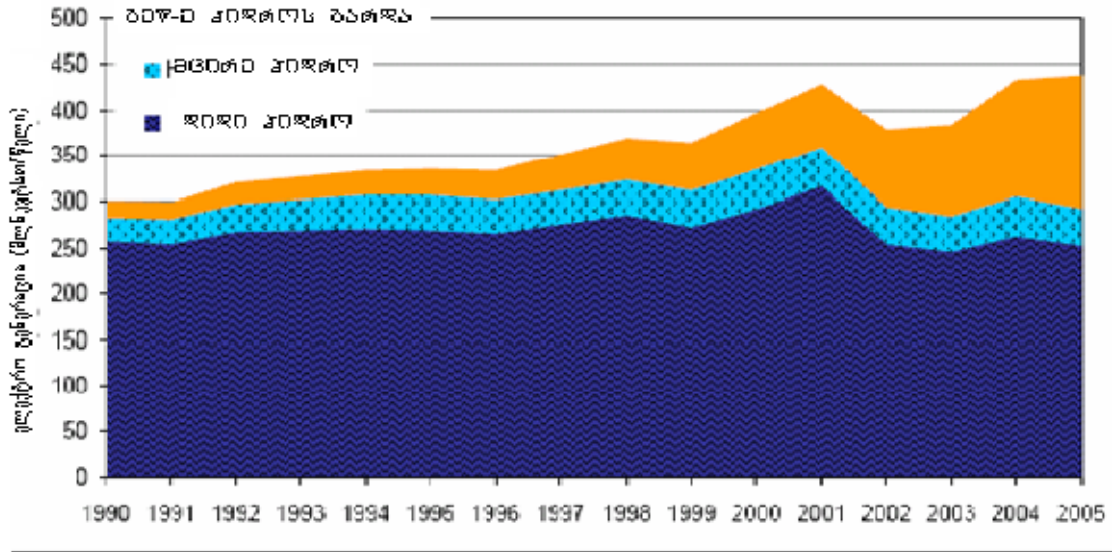
2006 წლის მარტში ევროსაბჭომ ევროკავშირს მოუწოდა ლიდერის როლი ეკისრა განახლებადი ენერგორესურსების ათვისების საქმეში და ევროკომისიას სთხოვა გააანალიზოს თუ როგორ შეიძლება გრძელვადიან პერიოდში განახლებადი ენერგიის ათვისების შემდგომი ხელშეწყობა, მაგალითად 2015 წლისათვის მთლიან მოხმარებაში განახლებადი ენერგიის წილის 15%-მდე გაზრდით. ევროპარლამენტის მიერ ხმების დიდი უმრავლესობით მიღებული გადაწყვეტილების თანახმად 2020 წლისათვის განახლებადი ენერგიის წილი მთლიან ენერგომომხმარებაში 20%-მდე უნდა გაიზარდოს.

“განვითარების მიმართულებების გეგმაში” (“Road Map”), რომელიც “ევროპის ენერგეტიკის სტრატეგიული მიმოხილვის” (“Strategic European Energy Review”) განუყოფელ ნაწილს წარმოადგენს, ევროკავშირში განახლებადი ენერგორესურსების ათვისების გრძელვადიანი ხედვაა ასახული. შემოთავაზებული წინადადების მიხედვით ევროკავშირმა მიზნად უნდა დაისახოს, რომ 2020 წლისათვის საერთო ენერგომომხმარებაში განახლებადი ენერგიის წილი სავალდებულო 20%-მდე გაზარდოს, განახლებადი ენერგორესურსების ათვისება ენერგეტიკული პოლიტიკის ძირითად მიმართულებად აქციოს და გზა გაუკვალოს მათ ევროკავშირის ბაზრებზე. წინადადება აგრეთვე ითვალისწინებს ახალი საკანონმდებლო ბაზის შექმნას ევროკავშირის ქვეყნების მიერ განახლებადი ენერგიის ათვისებისა და მოხმარების ხელშეწყობის მიზნით.

ამ მიზნის მიღწევის შედეგად სათბურის ეფექტის მქონე ძირითადი აირების გამოყოფა შემცირდება, წიალისეული საწვავის წლიური მოხმარება 2020 წლისათვის 250 მილიონ ტონა ნავთობის ექვივალენტზე (მტნე) მეტად შემცირდება (საიდანაც დაახლოებით 200 მტნე იმპორტზე მოდის), დაჩქარდება ახალი ტექნოლოგიებისა და ევროპის მრეწველობის განვითარება. ამ დადებითი შედეგების მისაღწევად 2005-2020 წლებში საჭირო იქნება დამატებითი ხარჯების გაღება, წელიწადში €10-18 მილიარდი ევროს ოდენობით, რაც ენერგორესურსების ფასებზეა დამოკიდებული.

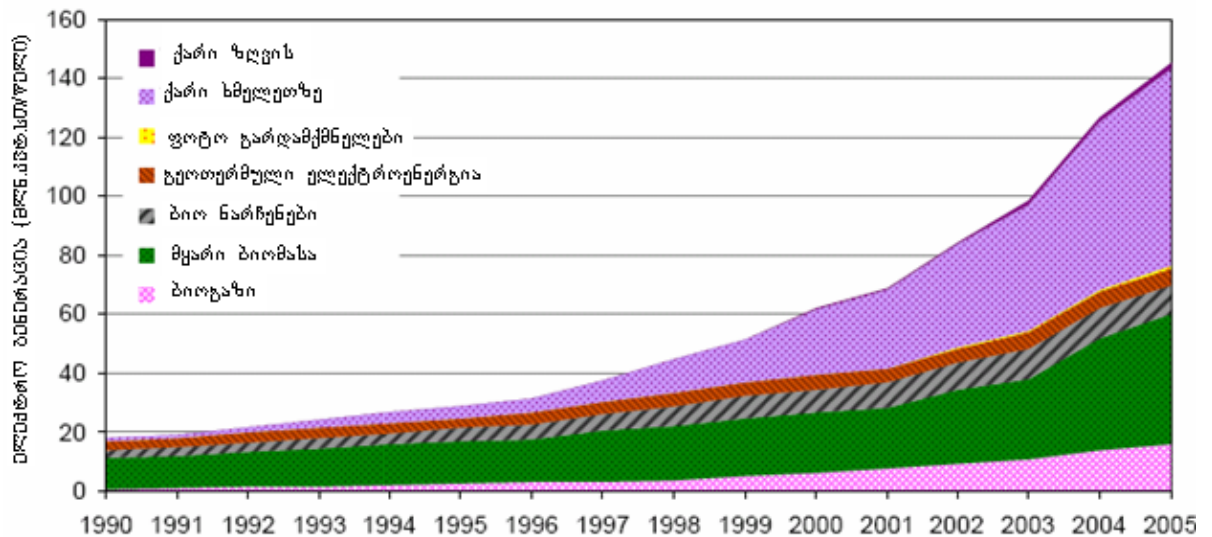
1997 წელს ევროკავშირმა მუშაობა დაიწყო 2010 წლისათვის მთლიან ენერგომომხმარებაში განახლებადი ენერგიის წილის 12%-მდე გასაზრდელად, რაც 1997 წლის მაჩვენებლის გაორმაგებას ნიშნავდა. ქვემოთ მოყვანილ 3.1 გრაფიკზე ნაჩვენებია განახლებადი ენერგიის წყაროებიდან ელექტროენერგიის გენერაციის მონაცემები წლების მიხედვით.

³ The European Parliament and the Council of the European Union 2001, Art. 2



ნახ. 3.1. განახლებადი ენერჯის წყაროებიდან ელექტროენერჯის გენერაცია ევროკავშირის 25 ქვეყანაში, 1990 წლიდან 2005 წლამდე. წყარო: EUROSTAT მონაცემებზე დაყრდნობით. [Eurostat 2006].

ამ ნახ.დან ჩანს, რომ განახლებადი ენერჯის წყაროებიდან წარმოებული ელექტროენერჯის მთლიან მოცულობაში ყველაზე დიდი წილი ჰიდროენერჯის უჭირავს. 1990 წლიდან მოყოლებული ჰიდროსადგურების გენერაციის დონე ძირითადად უცვლელი იყო; ცვალებადობა ნალექების რაოდენობის ცვლილებით იყო გამოწვეული. ამის საპირისპიროდ, ელექტროენერჯის გენერაცია სხვა განახლებადი წყაროებიდან, (როგორცაა მაგალითად ქარი ან ბიომასა) გამუდმებით იზრდებოდა უკანასკნელი წლების მანძილზე, როგორც ამას 3.2. გრაფიკზე ვხედავთ.



ნახ. 3.2. განახლებადი ენერჯის წყაროების ათვისება ევროკავშირის 25 ქვეყანაში, ჰიდროენერჯის გამოკლებით, 1990 წლიდან 2005 წლამდე. წყარო: [Eurostat 2006].

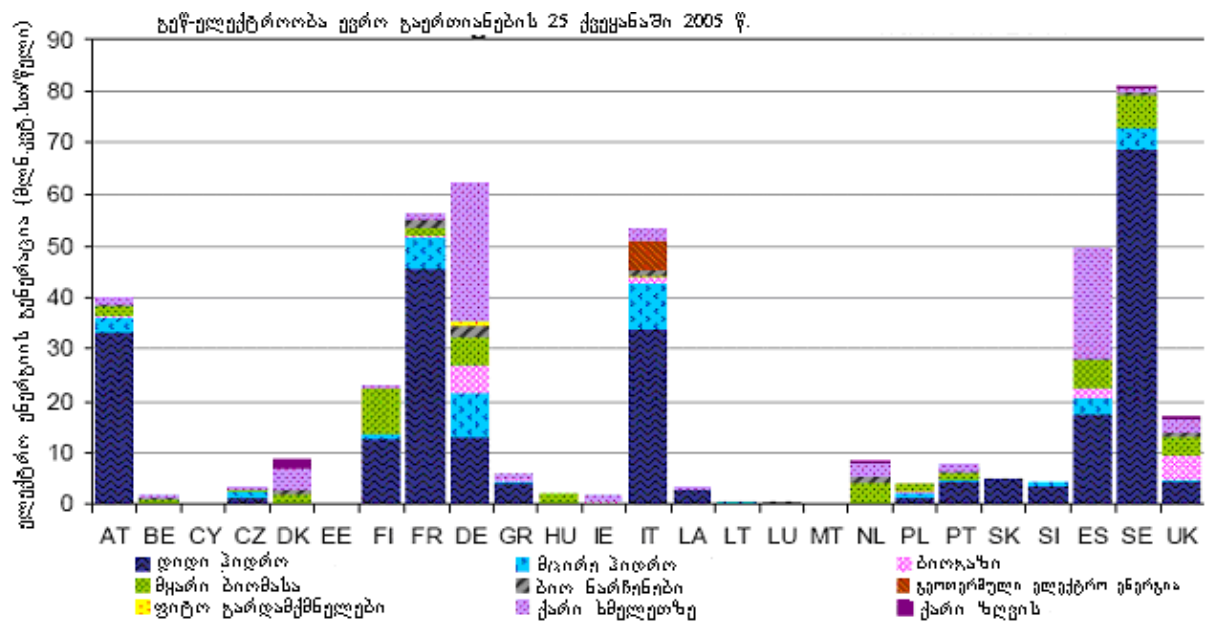
მიუხედავად ამისა, ნაკლებად მოსალოდნელია, რომ ევროკავშირმა 2010 წლისათვის განახლებადი ენერჯორესურსების მოხმარება 10%-ზე ზევით გაზარდოს, თუმცა განახლებადი ენერჯორესურსებიდან ელექტროენერჯის გენერაციის დასახულ ნიშნულს

მანც მიუახლოვდება. განსაკუთრებულ წინსვლას ადვილი ჰქონდა ქარის ენერჯის ათვისებაში. 2010 წლისათვის დაგეგმილი მაჩვენებელი – 40 გვტ უკვე მიღწეულია, დანიშნულ ვადაზე ხუთი წლით ადრე. ბიომასიდან წარმოებული ელექტროენერჯის წილი 2003 წელს 7%-დან 13%-მდე გაიზარდა, ხოლო 2005 წელს - 23%-მდე. 2005 წელს ბიომასიდან მიღებული ენერჯია 70 ტერავატს შეადგენდა, რაც ნიშნავს, რომ გამოიყო 35 მილიონი ტონით (Mt) ნაკლები CO₂ და დაზოგილი წიაღისეული საწვავის ოდენობამ 14.5 მტნე შეადგინა. მიუხედავად ასეთი წინსვლისა, უკანასკნელი პროგნოზის მიხედვით 12% ნიშნული მიღწეული ვერ იქნება.

ამისათვის რამოდენიმე მიზეზი არსებობს. მიუხედავად იმისა, რომ განახლებადი ენერჯის ტექნოლოგიების უმეტესობის ღირებულება მცირდება – ზოგ შემთხვევაში საკმაოდ მნიშვნელოვნადაც – ენერჯობაზრის განვითარების ამჟამინდელ ეტაპზე, მოკლევადიან პერიოდზე გათვლით, განახლებადი ენერჯის გამოყენება ხშირად ყველაზე იაფი ვარიანტი არ არის. კერძოდ, საბაზრო ფასებში გარეშე ხარჯების სისტემატიური გაუთვალისწინებლობა წიაღისწულ საწვავს ეკონომიკურად გაუმართლებელ უპირატესობას აძლევს განახლებადი ენერჯის წყაროებთან შედარებით.

ევროკავშირში მიღწეული პროგრესი არათანაბარია და ზოგიერთი ქვეყნის პოლიტიკა ევროკავშირის მიზნების მიღწევას ვერ უზრუნველყოფდა. ზოგიერთი ქვეყნის პოლიტიკა დაუცველი აღმოჩნდა ცვალებადი პოლიტიკური კონიუნქტურის წინაშე. იმის გამო, რომ ევროკავშირშირის დონეზე განახლებადი ენერჯის წყაროებისათვის დადგენილი ნიშნულის მიღწევა წვერი-ქვეყნებისათვის სავალდებულო არ არის, ტრანსპორტის დარგში განახლებადი ენერჯის წყაროების გამოყენების მარეგულირებელი ბაზა შედარებით სუსტია და გათბობისა და გაგრილების სფეროში მარეგულირებელი კანონების საერთოდ არ არსებობს, პროგრესი ძირითადად რამოდენიმე წვერი სახელმწიფოს ძალისხმევის ხარჯზე იქნა მიღწეული.

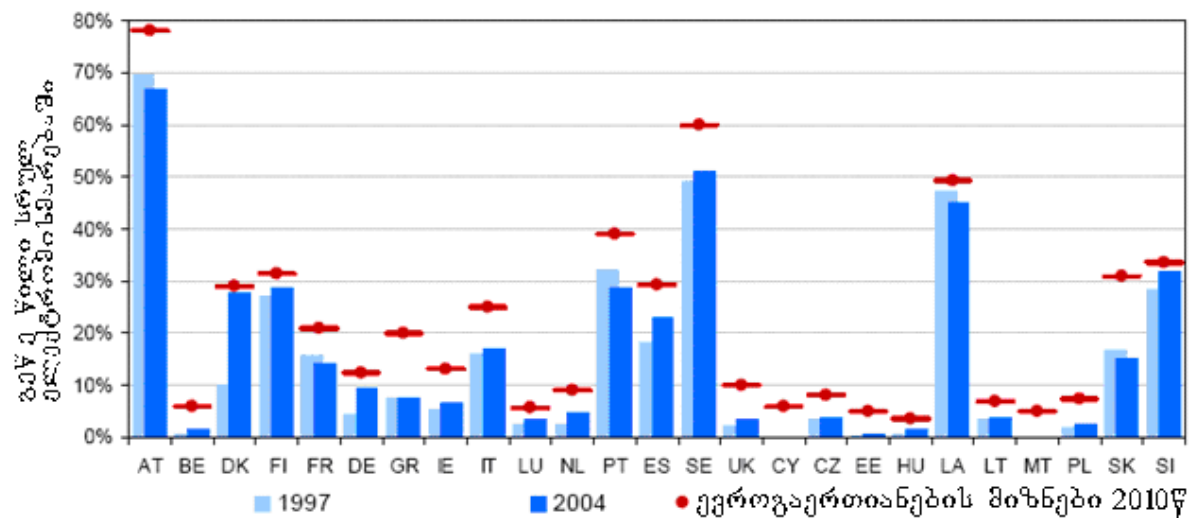
გრაფიკზე 3.3 ნაჩვენებია ევროკავშირის სხვადასხვა წვერი-სახელმწიფოებში განახლებადი ენერჯის წყაროებიდან ელექტროენერჯის გენერაციის მონაცემები.



ნახ. 3.3. 2005 წელს განახლებადი ენერჯის წყაროებიდან ელექტროენერჯის გენერაციის დონე ევროკავშირის 25 წვერი ქვეყანაში. წყარო: Evaluation of different feed-

in tariff design options- Best practice paper for the International Feed-in Cooperation. Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research, Energy Economics Group. 2007. (ამიერიდან მითითებულია როგორც *EDFTDO 2007*)

პოლიტიკური ზომები გულისხმობდა გარკვეული მზნის დასახვას პოლიტიკურ კონტექსტში (მაგ.: განახლებადი ენერჯის მოხმარების 12%-ის მიღწევა 1997 წელს) ან განახლებადი ენერჯის წყაროებიდან ელექტროენერჯის გენერაციის ღირებულების⁴ ჩამოყალიბებას. ევროპარლამენტის და ევროსაბჭოს მიერ 2001 წელს მიღებული საბაზისო დოკუმენტების შედეგად მხოლოდ ელექტროენერჯეტიკის სექტორში მნიშვნელოვან წინსვლას ჰქონდა ადგილი და მიღწეული შედეგები დასახულ მიზნებთან მიახლოებული იქნება (ნახ. 3.4).



ნახ. 3.4. განახლებადი ენერჯის წილი ბაზარზე 1997 და 2004 წლებში და 2010 წლისათვის ევროკავშირის 25 ქვეყნისათვის დასახული მიზანი. წყარო: *EDFTDO 2007*

ელექტროენერჯეტიკის, ბიოსაწვავის, გათბობისა და გაგრილების სფეროში ევროკავშირში დადგენილი სხვადასხვა რეჟიმები ამ სამი სექტორის განვითარებაზე აისახა: თუ ელექტროენერჯეტიკის სექტორში სახეზეა აშკარა წინსვლა, ხოლო ბიოსაწვავის გამოყენების სფეროში ამ ბოლო დროს მნიშვნელოვანი ზრდა დაიწყო, გათბობისა და გაგრილების სფეროში და ზრდის ტემპი ნელია.

კიდევ ერთი განმარტების სახით აუცილებელია აღინიშნოს, რომ ენერგოეფექტურობის ღონე მოსალოდნელზე დაბალი აღმოჩნდა და რომ ამის გამო მთლიანი ენერგომოხმარება მოსალოდნელზე მაღალი იყო. შესაბამისად, 12%-იანი ნიშნულის მისაღწევად განახლებადი ენერჯის წყაროების წვლილი მთლიან ენერგომოხმარებაში (მთლიან გენერაციაში მისი წილისაგან განსხვავებით) გაცილებით უფრო დიდი უნდა ყოფილიყო. “ელექტროენერჯეტიკის შესახებ” ევროკავშირის ღირებულების მიხედვით ყველა წევრმა-სახელმწიფომ დაამტკიცა თავისი მიზანი, რომელსაც განახლებადი ენერჯის წყაროებიდან ელექტროენერჯის გენერაციაში უნდა მიაღწიოს (ნახ. 3.4). თუ ყველა წევრ-სახელმწიფო თავის მიზანს მიაღწევს, 2010 წელს ევროკავშირში მთლიანად მოხმარებული ელექტროენერჯის 21% განახლებადი ენერჯის წყაროებიდან უნდა იყოს მიღებული. ამჟამად არსებული პოლიტიკისა და ძალისხმევის პირობებში, თუ არსებული

⁴ Directive 2001/77/EC on the promotion of electricity produced from renewable sources of energy in the internal market (OJ L 283, 27.10.2001, p. 33).

ტენდენციები უცვლელი დარჩა, 2010 წლისათვის ევროკავშირი სავარაუდოდ 19%-იან მაჩვენებელს მიაღწევს. ამჟამად ცხრა წევრი-სახელმწიფო სრულად ასრულებს თავის ვეგმას, ხოლო ზოგიერთი მათგანი დასახულ მაჩვენებლებს ვადაზე აღრე აღწევს⁵.

სატრანსპორტო სექტორში ბენზინისა და დიზელის შემცვლელი ერთადერთი შესაძლო მასშტაბური ალტერნატივა ბიოსაწვავია. ნავთობპროდუქტების მარაგთან (და შესაბამისად ტრანსპორტთან) დაკავშირებული არასაიმედო სიტუაციის გათვალისწინებით, 2003 წელს ევროკავშირმა მიიღო დირექტივა ბიოსაწვავის შესახებ (2003/30/EC), რომელიც ევროკავშირში ბიოსაწვავის წარმოებისა და მოხმარების მნიშვნელოვან ზრდას ისახავს მიზნად. მას შემდეგ, კომისიამ ბიოსაწვავის სექტორის განვითარების ყოვლისმომცველი სტრატეგია შეიმუშავა⁶.

ამ დირექტივით განისაზღვრა, რომ 2005 წელს ბენზინთან და დიზელთან შეფარდებაში ბიოსაწვავის წილი 2% უნდა იყოს, ხოლო 2010 წელს – 5.75%. საჭიროა გავითვალისწინოთ, რომ 2003 წელს ბიოსაწვავის წილი 0.5% იყო. 2005 წლისათვის წევრი სახელმწიფოების მიერ დასახული ინდიკატიური მიზნები ნაკლებად ამბიციური იყო. მათი შესრულების შემთხვევაში მთელი ევროკავშირის მასშტაბით ბიოსაწვავის წილი 1.4% პროცენტი უნდა ყოფილიყო. თუმცა რეალურად მიღწეული მაჩვენებელი უფრო დაბალი აღმოჩნდა და 1% შეადგინა. სხვადასხვა ქვეყნების მიერ მიღწეული პროგრესი არათანაბარი იყო: 1%-ზე მაღალ მაჩვენებელს მხოლოდ სამმა წევრმა-სახელმწიფომ მიაღწია. ევროკავშირის მთლიანი მოხმარების ორი-მესამედი ერთ წევრ სახელმწიფოზე - გერმანიაზე მოდიოდა.

სიძვირის ფაქტორის გარდა, წინსვლას კიდევ სამი ძირითადი მიზეზი ანელებს. პირველი მიზეზი ისაა, რომ წევრ-სახელმწიფოთა უმეტესობაში დამხმარე სისტემები არ იყო. მეორე მიზეზი: საწვავის მიმწოდებლები ბიოეთანოლის გამოყენებას ერიდებოდნენ (რომელიც ბიოსაწვავის მთლიანი მოხმარების მხოლოდ 20%-ს შეადგენდა), რადგანაც უკვე ჰქონდათ ბენზინი და ბიოეთანოლის ბენზინთან შერევა მდგომარეობას აუარესებს. მესამე მიზეზი: ევროკავშირის კანონმდებლობა, რომელიც ბიოსაწვავის სექტორს არეგულირებს ჯეროვნად განვითარებული არ არის, კერძოდ იმ ასპექტში, რომელიც დასახული მიზნების მისაღწევად წევრი-სახელმწიფოების მიერ ზომების მიღების საჭიროებას ეხება.

2007 წელს წევრ-სახელმწიფოებს 2010 წლისათვის ინდიკატიური მიზნების განსაზღვრა მოეთხოვებოდათ. ზოგიერთმა სახელმწიფომ ეს უკვე შეასრულა. უმეტესობამ დაგეგმილი მიზანი დირექტივაში მითითებული შეფარდების (5.75% წილი) შესაბამისად განსაზღვრა. მიუხედავად ამისა, თუ გავითვალისწინებთ სხვაობას 2005 წლისათვის წევრი-სახელმწიფოების მიერ დაგეგმილ მაჩვენებლებს შორის და იმას, რომ ბევრი მათგანის მაჩვენებლები ამჟამად დაბალია, 2010 წლისათვის დაგეგმილი ნიშნულის მიღწევა ნაკლებად მოსალოდნელია ტრანსპორტის სფეროში ბიოსაწვავის გამოყენებასთან დაკავშირებით ამჟამად არსებული პოლიტიკის მეშვეობით. თუმცა გარკვეულ წინსვლას მაინც ჰქონდა ადგილი, განსაკუთრებით ტრანსპორტის სფეროში ბიოსაწვავის გამოყენების დირექტივის მიღების შემდეგ, მაგრამ ეს საკმარისი არ არის დასახული ღონის მისაღწევად. რაც შეეხება განახლებადი ენერჯის წყაროების გამოყენებას

⁵ დანია, გერმანია, ფინეთი, უნგრეთი, ირლანდია, ლუქსემბურგი, ესპანეთი, შვეცია და ნიდერლანდები.

⁶ An EU Strategy for Biofuels - COM(2006) 34, 8.2.2006

გათბობისა და გაგრილების სფეროში, 90-იანი წლიდან მოყოლებული აქ არავითარ პროგრესს ადგილი არ ჰქონია.

გათბობისა და გაგრილების სფეროს წილი ევროკავშირის მთლიან ენერგომოხმარებაში დაახლოებით 50%-ია. ეს ქმნის რენტაბელურ პოტენციალს განახლებადი ენერჯის წყაროების, განსაკუთრებით ბიომასის, მზის და გეოთერმული ენერჯის გამოყენებისათვის. განახლებადი ენერჯის წყაროების გამოყენებისათვის დადგენილი 12%-იანი ნიშნულის მისაღწევად, ელექტროენერჯეტიკისა და ბიოსაწვავის სფეროში დასახული გეგმების გათვალისწინებით, 2010 წლისათვის გათბობის წვლილმა 80 მტნე უნდა შეადგინოს. მიუხედავად ამისა, იმის გათვალისწინებით, რომ დღეისათვის გათბობისა და გაგრილების მთლიან ენერგომოხმარებაში განახლებადი ენერჯის წყაროების წილი არანაკლებ 10%-ია, არსებული პოტენციალი ჯერჯერობით საკმაოდ აუთვისებელია.

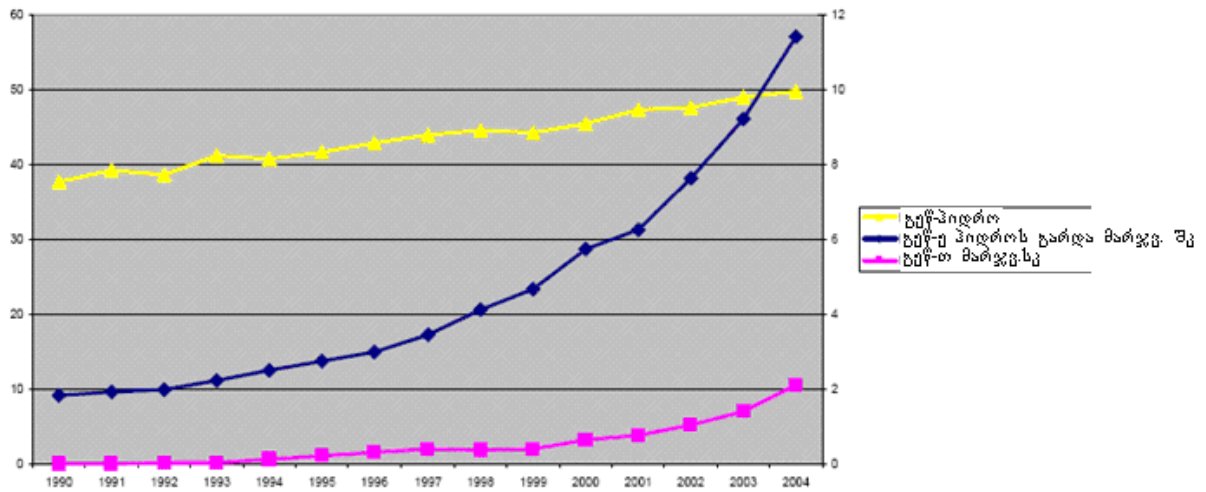
ევროგაერთიანებას ჯერ არ მიუღია ისეთი კანონმდებლობა, რომელიც გათბობისა და გაგრილების სფეროში განახლებადი ენერჯის წყაროების წილის ზრდას შეუწყობს ხელს. მიუხედავად ამისა, განახლებადი ენერჯის წყაროების გამოყენებისათვის 1997 წელს დადგენილი 12% ნიშნული ამკარად გულისხმობდა, რომ გათბობისა და გაგრილების მთლიან ენერგომოხმარებაში განახლებადი ენერჯის წყაროების წილი 1997 წლის 40 მტნე მაჩვენებლიდან 80 მტნე-მდე უნდა გაზრდილიყო 2010 წელს. მაშინ როდესაც “დირექტივა კოგენერაციის შესახებ” (the CHP Directive⁷) და “დირექტივა შენობების ენერგოეფექტურობის შესახებ” გათბობის ეფექტურობის ამაღლებას უწყობენ ხელს, გათბობის მიზნებისათვის განახლებადი ენერჯის წყაროების გამოყენების დონე ნელა იზრდება⁸. განახლებადი ენერჯის წყაროებიდან გათბობისათვის ძირითადად გამოიყენება ბიომასა, რომლის უდიდესი ნაწილი საყოფაცხოვრებო მიზნებისათვის საწვავი შეშის გამოყენებაზე მოდის. ენერგოეფექტური შეშის ღუმელების და ბოილერების ან ბიომასის კოგენერაციის (სამრეწველო მიზნებისათვის) გამოყენება უმნიშვნელოდ გაიზარდა, მიუხედავად გამონაბოლქვის შემცირების პოტენციალისა, რომელიც მათ გააჩნიათ. ევროპის რამდენიმე ქვეყანამ (შვედეთი, უნგრეთი) გარკვეულ წარმატებას მიაღწია გათბობისათვის სხვა ტიპების განახლებადი ენერჯიორესურსების ათვისებაში.

ევროპის ქვეყნებს შორის გეოთერმულ ენერჯიას ყველაზე ფართოდ საფრანგეთი და გერმანია იყენებენ; უნგრეთი და იტალია ლიდერობენ დაბალენერგეტიკული გეოთერმული ტექნოლოგიების სფეროში, შვეციას თბური ტუმბოების ყველაზე დიდი რაოდენობა აქვს. მზის ენერჯია კარგადაა ათვისებული გერმანიაში, საბერძნეთში, ავსტრიაში და კვიპროსზე. ამის შესაბამისად, ევროკავშირის სხვადასხვა ქვეყნების პოლიტიკა და გავრცელებული პრაქტიკასაკმაოდ განსხვავებულია. არ არსებობს ერთიანი კოორდინირებული მიდგომა, ტექნოლოგიების ერთიანი ევროპული ბაზარი და შეთანხმებული ხელშეწყობი მექანიზმები. გათბობისა და გაგრილების სექტორში არსებული ინერციის გამო, იმ შემთხვევაშიც კი როდესაც ზოგიერთი ტექნოლოგია ფასის თვალსაზრისით კონკურენტუნარიანია, წინსვლა საკმაოდ უმნიშვნელოა, რადგანაც არ არსებობს სათანადო პოლიტიკა (დასახული გეგმების ჩათვლით), ადმინისტრაციული ბარიერები დაძლეული არ არის, მომხმარებლებს არ მიეწოდებათ ინფორმაცია ხელმისაწვდომი ტექნოლოგიების შესახებ და გასაღების არხები არაააღქვავს. ყოველივე ამის შედეგად, გათბობის სფერო ვერ უზრუნველყოფს ისეთ დონეს, რომელიც

⁷ Directive 2004/8/EC on the promotion of cogeneration (OJ L52, 21.2.2004, p. 50).

⁸ Directive 2002/91/EC on energy performance of buildings (OJ L1, 4.1.2003, p. 65).

საკმარისი იქნება 2010 წლისათვის განახლებადი ენერჯის წყაროებისათვის დასახული 12%-იანი ნიშნულის მისაღწევად. (ნახ.3.5).



ნახ. 3.5. განახლებადი ენერჯორესურსების წვლილი (ელექტროენერჯია, ტრანსპორტი და გათბობა) 1990 -2004 (მილიონი ტონა ნავთობის ექვივალენტი). წყარო: Commission of the European Communities. Communication from the Commission to the Council and the European Parliament. Renewable Energy Road Map. Renewable energies in the 21st century: building a more sustainable future. Brussels, 10.1.2007. COM (2006) 848 final.

ცხადია, რომ ევროგაერთიანების მიერ განახლებადი ენერჯორესურსების ხელშეწყობის მეთოდი უნდა შეიცვალოს თუ გვინდა, რომ განახლებადი ენერჯის წყაროების დახმარებით “გზა გავიკვლიოთ” ორმაგი მიზნის მისაღწევად, რომელიც ენერჯომომარაგების საიმედოობის გაზრდასა და სათბურის ეფექტის მქონე გამონაბოლქვის შემცირებაში მდგომარეობს. აუცილებელია გაძლიერდეს და გაფართოვდეს ევროკავშირის ამჟამად მოქმედი მარეგულირებელი კანონმდებლობა. განსაკუთრებით მნიშვნელოვანია უზრუნველყოთ, რომ ყველა წევრმა სახელმწიფომ გაატაროს საჭირო ზომები მთლიან ენერჯომომარაგებაში განახლებადი ენერჯის წილის გასაზრდელად. მრეწველობა, წვერი სახელმწიფოები, ევროსაბჭო და ევროპარლამენტი - ყველა ერთობლივად აღიარებს განახლებადი ენერჯორესურსების როლის ზრდის აუცილებლობას.

3.2.2. მპწ პოლიტიკის პრინციპები

შეძენილი გამოცდილების საფუძველზე საჭიროა რამოდენიმე საკვანძო პრინციპის ჩამოყალიბება, რომელზე დაყრდნობითაც განახლებადი ენერჯორესურსების ჩარჩო-პოლიტიკა აიგება. იმის გათვალისწინებით, რომ ევროკავშირის მთლიან ენერჯომომარაგებაში განახლებადი ენერჯის წილი მნიშვნელოვნად უნდა გაიზარდოს, ევროკომისიის აზრით ასეთი ჩარჩო-პოლიტიკა შემდეგ მოთხოვნებს უნდა აკმაყოფილებდეს:

- იგი გრძელვადიან სავალდებულო ნიშნულებზე და სტაბილურ პოლიტიკაზე დაყრდნობით უნდა აიგოს;
- იყოს უფრო მეტად მოქნილი სხვადასხვა სექტორებში მისაღწევი მაჩვენებლების განსაზღვრისას;
- იყოს ყოვლისმომცველი, განსაკუთრებით ითვალისწინებდეს გათბობისა და გავრილების სფეროსაც;

- ითვალისწინებდეს განუწყვეტელ მუშაობას ზედმეტი დამაბრკოლებელი ფაქტორების მოსახსნელად, რომლებიც განაზღვრავს ენერგორესურსების ათვისებას უშლიან ხელს;
- ითვალისწინებდეს ეკოლოგიურ და სოციალურ ასპექტებს;
- უზრუნველყოფდეს რენტაბელურ პოლიტიკას; და
- შეესაბამებოდეს შიდა ენერგობაზარს.

3.2.3. ევროგაერთიანების დასახული ამოცანები

განაზღვრავს ენერგორესურსების ათვისების პოლიტიკა ევროკავშირის საერთო პოლიტიკის ქვაკუთხედაა, რომელიც მიზნად ისახავს შემცირდეს იმპორტირებულ წიაღისეულ საწვავზე დამოკიდებულება და CO₂ –ის გამოყოფა. დაწყებული 90-იანი წლებიდან ევროკავშირმა სხვადასხვა ღონისძიებები განახორციელა განაზღვრავს ენერჯის წყაროების ათვისების ხელშეწყობის მიზნით. ეს იყო როგორც ტექნოლოგიური პროგრამები, ასევე კონკრეტული პოლიტიკური ინიციატივები. პოლიტიკური ზომები გულისხმობს მიზნების განსაზღვრას, როგორცაა მაგალითად 1997 წლისათვის განაზღვრავს ენერგორესურსების ათვისების 12%-იანი ნიშნულის დადგენა, ან კონკრეტული სექტორისათვის სპეციფიკური კანონების მიღებას, როგორცაა მაგალითად ღირებულებები ბიოსაწვავის შესახებ და განაზღვრავს ენერგორესურსებიდან წარმოებული ელექტროენერჯის შესახებ. ასეთ ღირებულებებში აგრეთვე ჩამოყალიბებულია მთელი რიგი ზომები, დასახული მიზნის მიღწევის გასაადვილებლად.

ეკონომიკის ბევრ სექტორში მიზნების განსაზღვრა ხდება დარგში სტაბილურობისა და გარკვეულობის უზრუნველსაყოფად, რაც უფრო საიმედო დაგეგმვის და ინვესტირების საშუალებას იძლევა. ევროპის მასშტაბით ასეთი მიზნების განსაზღვრა სტაბილურობას კიდევ უფრო აძლიერებს: ევროკავშირის პოლიტიკა ზოგადად უფრო გრძელვადიან პერიოდებზეა გათვლილი, რის გამოც მოკლევადიანი ადგილობრივი პოლიტიკური ცვლილებები მის დესტაბილიზაციას ვერ ახდენენ. ეფექტურობის მისაღწევად მიზნები მკაფიოდ ჩამოყალიბებული, მიზანმიმართული და სავალდებულო უნდა იყოს. “განაზღვრავს წყაროების გამოყენების 12%-იანი ნიშნული” კარგი პოლიტიკური მიზანია, მაგრამ იგი საკმარისი არ აღმოჩნდა განაზღვრავს ენერჯის სექტორის განვითარებისათვის.

კომისია დარწმუნებულია, რომ 2020 წლისათვის მთლიან ენერგომომხმარებაში განაზღვრავს ენერგორესურსების წილის 20%-მდე გაზრდა შესაძლებელი და სასურველია. ასეთი წილი სრულ შესაბამისობაში იქნება ევროსაბჭოს და ევროპარლამენტის მიერ ჩამოყალიბებულ ამბიციურ გეგმებთან.

ბიოსაწვავის ათვისებისათვის დასახული მიზანი

სხვა განაზღვრავს ენერგორესურსებთან შედარებით ბიოსაწვავი ყველაზე უფრო ძვირადღირებულია. თუმცა ამჟამად ეს განაზღვრავს ენერჯის ერთადერთი ფორმაა, რომელსაც სატრანსპორტო დარგის წინაშე მდგარი ყველა პრობლემის გადაჭრა შეუძლია, მათ შორის ნავთობპროდუქტებზე თითქმის სრული დამოკიდებულების შემცირება და სათბურის ეფექტის მქონე გამონახობილი აირების შემცირება, რისი მიღწევაც ამ დარგში განსაკუთრებით რთულია. ამის გამო, კომისიამ შემოიღებინა წინადადება, რომ ახალ ჩარჩო-დოკუმენტში ბიოსაწვავის გამოყენების ისეთი მინიმალური ნიშნული იყოს დადგენილი, რომლის შესრულებაც იურიდიულად სავალდებულო იქნება. ამ მომავალი ღონის მკაფიო განსაზღვრა დღესაც საჭიროა, რადგანაც მწარმოებლები მალე

დაიწყებენ იმ მანქანების გამოშვებას, რომლებიც ჩვენს გზებზე 2020 წელს იმოძრავენ და შესაბამის საწვავზე უნდა მუშაობდნენ.

კონსერვატიული შეფასებებით, 2020 წლისათვის ტრანსპორტში ბიოსაწვავის გამოყენების მინიმალური დონე ბენზინისა და დიზელის მთლიანი მოხმარების 10%-ზე უნდა დაფიქსირდეს⁹. ამ მიზნის დაუბრკოლებელი განხორციელებისათვის, კომისიას განზრახული აქვს პარალელურად შემოიტანოს წინადადება “საწვავის ხარისხის შესახებ” დირექტივაში (98/70/EC) შესწორებების შეტანის თაობაზე.

3.2.4. ცალკეული ქვეყნების მიზნები და სამოქმედო გეგმები; პოლიტიკის პრაქტიკული ხორცშესხმა

იმის გამო, რომ განახლებადი ენერგორესურსების ათვისების ხელშემწყობი ღონისძიებები ძირითადად ქვეყნის დონეზე ხორციელდება, აუცილებელია, რომ ევროკავშირის მიერ განსაზღვრული ერთიანი ნიშნული ასახული იყოს ცალკეული ქვეყნების მიერ სავალდებულოდ შესასრულებელ გეგმებში. თითოეული წევრი-სახელმწიფოს წვლილი, რომელიც ევროკავშირის საერთო მიზნის მისაღწევად საჭირო, ამ ქვეყანაში არსებული გარემოებების გათვალისწინებით უნდა განისაზღვროს. წევრ სახელმწიფოებს საშუალება უნდა მიეცეთ ხელი შეუწყონ იმ განახლებადი ენერგორესურსების ათვისებას, რომლებიც ყველაზე მეტად შეესაბამება მათ ადგილობრივ პოტენციალს და პრიორიტეტებს. წევრი სახელმწიფოების მიერ ამ მიზნების მიღწევის ზუსტი გზა ჩამოყალიბებული უნდა იყოს კომისიისათვის წარსადგენ ეროვნულ სამოქმედო გეგმებში. ამ სამოქმედო გეგმებში მოცემული უნდა იყოს დარგების მიხედვით განსაზღვრული გეგმები და მათ მისაღწევად გასატარებელი ღონისძიებები, რომლებიც შეთანხმებულ ერთიან ეროვნულ მიზნებს უნდა შეესაბამებოდნენ; აგრეთვე ნაჩვენებია უნდა იყოს მნიშვნელოვანი პროგრესი, რომელსაც ქვეყანამ მიაღწია 2010 წლისათვის დასახული მიზნის შესრულების გზაზე. ეროვნული გეგმების პრაქტიკული ხორცშესხმისათვის წევრმა სახელმწიფოებმა უნდა განსაზღვრონ საკუთარი კონკრეტული მიზნები ელექტროენერჯისთან, ბიოსაწვავთან, გათბობასთან და გაგრილებასთან მიმართებაში, რომლებიც კომისიამ უნდა დაადასტუროს, რომ საერთო მიზნის მიღწევა უზრუნველყოს.

2007 წელს უნდა დაგეგმილი ერთიანი მიზნის და ბიოსაწვავის გამოყენების მინიმალური ღონის მისაღწევად საჭირო კანონპროექტების შემუშავება, აგრეთვე სამივე სექტორში განახლებადი ენერგორესურსების მოხმარების ზრდისათვის საჭირო დებულებების შემუშავება, მონიტორინგის მექანიზმების ჩათვლით. ამ პროცესმა უნდა უზრუნველყოს ევროკავშირის ერთიანი ამოცანის შესრულება სამართლიანი და ობიექტური გზით და გააძლიეროს არსებული პოლიტიკური და საკანონმდებლო ბაზა.

3.2.5. განახლებადი ენერგორესურსებით ელექტროენერჯის გენერაციის (RES-E) ხელშემწყობი ინსტრუმენტები

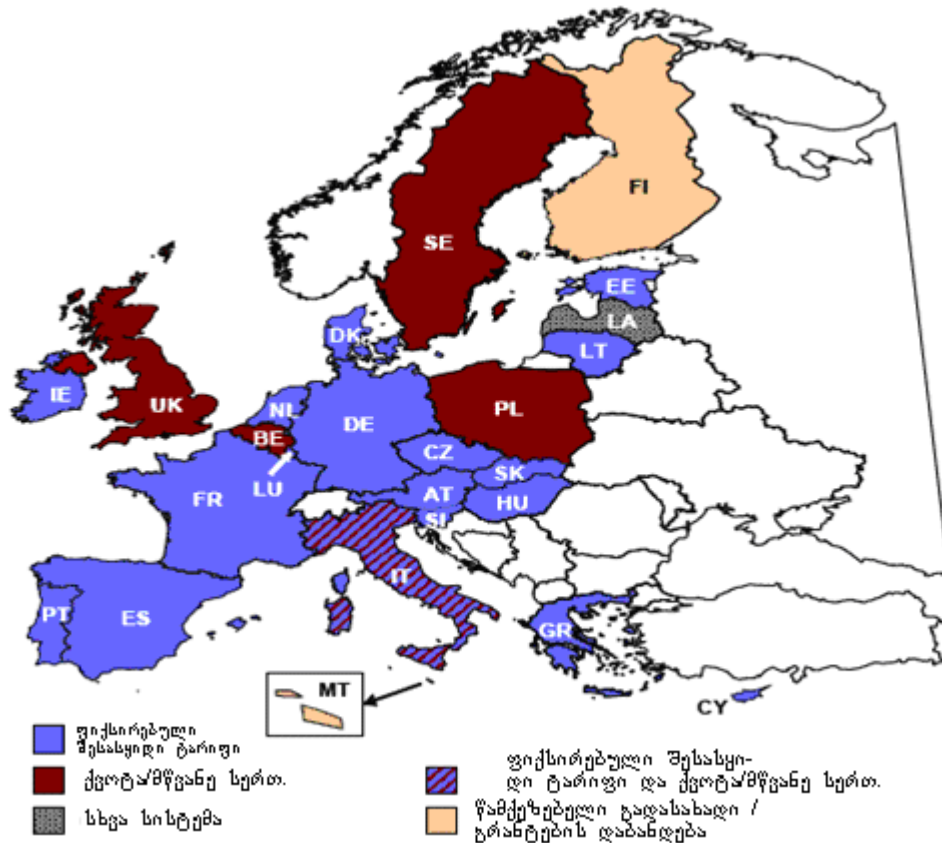
ამჟამად ევროკავშირის ქვეყნებს შორის მიმდინარეობს დისკუსია განახლებადი ენერგორესურსების ათვისების ხელშემწყობის თაობაზე. ეს დისკუსია ორი სისტემის

⁹ The Impact Assessment prepared for the Road Map - SEC(2006) 1719 - and the Commission Staff Working Document accompanying the Biofuels Progress Report - SEC(2006) 1721 – მოცემულია მოსალოდნელი შედეგების ანალიზი ბიოსაწვავის გამოყენების სხვადასხვა დონეების შემთხვევაში. “ხემოქმედების შეფასებაში” დასაბუთებულია 2020 წლისათვის 10%-იანი ნიშნულის დადგენის მიზეზები.

შედარებაზეა ფოკუსირებული. ეს სისტემებია: *ფიქსირებული შესასყიდი ტარიფის სისტემა (FIT)* და *“კვოტების რეგულირების სისტემა”* “მწვანე სერტიფიკატებით” ვაჭრობასთან (TGC) კომბინაციაში. ფიქსირებული შესასყიდი ტარიფის სისტემა საშუალებას იძლევა განახლებადი ენერგორესურსებით გამოძევაებული ელექტროენერგია (RES-E) ფიქსირებული ტარიფით გაიყიდოს დროის გარკვეული პერიოდის მანძილზე. ამის ალტერნატიული ვარიანტია ფიქსირებული შესასყიდი ტარიფის გადახდა დამატებითი თანხის სახით, ელექტროენერგიის საბაზრო ფასის ზემოთ. ამჟამად ევროკავშირის 25 წევრ სახელმწიფოდან 17 ფიქსირებულ შესასყიდ ტარიფს იყენებს როგორც განახლებადი ენერგორესურსებიდან ელექტროენერგიის გენერაციის ხელშეწყობისათვის, და მხოლოდ 1 სახელმწიფო (იტალია) იყენებს ამ მეთოდს PV ენერგორესურსებიდან ელექტროენერგიის გენერაციისათვის

“მწვანე სერტიფიკატების” შესყიდვის საფუძველზე დადგენილი სავალდებულო კვოტების გამოყენება შედარებით ახალი სქემაა, რომელმაც ამ უკანასკნელ წლებში სხვა პოლიტიკური ინსტრუმენტები შეცვალა ბელგიაში, იტალიაში, შვედეთში, დიდ ბრიტანეთში და პოლონეთში. ამ სისტემის მთავარი ელემენტია ელექტრომომარაგების ჯაჭვის რომელიმე კონკრეტული მონაწილე მხარის (მაგ.: მომხმარებლების, მიმწოდებლების ან გენერაციის ობიექტების) ვალდებულება, მოხმარებული ელექტროენერგიის მთლიან მოცულობაში განახლებადი ენერგორესურსებიდან წარმოებული ელექტროენერგიის განსაზღვრული წილი უზრუნველყოს. გარდა დადგენილი კვოტისა, იქმნება განახლებადი წყაროებიდან წარმოებული ენერგიის სერტიფიკატების ბაზარი. გენერაციის ობიექტებს, რომლებიც ენერგიას განახლებადი წყაროებიდან აწარმოებენ, საშუალება ეძლევათ გაყიდონ სერტიფიკატები ბაზარზე, რის შედეგადაც ისინი იღებენ დამატებით ფინანსურ სახსრებს, ბაზარზე ელექტროენერგიის გაყიდვით მიღებული თანხების გარდა.

არსებობს კიდევ სხვა პოლიტიკური ინსტრუმენტები, როგორცაა მაგალითად სატენდერო სქემები. ეს მეთოდი ითვალისწინებს სატენდერო რაუნდის ჩატარებას, რომლის შედეგადაც ფინანსური დახმარება ეძლევათ ყველაზე იაფი გენერაციის მქონე პროექტებს. ევროპის არც ერთ ქვეყანაში ეს პოლიტიკური სქემა უკვე აღარ ღომინირებს. მიუხედავად ამისა, არსებობს ისეთი ინსტრუმენტები, როგორცაა საგადასახადო და საინვესტიციო შეღავათები, რომლებიც ხშირად გამოიყენება დამხმარე ზომების სახით. 3.6 გრაფიკზე მოცემულია ინფორმაცია ამჟამად ევროკავშირში ყველაზე გავრცელებული ხელშემწყობი სქემების შესახებ.



ნახ. 3.6. ამჟამად ევროკავშირის 25 ქვეყანაში განახლებადი ენერგორესურსებიდან ელექტროენერჯის წარმოების ხელშეწყობის სქემები. წყარო: *EDFTDO 2007*

3.2.6 მშპ პოლიტიკის ამჟამად მოქმედი სქემები

განახლებადი ენერგორესურსების ათვისების სტიმულირების ყველაზე ფართოდ გავრცელებული ინსტრუმენტია სუბსიდირება. ზოგადად, სუბსიდიები შეიძლება დაყვით განახლებადი ენერჯის სიმძლავრის და გენერაციის სუბსიდიებად. მხოლოდ დადგენილი სიმძლავრისათვის დაწესებული სუბსიდიები განახლებადი წყაროებიდან წარმოებული ელექტროენერჯის მიწოდების სტიმულირებას ახდენენ, მაგრამ მასზე მოთხოვნილებას არ ზრდიან. უფრო მეტიც, თუ სუბსიდიის თანხა შეზღუდულია, დადგენილი სიმძლავრის სუბსიდიები შეიძლება უსამართლოდ გადანაწილდეს, ხოლო თუ სუბსიდირებული ტექნოლოგია ფართოდაა გავრცელებული, შეიძლება იძულებულნი გავხდეთ სუბსიდირება გავაუქმოთ. წარმოებული ელექტროენერჯის სუბსიდირების დროს ან “მიწოდებული ელექტროენერჯის შესახებ” გერმანიის კანონის მოთხოვნების შესაბამისად, გამანაწილებელი კომპანიები იძულებულნი არიან მიიღონ მათ რეგიონში განახლებადი ენერგორესურსებიდან წარმოებული ელექტროენერჯია და გადაიხადონ მასში დანამატის ტარიფი. ეს მეთოდი ძალიან წარმატებული აღმოჩნდა განახლებადი ენერგორესურსების ათვისების სტიმულირებისათვის. მიუხედავად ამისა გასათვალისწინებელია, რომ საბაზრო პირობებში ასეთი სისტემა არასახარბიელო მდგომარეობაში ჩააყენებს იმ გამანაწილებელ კომპანიებს, რომლებიც განახლებადი ენერგორესურსებით მდიდარ ტერიტორიაზე მუშაობენ. ეს კომპანიები იძულებულნი იქნებიან კონკურენტებთან შედარებით უფრო მეტი დანამატის ტარიფები გადაიხადონ, რადგანაც მათ რაიონში განახლებადი ენერგორესურსებიდან წარმოებული ელექტროენერჯის მოცულობა მეტია. ასეთი მდგომარეობის თავიდან აცილების მიზნით საჭიროა შენუშავდეს გარკვეული საკომპენსაციო მექანიზმი, რომელიც ევროკავშირის მთელ ტერიტორიაზე იმოქმედებს. ამ

მეთოდის კიდევ ერთი ნაკლი ისაა, რომ ინვესტორებს არ ექმნებათ ძლიერი სტიმული შეამცირონ თავიანთი ხარჯები მუშაობის და ეფექტურობის გაუმჯობესების გზით. უფრო მეტიც, მომავალში სუბსიდირება შეიძლება უკანონოდ ჩაითვალოს ევროკავშირის შიგნით გაფორმებული სავაჭრო ხელშეკრულებების საფუძველზე. ყველა მონაწილე მხარეებისათვის თანაბარი შესაძლებლობების მიცემის ერთერთი გზა, რომელიც იმავდროულად ხარჯების შემცირების მექანიზმსაც შეიცავს, არის ინვესტორთა ძალიან შეზღუდული რიცხვის მიერ წარმოებულ ელექტროენერჯიაზე ლიმიტირებული სუბსიდიის დაწესება.

ასეთი ინვესტორები სუბსიდიებს ერთმანეთთან კონკურენციის გზით მოიპოვებენ. ყოველი სატენდერო რაუნდში სუბსიდიეს მისაღებად მხოლოდ ყველაზე რენტაბელური შემოთავაზებები იქნება შერჩეული. ეს სისტემა ამჟამად უმეტესწილად გამოიყენება დიდ ბრიტანეთში და ირლანდიაში (“არა-წიაღისეული საწვავის გამოყენების ვალდებულება” ან NFFO). ეს მეთოდი ძალიან წარმატებული აღმოჩნდა ღირებულების შემცირების თვალსაზრისით, მაგრამ რამოდენიმე სხვა პრობლემას გადააწყდა. სატენდერო სისტემაში მონაწილე პოტენციური ინვესტორები რამოდენიმე გაურკვევლობის წინაშე აღმოჩნდნენ. პირველი: ტენდერში გამარჯვების შანსი შედარებით დაბალია. მეორე: მიუხედავად იმისა, რომ თითოეული გამარჯვებული ინვესტორი პროექტის განსახორციელებლად მინიმუმ 5 წლიან პერიოდს იღებს, ხშირ შემთხვევაში ეს ვადა საკმარისი არ არის დაგეგმვის პრობლემების გამო ან იმიტომ, რომ ადგილობრივი მოსახლეობა განახლებად ენერჯორესურსებზე მომუშავე ელექტროსადგურების (მაგალითად ქარის ელექტროსადგურის) მშენებლობას ეწინააღმდეგება. მესამე: თითოეულ NFFO რაუნდში (ყოველ 2 წელიწადში ერთხელ) გაურკვეველია თანხის რა ნაწილი იქნება გამოყოფილი კონკრეტული განახლებადი ტექნოლოგიებისთვის. გადაწყვეტილების მიმღებმა ექსპერტებმა შეიძლება ძალიან იოლად შეცვალონ პრეფერენცია ბოლო დროის ტენდენციების შესაბამისად. ამ გაურკვევლობების გამო გრძელვადიანი დაგეგმვა შეუძლებელია.

3.27. “მწვანე სერტიფიკატების” სისტემა

“მწვანე სერტიფიკატების” სისტემის ძირითადი პრინციპი ისაა, რომ ხდება განახლებადი ენერჯორესურსებიდან წარმოებული ელექტროენერჯიის სერტიფიცირება. ასეთი სერტიფიკატების შემოღება ორ მიზანს ემსახურება. 1. აღრიცხვის წარმოება – როდესაც შესასრულებელია მთავრობის მიერ დადგენილი ვალდებულებები, ან როდესაც განახლებადი ენერჯიის მომხმარებლებს უნდა დაუმტკიცოთ, რომ გარკვეული მოცულობის ელექტროენერჯია განახლებადი წყაროებიდან იყო წარმოებული. 2. “მწვანე სერტიფიკატები” აიოლებენ “მწვანე სერტიფიკატების ბაზრის” შექმნას, რომელიც ელექტროენერჯიის (როგორც პროდუქტის) ბაზრისაგან დამოუკიდებლად ფუნქციონირებს.

“მწვანე სერტიფიკატების” შექმნა

“მწვანე სერტიფიკატებს” ელექტროენერჯიის მწარმოებლები ქმნიან. გენერაციის კომპანიები სერტიფიკატებს იღებენ განახლებადი წყაროებიდან წარმოებული და ქსელში მიწოდებული ელექტროენერჯიის წინასწარ განსაზღვრულ ერთეულში. ელექტროენერჯიის მომხმარებლებს ეძლევათ გეგმა, თუ როგორი უნდა იყოს განახლებადი წყაროებიდან წარმოებული ელექტროენერჯიის წილი მათ მთლიან მოხმარებაში. იმის დასამტკიცებლად, რომ ისინი ამ გეგმებს ასრულებენ, მომხმარებლებმა დროის გარკვეულ მომენტში უნდა წარმოადგინონ აღნიშნული სერტიფიკატები. ვალდებულების შეუსრულებლობის

შემთხვევაში მომხმარებლები ჯარიმდებიან. ამის გამო, მათ ექმნებათ სტიმული შეიძინონ მწარმოებლებისაგან სერტიფიკატები და ეს სერტიფიკატები ფასეული ხდება. სავარაუდოდ, გენერაციის ობიექტებს შორის არსებულმა კონკურენციამ და “მწვანე სერტიფიკატების” რიცხვის ზრდამ განახლებადი ენერგორესურსებიდან წარმოებული ელექტროენერჯის ფასი უნდა შეამციროს. ამ თვალსაზრისით, “მწვანე სერტიფიკატების” სისტემა რენტაბელურად მეთოდად ითვლება განახლებადი ენერგორესურსების ათვისების დასახული დონის მისაღწევად.

“მწვანე სერტიფიკატების” ბაზარი

დასახული გეგმების შესასრულებლად მომხმარებლები “მწვანე სერტიფიკატებში” გარკვეულ თანხას იხდიან. მათი ფასი დამოკიდებულია ბაზარზე, ე.ი. მოთხოვნილებასა (რომელიც დადგენილი ნიშნულითაა ფიქსირებული) და მიწოდებაზე. თუ “მწვანე სერტიფიკატების” რაოდენობა მცირეა, ფასი მაღალი იქნება, რაც განახლებადი ენერჯის წარმოების სტიმულს მისცემს გენერაციის ახალ ობიექტებს. უფრო მეტიც, თეორიულად, განახლებადი ენერჯის მიწოდება ეფექტურად მოხდება, რადგანაც სერტიფიკატების გაყიდვის დროს უპირატესობა ექნებათ გენერაციის იმ ობიექტებს, რომელთა პროდუქციის ფასიც ყველაზე დაბალი იქნება.

“მწვანე სერტიფიკატების” კვოტების მოდელის მიხედვით, გამანაწილებელი კომპანიები ან კომუნალური მომსახურების კომპანიები ვალდებული არიან იყიდონ განახლებადი ენერგორესურსებიდან წარმოებული ელექტროენერჯია. ამრიგად, ანგარისშწორების დღეს, კომუნალური მომსახურების კომპანიებმა შესაბამისი რაოდენობის “მწვანე სერტიფიკატები” უნდა წარმოადგინონ. “მწვანე სერტიფიკატების” ყიდვის ხარჯები შეიძლება ელექტროენერჯის მომხმარებელთა ხარჯზე დაიფაროს, მთლიანი ტარიფის გაზრდის გზით.

ფუნქციები და პრობლემები “მწვანე სერტიფიკატების” სისტემის გამოყენების დროს

“მწვანე სერტიფიკატების” სისტემის გამოყენებისას შეიძლება გამოვარჩიოთ ექვსი სხვადასხვა ფუნქცია:

1. სერტიფიკატების გამოშვება
2. გამოშვების პროცესის დამოწმება
3. სერტიფიკატებისა და ვაჭრობის რეგისტრაცია
4. გაცვლის ბაზარი
5. სერტიფიკატების ბანკინგი
6. სერტიფიკატების ამოღება ბრუნვიდან

“მწვანე სერტიფიკატების” გამოშვება ხდება იმ მომენტში, როდესაც ეკოლოგიურად სუფთა ელექტროენერჯის კილოვატსაათები აღირიცხება მრიცხველზე. სერტიფიკატების ბრუნვიდან ამოღება ხდება იმ მომენტში, როდესაც მომხმარებელი ამ სერტიფიკატებს სახელმწიფო სარეგისტრაციო ორგანოში წარადგენს. სერტიფიკატების ბრუნვიდან ამოღება აგრეთვე ხდება მათი ვადის ამოწურვის შემდეგ. “მწვანე სერტიფიკატების” გამოშვების შემდეგ, მათი ბრუნვიდან ამოღების თარიღამდე, ხდება ამ სერტიფიკატების აღრიცხვა და ყიდვა-გაყიდვა. “მწვანე სერტიფიკატების” აღრიცხვა და ყიდვა-გაყიდვა შეიძლება მოხდეს არა მხოლოდ ამ სერტიფიკატების მფლობელის მიერ, არამედ “ბანკის” მიერაც, მაგალითად ენერგეტიკული საწარმოს ან მწარმოებელთა ასოციაციის მიერ. რაც შეეხება “მწვანე სერტიფიკატების” ყიდვა-გაყიდვის ორგანიზაციას, სერტიფიკატების

ბირჟა შეიძლება გაერთიანდეს რომელიმე სხვა ბირჟასთან მაგ.: ელექტროენერჯის ბირჟასთან. ყველა ასეთი ღონისძიება სათანადო რეგისტრაციას და დადასტურებას საჭიროებს.

გარდა ამ ინსტიტუციონალური ფუნქციებისა, არის სხვა საკითხებიც, რომელთა განსაზღვრაც აუცილებელია “მწვანე სერტიფიკატების” სისტემის სათანადო მუშაობისათვის. ესენია:

- განახლებადი ენერჯის წყაროები
- ვალდებულების პერიოდი
- ჯარიმა, მიზნის შეუსრულებლობისათვის
- ვალდებულების შესრულების ადგილი

3.2.8. ფიქსირებული შესასყიდი ტარიფის სტრუქტურები

ევროკავშირის წევრი 25 ქვეყნიდან უმრავლესობა სხვადასხვა ფიქსირებული შესასყიდი ტარიფის სტრუქტურას იყენებს. არსებული განსხვავებები სხვადასხვა ტიპისაა, დაწყებული შესყიდვის ვალდებულების არსებობა/არარსებობით, და დამთავრებული ტარიფის ღონის დადგენის და შესწორების მეთოდოლოგიებით. ერთი ტექნოლოგიის ფარგლებში გენერაციის სხვადასხვა ხარჯების გასათვალისწინებლად მკაფიო კონცეფციებია ჩამოყალიბებული (როგორცაა მაგ.: საფეხურებრივი ტარიფი). ზოგიერთი წევრი სახელმწიფო დადგენილი ტარიფის მეთოდს იყენებს, რომ გათვალისწინებული იყოს ტექნოლოგიური ცოდნის დახვეწა და თავიდან იქნას აცილებული ჭარბი კომპენსაცია. 3.3 ცხრილში ნაჩვენებია სხვადასხვა სატარიფო სტრუქტურები, რომლებიც ევროკავშირის წევრი ქვეყნების მიერ გამოიყენება.

ქვეყანა	შესყიდვის ვალდებულება	საფეხურებრივი ტარიფი	ტარიფის შემცირება	დანამატის ოფცია	ტვირთის თანაბარი განაწილება	საპროგნოზო ვალდებულება
ავსტრია	X	X	-	-	X ¹⁾	-
კვიპროსი	X	X	-	-	X	-
ჩეხეთი	X(ფიქსირებულ ტარიფად)	X	-	X	X	-
დანია	X(გარდა ქარისა ხმელეთზე)	X	-	X(ქარი)	X ¹⁾	-
ესტონეთი	X(ქსელური კარგების)	-	-	X(ახალი კანონპროექტი)	X	X(ახალი კანონპროექტი)
საფრანგეთი	X	X	X(ქარი)	-	X	-
გერმანია	X	X	X	-	X ¹⁾	-
საბერძნეთი	X	X	-	-	X	-
უნგრეთი	X	-	-	-	X	-
ირლანდია	X	X	-	-	X	-
იტალია	X	X	X PV	-	X	-
ლიტვა	X	-	-	-	X	-
ლუქსემბურგი	X	X	-	-	X	-
ნიდერლანდები	-	X	-	x	²⁾	-
პორტუგალია	X	X	-	-	X	-
სლოვაკია	X(ქსელური	X	-	-	X	-

	კარგების)					
სლოვენია	X(ფიქსირებული ტარიფით)	X	-	X	X	X
ესპანეთი	X(ფიქსირებული ტარიფით)	X	-	X	X	X

1)ავსტრია, დანია და გერმანია იყენებენ ტვირთის თანაბარი განაწილებას ელექტროინტენსიური ინდუსტრიის წახალისებით.

2)ნიდერლანდებში ყველა ელექტროენერჯის მომხმარებელი ერთნაირ თანხას იხდის გეწ-ე მხარდასაჭერად, მიუხედავად მათი მოხმარების დონისა.

3)ნიდერლანდებში ფიქსირებული შესასყიდი ტარიფის გადახდა ხდება გეწ სადგურებზე, რომლებმაც მოთხოვნა წარადგინეს 2006წ 18 აგვისტოს შემდეგ.

ცხრილი 3.3. ევროკავშირის წევრი ქვეყნების ფიქსირებული შესასყიდი ტარიფების სტრუქტურები. წყარო: *EDFTDO 2007*

ფიქსირებული შესასყიდი ტარიფის სტრუქტურის ზოგადი პირობები

ხელშეწყობის დონის განსაზღვრა

ფიქსირებული შესასყიდი ტარიფის სტრუქტურის ერთერთი ყველაზე მნიშვნელოვანი ასპექტია ტარიფის დონის და ხელშეწყობის პერიოდის განსაზღვრა. ერთერთი ვარიანტია, რომ ტარიფის დონე განისაზღვროს განახლებადი ენერჯის წყაროებიდან ელექტროენერჯის გენერაციის ხარჯების საფუძველზე. ამის ალტერნატიული ვარიანტია, რომ ხელშეწყობის დონე განისაზღვროს თავიდან აცილებული გარეშე ხარჯების საფუძველზე, რომლებიც განახლებადი ენერჯის წყაროებიდან ელექტროენერჯის წარმოების შედეგად დაიხზოვა. ეს ორი კონცეფცია ქვემოთ იქნება განმარტებული.

3.2.9. გენერაციის ხარჯების საფუძველზე განსაზღვრული ტარიფები

ვინაიდან სხვადასხვა ტექნოლოგიების შემთხვევაში ელექტროენერჯის წარმოების ხარჯები განსხვავებულია, ტარიფის სტრუქტურა უნდა ასახავდეს გარკვეული ტექნოლოგიის სპეციფიკური ტარიფის დონეს. ქვემოთ ჩამოთვლილი გარემოებები ზემოქმედებას ახდენენ ელექტროენერჯის გენერაციის ღირებულებაზე და ამრიგად მხედველობაში უნდა იყოს მიღებული ტარიფის დონის განსაზღვრისას.

- საწარმოში ჩასაღები ინვესტიციები;
- პროექტთან დაკავშირებული სხვა ხარჯები, მაგ.: ლიცენზირების პროცედურების ხარჯები;
- საოპერაციო და ტექმომსახურების ხარჯები;
- საწვავის ხარჯები (ბიომასის და ბიოგაზის შემთხვევაში);
- ინფლაცია;
- ინვესტირებულ კაპიტალზე გადახდილი პროცენტები;
- მოგების მარჟა ინვესტორებისათვის.

ანაზღაურების თანხა შეიძლება დაფიქსირდეს ელექტროენერჯის გენერაციის საპროგნოზო მაჩვენებლისა და გენერაციის სადგურის სავარაუდო საექსპლუატაციო ვადის გათვალისწინებით. ევროკავშირის ქვეყნების უმეტესობა რომელიც ფიქსირებულ შესასყიდ ტარიფებს იყენებს, ტარიფის დონის დასადგენად ელექტროენერჯის გენერაციის ხარჯებს ეყრდნობა.

დაზოგილი გარეშე ხარჯების გათვალისწინება ტარიფის დონის განსაზღვრის დროს

გარდა ელექტროენერჯის გენერაციის ხარჯებისა, ანაზღაურების თანხის განსაზღვრისას შეიძლება გათვალისწინებული იყოს სხვა ხარჯებიც, როგორცაა მაგალითად დაზოგილი გარეშე ხარჯები. გარეშე ხარჯები წარმოიქმნება “როდესაც ადამიანთა ერთი ჯგუფის სოციალური ან ეკონომიკური საქმიანობა ზემოქმედებას ახდენს მეორე ჯგუფზე და როდესაც ეს ზემოქმედება სრულად აღრიცხული ან კომპენსირებულია პირველი ჯგუფის მიერ.”¹⁰

სხვა ხარჯებთან ერთად, ელექტროენერჯის გენერაციის შემთხვევაში შესაძლებელია გავითვალისწინოთ შემდეგი გარეშე ხარჯები:

- კლიმატური ცვლილებები;
- ჰაერის დაბინძურებით გამოწვეული დაავადებები;
- სასოფლო-სამეურნეო მოსავლის დანაკარგი;
- მატერიალური ზარალი;
- ენერგორესურსების მარაგის საიმედოობა

გარდა გარეშე ხარჯებისა, გათვალისწინებული შეიძლება იყოს ის ხარჯები, რომლებსაც ადგილი ექნებოდა განახლებად ენერგორესურსებზე მომუშავე ელექტროსადგურების არარსებობის შემთხვევაში, თუ ელექტროენერჯიას ტრადიციული ელექტროსადგურები გამოიმუშავებდნენ.

პორტუგალიის მაგალითი

პორტუგალიაში განახლებად ენერგორესურსებზე მომუშავე ელექტროსადგურები იღებენ ყოველთვიურ ანაზღაურებას, რომელიც სპეციალური ფორმულის საფუძველზე იანგარიშება. ამ ფორმულის ელემენტები სხვადასხვა ფაქტორებს ასახავენ, რომლებიც ზემოქმედებას ახდენენ განახლებად ენერგორესურსებზე მომუშავე ელექტროსადგურების მუშაობის შედეგად დაზოგილ ხარჯებზე. ფორმულაში გათვალისწინებულია შემდეგი ფაქტორები:

- გენერაციის სიმძლავრეში შეტანილი ფიქსირებული წვლილი, რომელიც ასახავს ტრადიციულ ელექტროსადგურებში ჩასადებ ინვესტიციებს, რომელთა აშენებაც საჭირო გახდებოდა განახლებად ენერგორესურსებზე მომუშავე ელექტროსადგურის არარსებობის შემთხვევაში;
- ცვლადი წვლილი გამოიმუშაველ ელექტროენერჯიაში (კვტ.სთ), რომელიც შეესაბამება ამ ჰიპოტეტიური ტრადიციული ელექტროსადგურების მიერ ელექტროენერჯის გამოიმუშავების ხარჯებს;
- ეკოლოგიური შედეგები, CO₂ გამონაბოლქვთან დაკავშირებით დაზოგილ ხარჯებს, რომლებიც თავიდან იქნა აცილებული განახლებად ენერგორესურსებით ელექტროენერჯის გენერაციის შედეგად. ეს მაჩვენებელი მრავლდება კონკრეტული ტექნოლოგიისათვის განსაზღვრულ კოეფიციენტზე;
- დღის და ღამის საათებში წარმოებული ელექტროენერჯის განსხვავებული ტარიფები;
- ინფლაციის გასათვალისწინებელი შესწორება;
- ქსელში ელექტროენერჯის დანაკარგების შემცირება განახლებად ენერგორესურსებზე მომუშავე ელექტროსადგურის გენერაციის შედეგად.

¹⁰ European Commission 2003, p. 5.

3.2.10 ტარიფის ღონის დადგენის კონცეფციების შეფასება

წარსულმა გამოცდილებამ გვიჩვენა, რომ ხელშეწყობის ღონე და ხანგრძლიობა, აგრეთვე ინვესტიციების საიმედოობა, გადამწყვეტ როლს ასრულებს ინვესტორების მოზიდვასა და განახლებადი ენერგორესურსებით ელექტროენერჯის გენერაციის სტიმულირებისათვის. ვინაიდან განახლებადი ენერგორესურსებიდან ელექტროენერჯის გენერაციის სხვადასხვა ტექნოლოგიების შემთხვევაში გენერაციის ხარჯები განსხვავებულია, აუცილებელია, რომ მათთვის დადგენილი ტარიფებიც განსხვავებული იყოს, თუ გვინდა, რომ ფიქსირებულმა შესასყიდმა ტარიფმა წარმატებით იმუშაოს. კომპენსაციამ ელექტროენერჯის გენერაციის ხარჯები უნდა დაფაროს და მოგების გონივრული მარჟის არსებობა უზრუნველყოს. მეორეს მხრივ, განახლებადი ენერგორესურსებიდან ელექტროენერჯის გენერაციის ხელშეწყობის ხარჯები ვილაცამ უნდა დაფაროს. ჩვეულებრივ ეს ხარჯები შედის ელექტროენერჯის ფასში და ამგვარად საბოლოო მომხმარებლების გადასახდელია.

მაღალი ფიქსირებული შესასყიდი ტარიფი ხელსაყრელია ინვესტორებისათვის, მაგრამ უფრო მძიმე ტვირთია საზოგადოებისათვის (მაგ.: ელექტროენერჯის მომხმარებლებისათვის).

ევროკავშირის ქვეყნების უმეტესობა, რომელიც ფიქსირებული შესასყიდი ტარიფების მეთოდს იყენებს, ამ ტარიფების ღონეებს სპეციფიკური ტექნოლოგიების გათვალისწინებით განსაზღვრავს. 3.4 ცხრილში ნაჩვენებია ანაზღაურების ღონეები ევროკავშირის ქვეყნებში, განახლებადი გარანტირებული ხელშეწყობის მთელი პერიოდის მანძილზე.

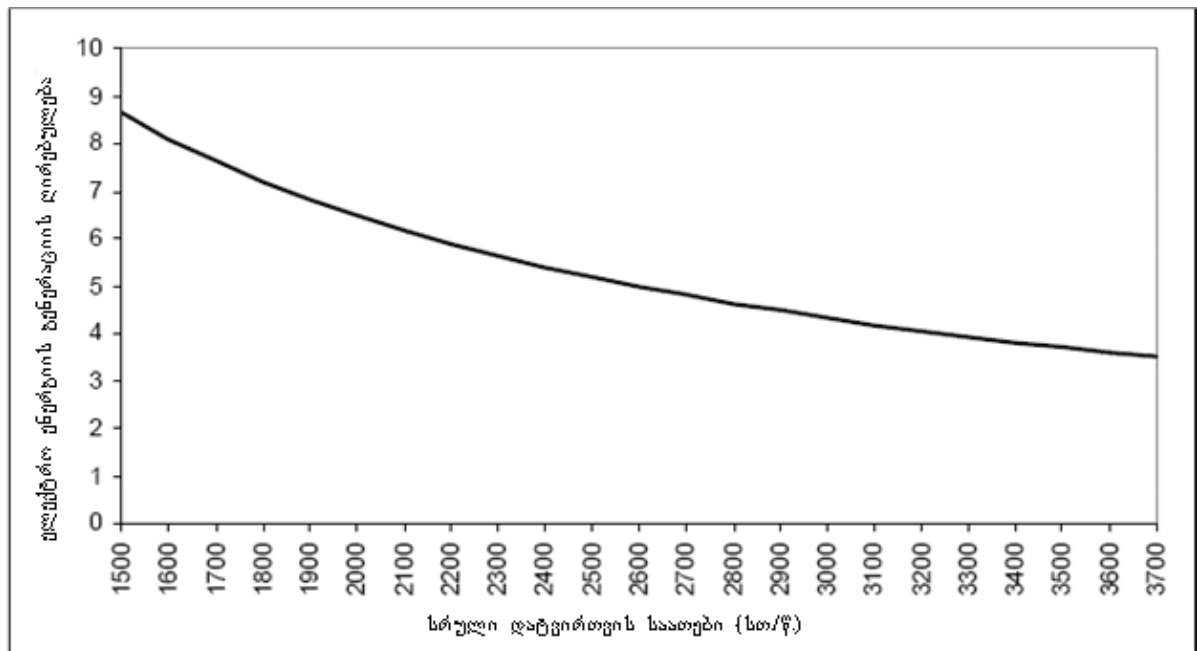
		Tariff level in 2006 [€ Cents/kWh] and duration of support for different technologies ¹⁾						
ქვეყანა		მცირე პილართ	ქარი სმუ-დღეთზე	ქარი ზღვის	მყარი ბიომასა	ბიოგაზი	ფირი გარდ.	გეოთერმული
ავსტრია		3.8 - 6.3 13 წელი	7.8 13 წელი	-	10.2 - 16.0 13 წელი	3.0 - 16.5 13 წელი	47.0 - 60.0 13 წელი	7 0 13 წელი
კვიპროსი		6.5 შეუზღუდა	9.5 15 წელი	9.5 15 წელი	6.5 შეუზღუდა	6.5 შეუზღუდა	21.1 - 39.3 15 წელი	-
ჩეხეთი	ფიქსირ.	8.1 15 წელი	8.5 15 წელი	-	7.9 - 10.1 15 წელი	7.7 - 10.3 15 წელი	45.5 15 წელი	15.5 15 წელი
	დანამატ.	10.5 15 წელი	12.5 15 წელი	-	10.0 - 12.0 15 წელი	9.9 - 12.5 15 წელი	49.0 15 წელი	18.0 15 წელი
დანია		-	7.2 20 წელი	-	8.0 20 წელი	8.0 20 წელი	8.0 20 წელი	6.9 20 წელი
ესტონეთი		5.2 7 წელი	5.2 12 წელი	5.2 12 წელი	5.2 7 წელი	5.2 12 წელი	5.2 12 წელი	5.2 12 წელი
საფრანგეთი		5.5 - 7.6 20 წელი	8.2 15 წელი	13.0 20 წელი	4.9 - 6.1 15 წელი	4.5 - 14.0 15 წელი	30.0 - 55.0 20 წელი	12.0 - 15.0 15 წელი
გერმანია		6.7 - 9.7 30 წელი	8.4 20 წელი	9.1 20 წელი	3.8 - 21.2 20 წელი	6.5 - 21.2 ²⁾ 20 წელი	40.6 - 56.8 20 წელი	7.2 - 15.0 20 წელი
საბერძნეთი		7.3 - 8.5 12 წელი	7.3 - 8.5 12 წელი	9.0 12 წელი	7.3 - 8.5 12 წელი	7.3 - 8.5 12 წელი	40.0 - 50.0 12 წელი	7.3 - 8.5 12 წელი
უნგრეთი		9.4 შეუზღუდა	9.4 შეუზღუდა	-	9.4 შეუზღუდა	9.4 შეუზღუდა	9.4 შეუზღუდა	9.4 შეუზღუდა
ირლანდია		7.2 15 წელი	5.7 - 5.9 15 წელი	5.7 - 5.9 15 წელი	7.2 15 წელი	7.0 - 7.2 15 წელი	-	-
იტალია		-	-	-	-	-	44.5 - 49.0 20 წელი	-
ლიტვა		5.8 10 წელი	6.4 10 წელი	6.4 10 წელი	5.8 10 წელი	5.8 10 წელი	-	-
ლუქსემბურგი		7.9 - 10.3 10 წელი	7.9 - 10.3 10 წელი	-	10.4 - 12.8 10 წელი	10.4 - 12.8 10 წელი	28.0 - 56.0 10 წელი	-
ნიდერლანდები		14.7 10 წელი	12.7 10 წელი	14.7 10 წელი	12.0 - 14.7 10 წელი	7.1 - 14.7 10 წელი	14.7 10 წელი	-
პორტუგალია		7.5 15 წელი	7.4 15 წელი	7.4 15 წელი	11.0 15 წელი	10.2 15 წელი	31 - 45 15 წელი	-
სლოვაკია		6.1 1 წელი	7.4 1 წელი	-	7.2 - 8.0 1 წელი	6.6 1 წელი	21.2 1 წელი	9.3 1 წელი
სლოვენია	ფიქსირ.	6.0 - 6.2 10 წელი	5.9 - 6.1 10 წელი	-	6.8 - 7.0 10 წელი	5.0 - 12.1 10 წელი	6.5 - 37.5 10 წელი	5.9 10 წელი
	დანამატ.	8.2 - 8.4 10 წელი	8.1 - 8.3 10 წელი	-	9.0 - 9.2 10 წელი	6.7 - 14.3 10 წელი	8.7 - 39.7 10 წელი	8.1 10 წელი
ესპანეთი	ფიქსირ.	6.1 - 6.9 შეუზღუდა	6.9 შეუზღუდა	6.9 შეუზღუდა	6.1 - 6.9 შეუზღუდა	6.1 - 6.9 შეუზღუდა	23.0 - 44.0 შეუზღუდა	6.9 შეუზღუდა
	დანამატ.	8.6 - 9.4 შეუზღუდა	9.4 შეუზღუდა	9.4 შეუზღუდა	8.6 - 9.4 შეუზღუდა	9.4 შეუზღუდა	25.5 შეუზღუდა	9.4 შეუზღუდა

ცხრილი 3.4. განახლებად ენერგორესურსებზე მოძუშავე ელექტროსადგურების ხელშეწყობის დონე და ხანგრძლიობა 2006 წელს.
წყარო: EDFTDO 2007

საფეხურეობრივი ტარიფის სტრუქტურები

როგორც უკვე აღინიშნა, ევროკავშირის ქვეყნების უმეტესობა განახლებადი ენერგორესურსებით ელექტროენერჯის წარმოების სხვადასხვა ტექნოლოგიებთან მიმართებაში სხვადასხვა ტარიფებს იყენებს, რაც გენერაციის ხარჯების სათანადო ასახვის მიზნით კეთდება. მიუხედავად ამისა, ელექტროენერჯის გენერაციის ხარჯები შეიძლება განსხვავდებოდეს ერთი და იგივე ტექნოლოგიის შემთხვევაშიც, რაც დამოკიდებულია ელექტროსადგურის სიდიდზე, საწვავის ტიპზე ან სხვადასხვა ობიექტზე არსებულ განსხვავებულ პირობებზე, როგორცაა მაგალითად ქარის დებიტი ან

მზის რადიაცია. ქარის ელექტროსადგურების მიერ ელექტროენერჯის გენერაციის ღირებულებაზე განსაკუთრებით მნიშვნელოვან ზემოქმედებას ახდენს ქარის დებიტი. ეს ნათლად ჩანს 3.7 გრაფიკზე.



ნახ. 3.7 ქარის ენერჯის გამოყენებით ელექტროენერჯის გენერაციის ღირებულება გერმანიაში¹¹

წყარო: EDFTDO 2007

განახლებადი წყაროებიდან ელექტროენერჯის გენერაციის ერთი და იგივე ტექნოლოგიის (RES-E ტექნოლოგიის) შიგნით არსებული ასეთი განსხვავებული ხარჯების გათვალისწინების შესაძლო მეთოდია საფეხურებრივი ტარიფის გამოყენება. იგი გულისხმობს სხვადასხვა კომპენსაციის გადახდას ერთი და იგივე RES-E ტექნოლოგიის გზით გამოშვებულ ელექტროენერჯიაში. საფეხურებრივი ტარიფის საპირისპირო მეთოდია ეგრეთწოდებული flat tariff “ბრტყელი ტარიფი”. ამ შემთხვევაში, ერთი და იგივე RES-E ტექნოლოგიის გზით გამოშვებულ ელექტროენერჯიაში ერთნაირი კომპენსაცია იქნება გადახდილი, გენერაციის ხარჯების გათვალისწინების გარეშე.

შეიძლება გამოყვით საფეხურებრივი ტარიფების სამი ჯგუფი:

1. ადგილმდებარეობაზე დამოკიდებული ტარიფი;
2. სადგურის სიდიდეზე დამოკიდებული ტარიფი;
3. საწვავის ტიპზე დამოკიდებული ტარიფი.

ენერგეტიკული პოლიტიკა უნდა ითვალისწინებდეს უპირველეს ყოვლისა იმ განახლებადი რესურსების ათვისებას, რომლებიც ყველაზე ხელსაყრელ ადგილებშია განლაგებული და ყველაზე უფრო მიზანშეწონილია მოცემული რეგიონის ადგილობრივი პირობების გამო. ამრიგად ფიქსირებული შესასყიდი ტარიფის სისტემა ისე უნდა იყოს ორგანიზებული, რომ ეკონომიურად ხელსაყრელ ადგილებში განლაგებულმა გენერაციის სადგურებმა ოდნავ

¹¹ დაშვებები: ინვესტიცია.1067 €/კვტ, ექსპლუატაციის ვადა : 20 წელი, საპროცენტო განაკვეთი: 6.6%, საექსპლუატაციო და ტექმომსახურების ხარჯები: ინვესტიციის 3%

უფრო მაღალი უკუგება მიიღონ ჩადებულ ინვესტიციებზე ვიდრე ნაკლებად ხელსაყრელ ადგილებში განლაგებულმა სადგურებმა.

კლებადი ტარიფი

კლებადი ტარიფის სისტემა შეიძლება შემდეგნაირად დავახასიათოთ: ტარიფის სიდიდე დამოკიდებულია განახლებად ენერგორესურსებზე მომუშავე ელექტროსადგურის ექსპლუატაციაში შესვლის წელიწადზე. ყოველ წელს ახალი სადგურების ტარიფების სიდიდე გარკვეული პროცენტით კლებულობს. მიუხედავად ამისა, ერთ კვტ.სთ.-ში მიღებული კომპენსაცია უცვლელი რჩება ხელშეწყობის გარანტირებული პერიოდის მანძილზე. ამის გამო, რაც უფრო გვიან აშენდება ელექტროსადგური, მით უფრო ნაკლებ სარგებელს მიიღებს ის. კლებადი ტარიფი შეიძლება გამოვიყენოთ ტექნოლოგიების გაუმჯობესების და ხარჯების შემცირების სტიმულირებისათვის. უფრო მეტიც, იგი ამცირებს ჭარბი კომპენსაციის რისკს. იდეალურ შემთხვევაში, კლების ტემპი დამოკიდებულია სხვადასხვა ტექნოლოგიებში მიღწეული პროგრესის ემპირიულ კოეფიციენტებზე. განახლებადი წყაროებიდან ელექტროენერჯის გენერაციის ხელშეწყობის მიზნით კლებადი ტარიფების სისტემა გამოიყენება გერმანიაში, საფრანგეთში (ქარის ენერჯის მიმართ) და იტალიაში (მზის სისტემების მიმართ).

კლებადი ტარიფი შეიძლება გამოვიყენოთ ენერგოპოლიტიკის მეშვეობით **ბმწ**-ე ტექნოლოგიის შესწავლის სტიმულირებისათვის. კლების წინასწარ განსაზღვრული პროცენტი უფრო გამჭვირვალე და საიმედოა ინვესტორებისათვის, ვიდრე ტარიფის პერიოდული გადასინჯვა და შემცირება. მიუხედავად ამისა, სხვადასხვა კომპონენტების და მასალების ფასების ზრდამ, მაგ.: ქარის ტურბინებისათვის საჭირო ფოლადის ან მზის სისტემებისათვის საჭირო სილიკონის ფასების ზრდამ, შეიძლება გამოიწვიოს განახლებად ენერგორესურსებზე მომუშავე ელექტროსადგურის ფასის მოულოდნელი ზრდა. იმისთვის, რომ **ბმწ**-ე ტექნოლოგიის პროექტები ინვესტორებისათვის მიმზიდველი დარჩეს, ტარიფის დონის განსაზღვრისას შეიძლება გავითვალისწინოთ ყველაზე მნიშვნელოვანი შემავალი კომპონენტის ფასის ტენდენცია. მეორეს მხრივ, ამის შედეგად სადგურის ფასი შეიძლება გაიზარდოს, რადგანაც მწარმოებლებს ეცოდინებათ, რომ კლების ნორმა ცვლადია.

3.2.11. სავალდებულო შესყიდვა

“სავალდებულო შესყიდვის” კონცეფცია გულისხმობს, რომ ელექტროქსელის ოპერატორები, ელექტროენერჯის მიმწოდებლები და მომხმარებლები ვალდებული არიან განახლებად ენერგორესურსებზე მომუშავე ელექტროსადგურების მიერ გამოძევაზე ელექტროენერჯია იყიდონ. სავალდებულო შესყიდვა ევროკავშირის წევრი ქვეყნების უმეტესობას აქვს შემოღებული, თუმცა ზოგიერთ ქვეყნებში ქვემოთ ჩამოთვლილი გამონაკლისებია დაშვებული:

- შესყიდვის ვალდებულება არ ვრცელდება “სპოტურ” ბაზარზე გამოტანილ ელექტროენერჯიაზე;
- შესყიდვის ვალდებულება არ ვრცელდება მხოლოდ ელექტრულ ქსელში არსებულ დანაკარგებზე;

ესპანეთში, ჩეხეთის რესპუბლიკაში და სლოვენიაში განახლებად ენერჯიაზე მომუშავე ელექტროსადგურების მიერ გამოძევაზე ელექტროენერჯია (**ბმწ**-ე) შეიძლება პირდაპირ გაიყიდოს “სპოტურ ბაზარზე”. **ბმწ**-ე გენერაციის სადგურები თითოეულ

გამომუშავებულ კვტ.სთ-ში საბაზრო ფასის გარდა დანამატსაც იღებენ. ეს კონცეფცია, რომელსაც “პრემიალური ტარიფის სქემა” (“premium tariff design”) ეწოდება გამოიყენება როგორც “ფიქსირებული ტარიფის სქემის” (“fixed tariff design”) ალტერნატიული ვარიანტი და ბმწ-ე გენერაციის ობიექტებს ამ ორი შესაძლებლობიდან ერთერთის არჩევა შეუძლიათ. აღნიშნულ ქვეყნებში ყიდვის ვალდებულება დაწესებულია ფიქსირებული ტარიფის სქემის გამოყენების შემთხვევაში და არა პრემიალური ტარიფის სქემისათვის.

დანიაში სანაპირო ზოლის ქარის ელექტროსადგურების ოპერატორებმა (რომლებიც ქსელში 2003 წლიდან არიან ჩართულნი), გამომუშავებული ელექტროენერგია უნდა გაყიდონ პრემიალური ტარიფის საფუძველზე, ყიდვის გარანტირებული ვალდებულებების გარეშე. მათ ფიქსირებული ტარიფით ელექტროენერგიის გაყიდვის ალტერნატიული შესაძლებლობა არ ეძლევათ.

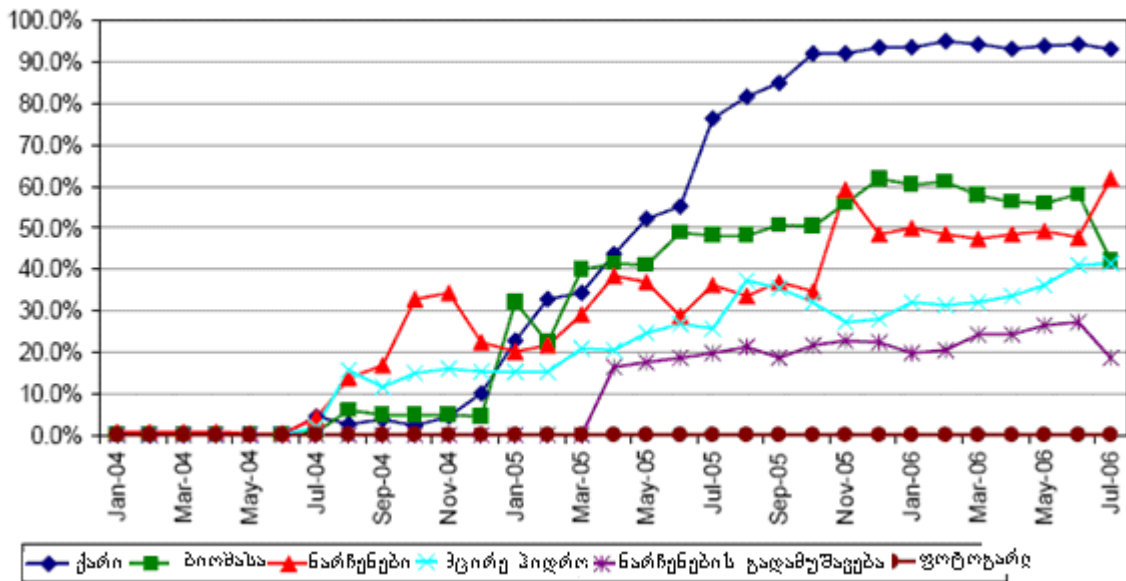
“სავალდებულო შესყიდვა” ინვესტიციების საიმედობის უზრუნველყოფის და ინვესტორების მოზიდვის შესაძლებლობას იძლევა. ამ ინსტრუმენტის განხორციელება შედარებით ნაკლებად რთულია. “სავალდებულო შესყიდვის” გარეშე ინვესტორები გაზრდილი რისკის დასაფარავად უფრო მაღალ უკუგებას მოითხოვენ.

“სავალდებულო შესყიდვასთან” დაკავშირებული ერთერთი პრობლემა ისაა, რომ ის საბაზრო კონკურენციის პრინციპს არ შეესაბამება, რადგანაც ელექტროენერგიის ყიდვა მოთხოვნილების შესაბამისად არ ხდება. “სავალდებულო შესყიდვის” გარეშე პრემიალური დანამატის სქემის გამოყენება არის საბაზრო კონკურენციის განვითარების მცდელობა. ჩვეულებრივ, საბაზრო კონკურენციის სტიმულირების ასეთი მექანიზმები ტარიფის ზრდას იწვევენ. “სავალდებულო შესყიდვის” შეფასების შეჯამება 3.7 ცხრილშია მოცემული.

3.12. პრემიალური ტარიფის სქემის შედარება ფიქსირებულ ტარიფთან

ბმწ-ე გენერაციის ობიექტებმა ფიქსირებული შესასყიდი ტარიფი შეიძლება მიიღონ მთლიანი ანაზღაურების სახით (ფიქსირებული ტარიფით) ან ელექტროენერგიის საბაზრო ფასზე დამატებული პრემიალური ტარიფის სახით. ფიქსირებული სატარიფო სქემის შემთხვევაში ბმწ-E გენერაციის ობიექტები გამომუშავებული კილოვატსაათებისათვის გარკვეულ ანაზღაურებას იღებენ. ასეთ შემთხვევაში, ანაზღაურება დამოკიდებული არ არის ელექტროენერგიის საბაზრო ფასზე. ამის საპირისპიროდ, პრემიალური სატარიფო სქემის შემთხვევაში ელექტროენერგიის საბაზრო ფასი ზემოქმედებას ახდენს ანაზღაურებაზე. ამრიგად, პრემიალური ტარიფი წარმოადგენს საყოველთაოდ მიღებული ფიქსირებული ტარიფის მოდიფიკაციას, რომელიც უფრო მეტად ეყრდნობა **საბაზრო პრინციპებს**. 3.8 გრაფიკზე ნაჩვენებია სხვადასხვა ტექნოლოგიებით გამომუშავებული ელექტროენერგიის რა მოცულობა გაიყიდა პრემიალური ტარიფით.

პრემიალური ტარიფით გაყიდული ელექტროენერჯის წილი ესპანეთში



ნახ. 3.8. ესპანეთში, 2004 წლის იანვრიდან 2006 წლის ივლისამდე, პრემიალური ტარიფით გაყიდული ელექტროენერჯის მოცულობა წყარო: EDFTDO 2007

პრემიალური (დანამატიანი) ტარიფის პირობებში ელექტროენერჯის ლიბერალიზირებული ბაზარი უფრო კონკურენტულია ვიდრე ფიქსირებული შესასყიდი ტარიფის პირობებში. ეს ნიშნავს, რომ ენერგოქსელის ხარჯები უფრო კარგად და ეფექტურად ნაწილდება, განსაკუთრებით ალტერნატიულ მარშრუტებისა და დამატებითი მომსახურების მენეჯმენტთან მიმართებაში. პრემიალური ტარიფის პირობებში **ბმწ**-ე გენერაციის ობიექტების რისკი უფრო მაღალია, რადგანაც ფიქსირებული ტარიფის ტიპური სქემისაგან განსხვავებით, ამ შემთხვევაში მთლიანი ანაზღაურების დონე წინასწარ განსაზღვრული არ არის და გარანტირებული შესყიდვის ვალდებულებაც არ არსებობს. ამის გამო, პრემიალური ტარიფის პირობებში ანაზღაურება უფრო მაღალი უნდა იყოს ვიდრე ფიქსირებული ტარიფის პირობებში, **ბმწ**-ე გენერაციის ობიექტების რისკის კომპენსაციის მიზნით. 3.5 ცხრილში შეჯამებულია პრემიალური ტარიფის უპირატესობები და ნაკლოვანებები ფიქსირებულ ტარიფთან შედარებით.

უპირატესობები	ნაკლოვანებები
<ul style="list-style-type: none"> • უფრო მეტადაა ორიენტირებული ბაზარზე და ნაკლებად არღვევს მის კანონებს; • უფრო მეტადაა ორიენტირებული მოთხოვნილებაზე; • იძლევა პიკური მოთხოვნილების დროს ქსელში ელექტროენერჯის მიწოდების სტიმულს. 	<ul style="list-style-type: none"> • “შესყიდვის გარანტია” არ არსებობს, ამრიგად ინვესტიციები ნაკლებად დაცულია; • დიდი ალბათობაა იმისა, რომ მომხმარებლებს ელექტროენერჯია უფრო ძვირი დაუჯდებათ, განსაკუთრებით საბაზრო ფასების ზრდის შემთხვევაში; • ქარის და მზის ელექტროსადგურების ოპერატორები ზემოქმედებას ვერ ახდენენ ელექტროენერჯის გენერაციის დროზე და არ შეუძლიათ ისარგებლონ პიკური

	<p>მოთხოვნების დროს ელექტროენერჯის მიწოდების უპირატესობებით</p>
--	---

ცხრილი 3.5. EDFTDO 2007.

3.3. დასკვნები

მიუხედავად მისი აშკარა სტრატეგიული მნიშვნელობისა, განახლებადი ენერჯორესურსებიდან წარმოებული ელექტროენერჯია უმეტეს შემთხვევაში ჯერ კიდევ მეტისმეტად ძვირია იმისათვის, რომ ღია ბაზარზე სათანადო კონკურენცია გაუწიოს ენერჯის ტრადიციულ წყაროებს. ამრიგად, განახლებადი ენერჯის ტექნოლოგიების წარმატებული დანერგვისა და ათვისებისათვის აუცილებელია შევიშალოთ და განვახორციელოთ:

1. მდგრადი ენერჯეტიკული პოლიტიკა, რომელიც გრძელვადიან ხედვას ემყარება და გარემოს დაცვას, “სათბურის ეფექტის” მქონე აირების გამოყოფას და ენერჯოუსაფრთხოებას ითვალისწინებს;
2. ხანგრძლივი ჩარევა მთავრობის მხრიდან, განახლებადი ენერჯის ტექნოლოგიებისათვის ბაზარზე შეღწევის უზრუნველსაყოფად, რომელიც გულისხმობს დაგეგმვას, მარეგულირებელ წესებს, ენერჯეტიკული პოლიტიკის სხვადასხვა ინსტრუმენტებს და ბაზრის სტიმულირების ღონისძიებებს.

დღეისათვის ევროკავშირში, რომელიც უდაოდ ლიდერობს მსოფლიოში განახლებადი ენერჯის ათვისების პოლიტიკის განხორციელების თვალსაზრისით, ეს ყველაფერი სხვადასხვა ფორმითაა წარმოდგენილი და განვითარების სხვადასხვა ეტაპებზე იმყოფება. მიუხედავად იმისა, რომ საერთო წარმატება თვალსაჩინოა, ევროკავშირის სხვადასხვა ქვეყნების და დარგების ჭრილში კონკრეტული მიღწევები მაინც უთანაბროა და მუდმივ შესწორებებს და რაციონალიზაციას მოითხოვს, ეკოლოგიურად სუფთა ენერჯის ბაზრის სტაბილური განვითარების უზრუნველსაყოფად. გარდა ამისა, უნდა გვახსოვდეს, რომ როგორი ინსტრუმენტებიც არ უნდა გამოვიყენოთ (მარეგულირებელი, ეკონომიკური თუ დაგეგმვა), ტრადიციულ ენერჯობაზარზე განახლებადი ენერჯის შეტანის შედეგად მიღებული განსხვავებული ფასების დაფარვა თითქმის ყოველთვის საბოლოო მომხმარებლებს მოუწევთ.

განახლებადი ენერჯის ტექნოლოგიებისათვის ბაზარზე შეღწევის უზრუნველსაყოფად ევროკავშირის მიერ გამოყენებულ ინსტრუმენტებს შორის ორი ყველა ქვეყანაშია დანერგილი. ესენია:

- ფიქსირებული შესასყიდი ტარიფები
- მწვანე სერტიფიკატების ყიდვა/გაყიდვა.

ფიქსირებული შესასყიდი ტარიფის სქემის განსხვავებულ ვარიანტებზე დაყრდნობით შეიძლება გაკეთდეს შემდეგი რეკომენდაციები:

1. **ბმწ-ე ტექნოლოგიების ხელშეწყობისათვის უწყვეტი და გრძელვადიანი საივესტიციო პოლიტიკაა საჭირო.**

სტაბილურ, გამჭვირვალე ჩარჩო-პოლიტიკას გადამწყვეტი მნიშვნელობა აქვს ბმწ-ე ტექნოლოგიების წარმატებული და უწყვეტი ათვისებისათვის. ამიტომ, ფიქსირებული შესასყიდი ტარიფების შემოღებასთან ერთად აუცილებელია

გრძელვადიანი გეგმების განსაზღვრა და გარანტირებული ტარიფის საკმარისად ხანგრძლივი პერიოდის დაწესება. მიუხედავად ამისა, ახალი დანადგარებისათვის ტარიფები რეგულარულად უნდა გადაისინჯოს, რომ შევამოწმოთ კვლავაც შეესაბამებისან თუ არა ისინი დასახული პოლიტიკის მიზნებს.

2. თითოეული ტექნოლოგიისათვის განსხვავებული ღონის ტარიფი უნდა განისაზღვროს

სხვადასხვა ბმწ-ე ტექნოლოგიით ელექტროენერჯის გენერაციის ცვალებადი ხარჯების ასახვის მიზნით, ამ ტექნოლოგიებისათვის განსაზღვრული ტარიფები საკმარისად მაღალი უნდა იყოს, რომ ელექტროენერჯის გენერაციის ხარჯები დაფაროს. ტარიფის ასეთმა ღონემ ქვეყნის ენერგოპოლიტიკის მიზნების განხორციელება უნდა უზრუნველყოს. აუცილებელია სტიმულირების მექანიზმების არსებობა, რომ უპირველეს ყოვლისა ის ბმწ-ე ტექნოლოგიები იყოს ათვისებული, რომლებიც ეკონომიკურად ყველაზე ხელსაყრელია აღნიშნული რეგიონისათვის. მეორეს მხრივ, აუცილებელია იმ ტექნოლოგიების ხელშეწყობაც, რომლებიც ჯერჯერობით ბაზარზე გასასვლელად მზად არ არიან. მათ ბაზარზე მონაწილეობის და გამოცდილების დაგროვების საშუალება მიეცეთ, რაც მომავალში ხარჯების შემცირებას უზრუნველყოფს.

3. ენერგეტიკული პოლიტიკა უნდა შეიცავდეს მექანიზმებს ბმწ-ე ტექნოლოგიების ბაზარზე შეღწევის და ენერგოქსელში ინტეგრაციის უზრუნველსაყოფად

ფიქსირებული შესასყიდი ტარიფის შემთხვევაში აუცილებელია “სავალდებულო შესყიდვის” ან მისი ალტერნატიული ზომების მიღება, რომ ბმწ-ე გენერაციის ობიექტებმა წარმოებული ელექტროენერჯის გაყიდვა შეძლონ ფიქსირებულ ფასად ან დანამატიან საბაზრო ფასად. განახლებადი ენერჯის ტექნოლოგიებისათვის პროგნოზის გაკეთების ვალდებულებამ შეიძლება გააადვილოს ბმწ-ე გენერაციის ობიექტების მიერ წარმოებული ელექტროენერჯის ინტეგრაცია ენერგოქსელში. მიუხედავად ამისა, აუცილებელია საგულდაგულო ანალიზის გაკეთება, თუ ბაზრის რომელი მონაწილე უნდა იყოს ვალდებული შეიმუშაოს ელექტროენერჯის გენერაციის ცვალებადობის პროგნოზი, ენერგოსისტემის ხარჯების მინიმუმამდე დაყვანის მიზნით.

4. საბაზრო ორიენტაციის ასამაღლებლად შესაძლებელია პრემიალური ტარიფის გამოყენება.

განახლებად ენერჯიაზე მომუშავე ელექტროსადგურების მიერ გამოიმუშავებული ელექტროენერჯია (ბმწ-ე) შეიძლება პირდაპირ გაიყიდოს “სპოტურ ბაზარზე” და საბაზრო ფასის გარდა დანამატიც მიიღოს. ასეთი სისტემა შესყიდვის ვალდებულებას არ მოიცავს და ბაზარი უფრო კონკურენტულია ვიდრე ფიქსირებული შესასყიდი ტარიფის პირობებში. უფრო მეტიც, იქმნება პიკური მოთხოვნების დროს ელექტროენერჯის ქსელში მიწოდების სტიმული. ამ მეთოდის ერთი ნაკლოვანება ისაა, რომ დანამატიანი ტარიფის გამოყენება ზრდის ხარჯებს, ფიქსირებული ტარიფთან შედარებით შემთხვევაში და ტრადიციული ტექნოლოგიებით გამოიმუშავებული ელექტროენერჯის ფასების ზრდის შემთხვევაში სისტემის ხარჯები შეიძლება მნიშვნელოვნად გაიზარდოს.

თავი 4

საქართველოს ენერგეტიკული ბალანსები

წინამდებარე თავში მოცემულია მასალა, რომელიც საჭიროა საქართველოს ენერგეტიკულ ბალანსში ენერგოეფექტურობის ღონისძიებების და ენერჯის განახლებადი რესურსების როლის განსაზღვრისათვის, როგორც მიმდინარე ეტაპზე ასევე პერსპექტივაში. კრებსით ენერგეტიკულ ბალანსთან ერთად მოცემულია ელექტროენერჯის და ბუნებრივი გაზის ბალანსი სხვადასხვა კატეგორიის მომხმარებლისათვის, ასევე ნაჩვენებია ენერჯის მოხმარების დღევანდელი სტრუქტურა და განხილულია ქვეყნის ენერგეტიკული უსაფრთხოების საკითხები.

4.1. 2006 წლის კრებსითი ენერგეტიკული ბალანსი

წინამდებარე კვლევაში ენერგეტიკული ბალანსისა და ენერჯის მოხმარების ანალიზი ემსახურება ორ მიზანს. პირველი – (1) შეფასდეს იმპორტირებული ენერჯის მნიშვნელობა საქართველოს ენერგეტიკული უზრუნველყოფის და ქვეყნის ენერგეტიკული უსაფრთხოების თვალსაზრისით; განისაზღვროს იმპორტირებულ ენერგეტიკულ რესურსებზე ქვეყნის დამოკიდებულების ხარისხი ენერჯის მოხმარების სეზონური ცვალებადობის გათვალისწინებით. მეორე, (2) სხვადასხვა კატეგორიის მომხმარებლებისათვის გამოვლინდეს და შეფასდეს ენერჯის სხვადასხვა სახეობის მოხმარების და დაზოგვის შესაძლებლობები, რაც, ამავდროულად, პროექტის ერთ-ერთი მთავარი ამოცანაა.

დღეისათვის სტატისტიკის დეპარტამენტის მიერ არ მუშავდება და ქვეყნდება საქართველოს ყოველწლიური კრებსითი ენერგეტიკული ბალანსი. შესაბამისად, სათანადო მონაცემების და ინფორმაციის შეგსაგროვებლად საჭირო ხდება სხვადასხვა პირველადი წყაროების გამოყენება.

2006 წლის კრებსითი ენერგეტიკული ბალანსი საქართველოსთვის მოცემულია ცრილში 4.1 მონაცემები ეფუძნება სხვადასხვა საწარმოების, დაწესებულებებისა და ორგანიზაციების (საქნახშირი, საქნავთობი, ნავთობის მწარმოებლების და იპორტიორთა ასოციაცია, სატყეო დეპარტამენტი და ა.შ.) წლიურ ანგარიშებს და წინასწარ მონაცემებს, რომლებიც უნდა გამოქვეყნდეს სტატისტიკის დეპარტამენტის 2006 წლის ანგარიშში.

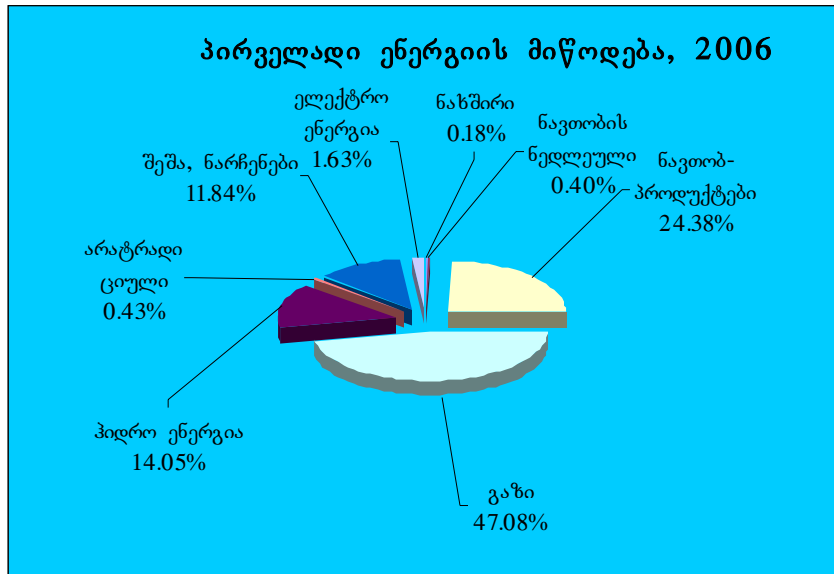
**საქართველოს 2006 წლის კრებისთი ენერგეტიკული ბალანსი
(ათასი ტონა ნავთობის ექვივალენტი)**

#		ნახშირი	ნედლი ნავთობი	ნავთობ პროდუქტები	ბუნებრივი აირი	პიღრაველი კური ენერჯია	განახლებადი	საშეშე მასალა და ნარჩენები	ელექტროენერჯია	თბოენერჯია	ჯამი
10	ადგილობრივი წარმოება	4	64		17	457	14	385			941
11	იმპორტი	3		792	1517				65		2377
12	ექსპორტი		-53	-3					-12		-68
13	მარაგის შევსება	-1	2	4	-3						2
15	პირველადი რესურსები 15=10+11-12 13	6	13	793	1531	457	14	385	53	0	3252
20	თბოელექტროსადგურები, საქვებები			-6	-508	-457			638	32	-301
21	ნავთობის გადამამუშავება		-13	12							-1
22	სხვა გარდაქმნები და დანაკარგები			-14	-346				-91		-451
30	ენერჯიის მარაგი 30=15 20 21-22	6	0	785	677		14	385	600	32	2499
40	სამრეწველო სექტორი 40=41+42+43+44	2	0	92	167	0	0	0	116	12	389
41	მეტალურჯია			3	5				43	3	54
42	ქიმიკა, ნავთობქიმიკა			17	27				36	3	83
43	არალითონური მასალები			15	18				13	2	48
44	სხვა პროდუქცია	2		57	117				24	4	204
50	ტრანსპორტი 50=51+52+53	3		512	24				52	0	591
51	ავიაცია, ზღვაოსნობა			24	4				4		32
52	რკინიგზა და ავტოტრანსპორტი	3		448	14				36		501
53	სხვა ტრანსპორტი			40	6				12		58
60	სხვა სექტორები 60=61+62+63+64	1		181	293		14	385	432	20	1326
61	სოფლის მეურნეობა			64	58		0	20	14	4	160
62	მომსახურება	1		16	28		6	24	16	16	107
63	ოჯახები			75	201		8	329	396	0	1009
64	სხვა			26	6		0	12	6	0	50
70	არაენერგეტიკული (პირდაპირი) მოხმარება			0	193			0			193

ცხრილი 4.1 2006 წლის კრებისთი ენერგეტიკული ბალანსი

2006 წლის ენერგეტიკული ბალანსი არ არის ტიპიური, რადგან წლის დასაწყისში დროებით შეწყდა ბუნებრივი აირის მიწოდება რუსეთიდან, გაზაფხულზე კი სარეაბილიტაციო სამუშაოების მიმდინარეობის გამო გაჩერებული იყო ენგურჰესი. მიუხედავად ამისა, არსებითი შეფერხება ენერგიით ქვეყნის მომარაგებაში არ ყოფილა და მოხმარება გავიდა საპროგნოზო მაჩვენებლებზე.

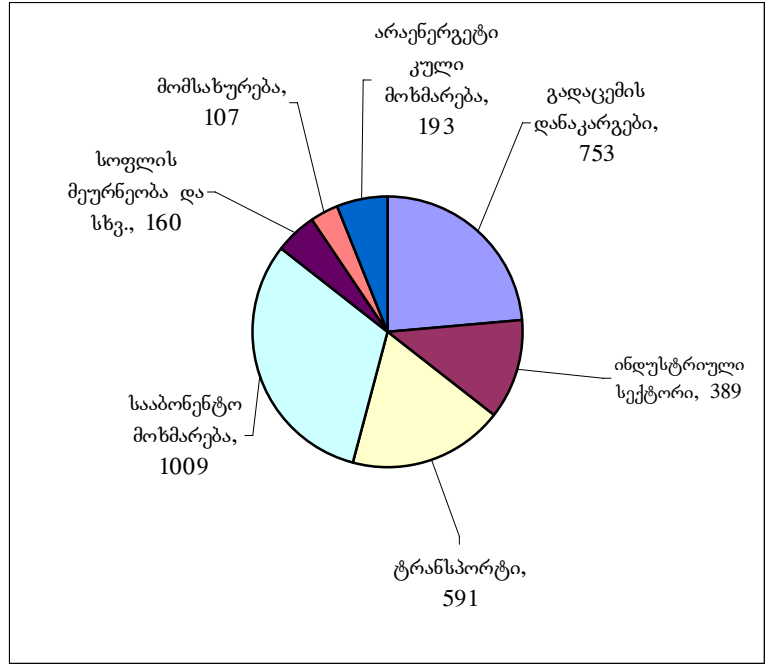
საქართველოში ენერჯის მიწოდების/მოხმარების სტრუქტურა 2006 წლისათვის მოცემულია ნახ 4.1



ნახ. 4.1. ენერჯის მიწოდების/მოხმარების სტრუქტურა

2006 წლის ენერგეტიკული ბალანსი გვიჩვენებს ენერჯის მიწოდების და მოხმარების შემდეგ სტრუქტურულ სურათს:

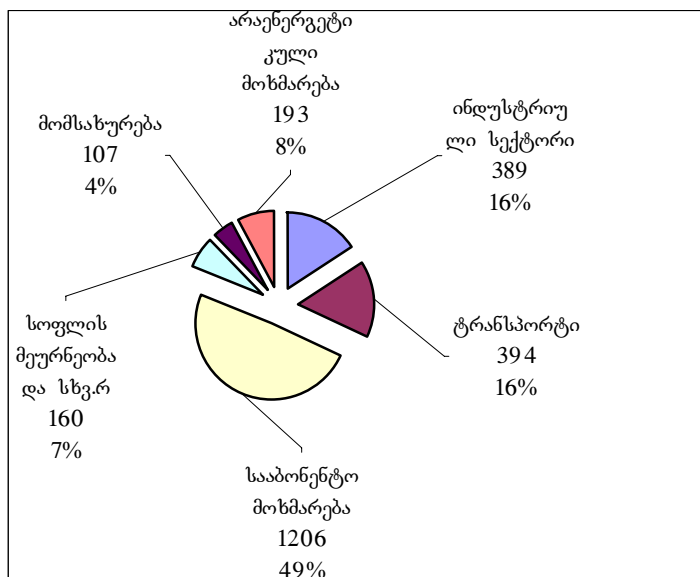
- პირველადი ენერჯის მიწოდების 71% (47% ბუნებრივი აირი და 24% ნავთობი) მოდის იმპორტზე;
- შეშის მოხმარება თანაზომადია ჰესებზე გამოძუშავებული ელექტროენერჯის;
- ენერჯის განახლებადი წყაროების (მცირე ჰესების გარდა) წილი ენერგეტიკულ ბალანსში უმნიშვნელოა და შეადგენს 0.5%;



ნახ. 4.2. ენერჯის მოხმარება საქართველოში (ათასი ტონა ნავთობის ეკვივალენტი)

ენერჯის მოხმარების სტრუქტურა მოცემულია ნახ. 4.3-ზე, საიდანაც:

- საყოფაცხოვრებო დანიშნულებით (პერსონალური ტრანსპორტის ჩათვლით) გამოყენებული ენერჯია შეადგენს ქვეყნაში ენერჯის საერთო მოხმარების 53%, რაც 3-ჯერ აღემატება სამრეწველო და 10-ჯერ - სამეურნეო და მომსახურების სექტორებში ენერჯის ხარჯვის მაჩვენებელს;
- მნიშვნელოვანია ბუნებრივი აირის გარდაქმნის დანაკარგები (301 ათასი ტ.ნ.ე.). ის შესაძლებელია განახევრდეს თბოელექტროსადგურებში თანამედროვე და ეფექტური ტექნოლოგიების (კომბინირებულ და კოგენერაციულ ციკლი) გამოყენებით;



ნახ. 4.3. საქართველოში სასარგებლოდ მოხმარებული ენერჯის სტრუქტურა

ენერჯის მიწოდება ერთ სულ მოსახლეზე კილოგრამ ნავთობის ეკვივალენტში (kgoe) მოცემულია ცხრილში 4.2

	კგნე.	ბუნებრივი ერთეულები
ენერჯით მომარაგება (ჯამური)	738	N/A
ბუნებრივი გაზით მომარაგება	348	427 მ ³ /წლ
ნავთობპროდუქტები	178	-
ელექტროენერჯია	160	1863 კვტსთ/წლ

ცხრილი 4.2. ენერჯის მიწოდება ერთ სულ მოსახლეზე

ცხრილიდან ჩანს, რომ ენერჯის მიწოდება ერთ სულ მოსახლეზე საქართველოში უფრო ნაკლებია, ვიდრე განვითარებულ ქვეყნებში ან ყოფილი საბჭოთა კავშირის ქვეყნებში¹; ერთ სულ მოსახლას ენერჯის მოხმარების დაბალი დონე მიუთითებს ერთი მხრივ, ჩამორჩენაზე ეკონომიკის ენერგოტეკადი დარგების განვითარებაში, მეორე მხრივ ხელსაყრელ კლიმატურ პირობებზე, თუმცა არ ცვლის ძირითად დასკვნას საქართველოში ენერჯის დაზოგვის მნიშვნელოვანი პოტენციალის არსებობის შესახებ.

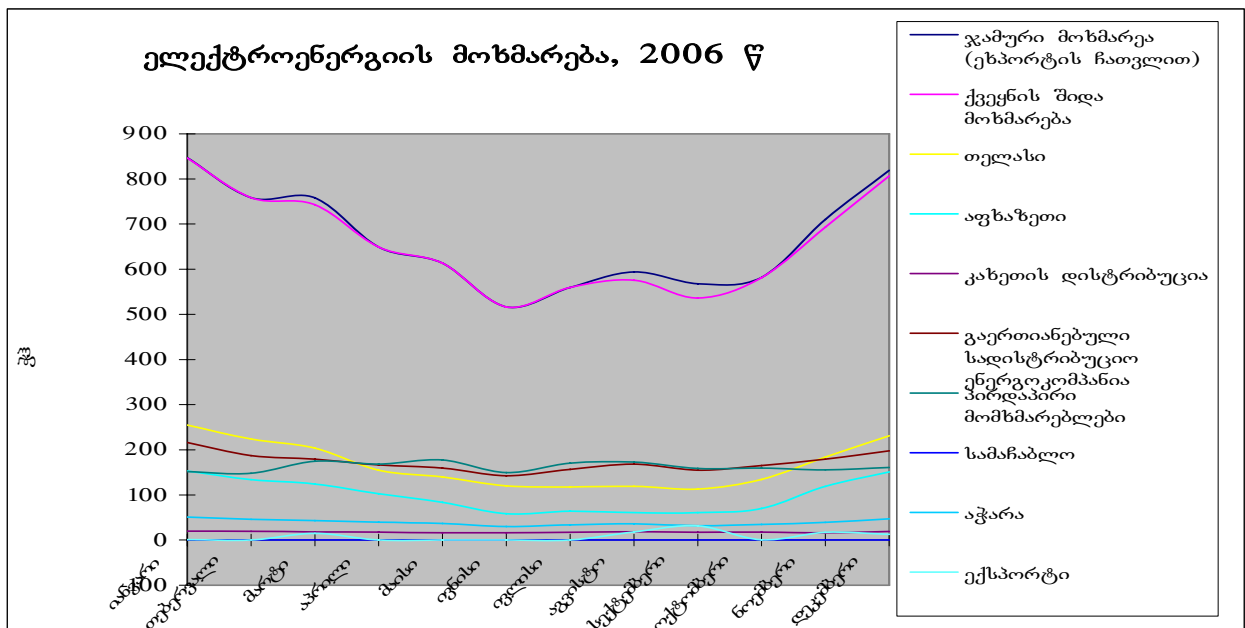
¹ <http://earthtrends.wri.org/text/energy-resources/variable-351.html>

4.2. ელექტროენერჯის ბალანსი

4.2.1. ელექტროენერჯის 2006 წლის ბალანსი

2006 წლის განმავლობაში ელექტროენერჯით ქვეყნის უზრუნველყოფის პროცესი არსებითად არ შეფერხებულა. შესაბამისად, ამ პერიოდის სურათი ელექტროენერჯის მოხმარების სტრუქტურისა და სეზონურობის თვალსაზრისით შესაძლებელია განვიხილოთ, როგორც ტიპური სურათი საქართველოსთვის, მისი განვითარების მიმდინარე ეტაპზე. აღსანიშნავია, რომ 2006 წლის 1 ივნისიდან ელექტროენერჯის ტარიფი გაიზარდა, რითაც სავარაუდოა რომ რამდენადმე შეიცვალა ელექტროენერჯის მოხმარების სტრუქტურა სხვადასხვა სამომხმარებლო ჯგუფებში. მიუხედავად იმისა, რომ აღნიშნული ცვლილების დეტალური ანალიზი არ ჩატარებულა, მაჯამბელი შედეგებიდან ჩანს, რომ ამ ცვლილებით გამოწვეული ეფექტი არ იყო მნიშვნელოვანი. ამიტომ, ზუსტი შეფასებებისათვის საჭირო დეტალური ანალიზი ამ ეტაპზე არა არსებითად იქნა მიჩნეული.

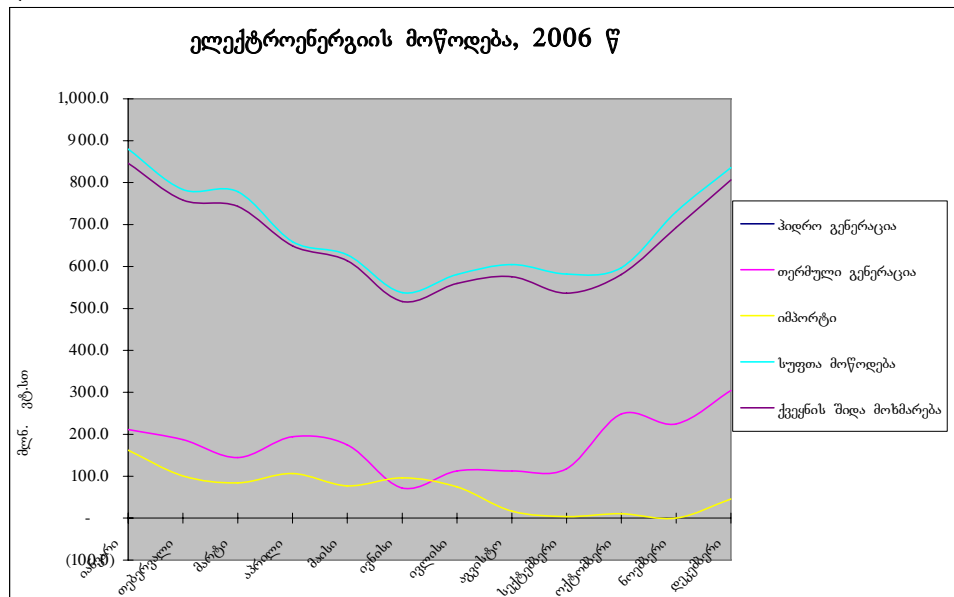
2006 წლის განმავლობაში ელექტროენერჯის მიწოდებისა და მოხმარების ბალანსის დეტალები მოცემულია დანართში 2. ელექტროენერჯის მოხმარების დინამიკა 2006 წლის განმავლობაში ნაჩვენებია ნახ. 4.4



ნახ. 4.4. ელექტროენერჯის მოხმარების სეზონური ცვლილება საქართველოში 2006 წელს

განსხვავებით ელექტროენერჯის მოხმარებისაგან, 2006 წელს ელექტროენერჯის მიწოდების (გამომუშავების) სურათი არ იყო ტიპური, რაც გამოწვეული იყო ენერჯის სარემონტო სამუშაოების მიზეზით, გაზაფხული-ზაფხულის თვეებში გაჩერებით. ზაფხულის თვეებში ხორციელდებოდა როგორც ელექტროენერჯის იმპორტი, ისე ელექტროენერჯის გენერაცია ადგილობრივ თბოელექტროსადგურში, რაც ბოლო წლებში ენერგოსისტემის მუშაობის განსაკუთრებული რეჟიმად ითვლება.

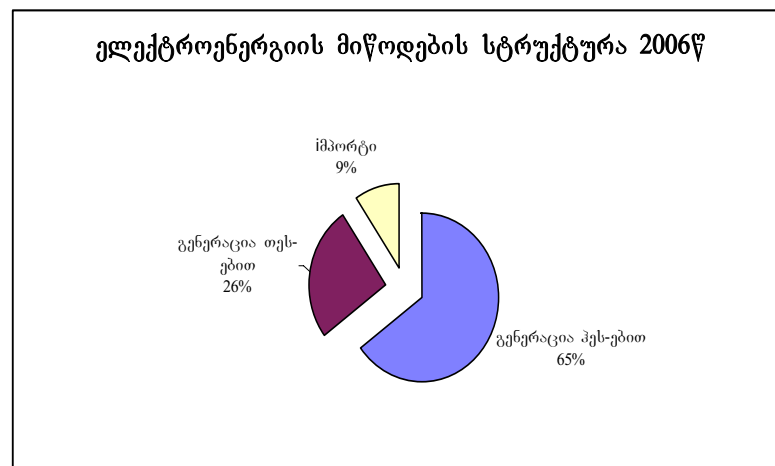
4.5-ნახაზზე ნაჩვენებია ელექტროენერჯის მიწოდების/გამომუშავების სეზონური გრაფიკი (2006 წელი).



ნახ. 4.5. ელექტროენერჯის მიწოდების/გამომუშავების სეზონური გრაფიკი (2006 წელი)

2006 წლის აგვისტოში მინიმუმამდე შემცირდა ელექტროენერჯის იმპორტი და სექტემბრიდან ენერგოსისტემა დაიწყო გადასვლა მუშაობის ჩვეულებრივ რეჟიმზე. ამრიგად, 2006 წელს საქართველოში იმპორტირებული ელექტროენერჯის რაოდენობა აღემატებოდა სხვა წლების ანალოგიურ მაჩვენებელს. მიუხედავად ამისა, ბოლო პერიოდში აღინიშნება იმპორტირებული ელექტროენერჯის შემცირების და ბუნებრივი აირით მისი ჩანაცვლების და შესაბამისად თბოელექტროსადგურში ელექტროენერჯის გამომუშავების გადიდების ტენდენცია.

4.6 ნახ.ზე ნაჩვენებია ელექტროენერჯის მიწოდების/გამომუშავების სტრუქტურა 2006 წელს.



ნახ. 4.6. ელექტროენერჯის მიწოდების სტრუქტურა (2006 წელი)

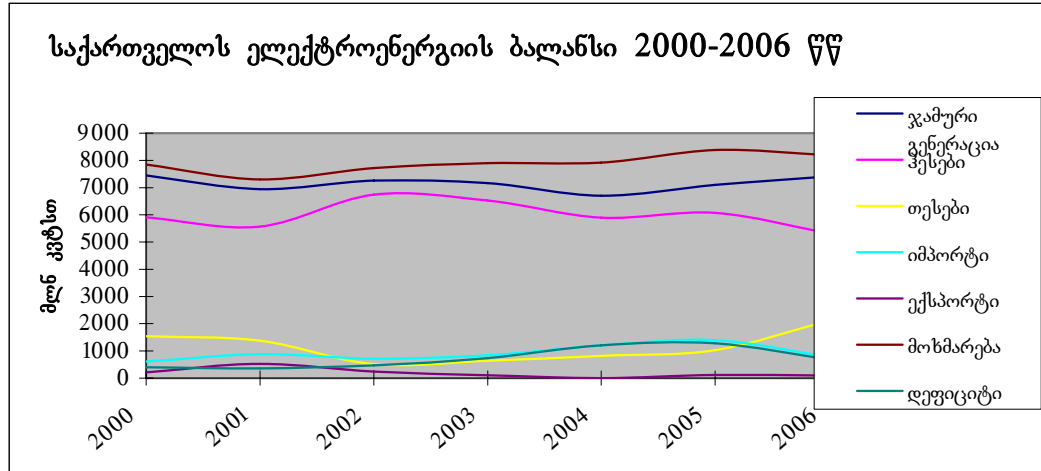
2006 წელს ელექტროენერჯის მთლიანი მიწოდება/გამომუშავება და მოხმარება 2%-ით ნაკლები იყო წინა წელთან შედარებით. ბოლო წლებში ელექტროენერჯის მოხმარების მნიშვნელოვანი ზრდა არ აღინიშნება (ცხილი 4.3).

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
	მლნ კვტსთ	მლნ კვტსთ	მლნ კვტსთ	მლნ კვტსთ	მლნ კვტსთ	მლნ კვტსთ	მლნ კვტსთ
ჯამური წარმოება	7446.0	6942.0	7256.0	7163.0	6706.0	7100.0	7419.9
ჰესები	5905.6	5571.5	6742.9	6527.9	5892.9	6070.0	5316.0
თესები	1540.4	1370.5	513.5	635.1	813.2	1030.6	2103.8
იმპორტი	611.5	877.6	713.2	844.2	1210.0	1399.0	777.6
ექსპორტი	210.5	523.3	244.5	109.3	-	120.0	96.0
მოხმარება	7847.0	7296.3	7724.7	7898.0	7916.0	8379.0	8197.4
წმინდა იმპორტი	401.0	354.3	468.7	735.0	1210.0	1279.0	681.6

ცხილი 4.3. ელექტროენერჯის მიწოდების და მოთხოვნის დინამიკა 2000-2006 წლებში (მლნ კვტსთ/წ).

მოთხოვნის/მოხმარების სტაბილურობა შესაძლებელია განპირობებული იყოს ორი განსხვავებული მიზეზით. პირველი: გამანაწილებელი კომპანიების მიერ თანხების ამოღების გადიდება შეამცირა მოხმარება იმ მომხმარებლებში, რომლებიც მანამდე არ იხდიდნენ მოხმარებული ელექტროენერჯის საფასურს. მეორე: ტარიფის გაზრდამ განაპირობა ელექტროენერჯის უფრო ყაირათიანი ხარჯვა მომხმარებლების მხრიდან, რაც, ბუნებრივია, მოტივირებულია თანხების დაზოგვის სურვილით.

2000 წლიდან მნიშვნელოვნად გაიზარდა კანონიერი მოხმარების წილი საერთო მოხმარებაში. ელექტროენერჯის ის ნაწილი, რომელიც პრაქტიკულად იკარგებოდა 2000 წელს, დღეისათვის ეკონომიკურ ბრუნვაშია მოქცეული. ეს მნიშვნელოვანი მიღწევაა თუმცა, ელექტროენერჯის საფასურის ამოღება კვლავაც საჭიროებს სრულყოფას გამანაწილებელი კომპანიების მხრიდან. ეს წარმოადგენს არსებით ფაქტორს ელექტროენერჯის მოხმარების ეფექტურობის ასამაღლებლად.



ნახ. 4.7. ელექტროენერჯის ბალანსი საქართველოში 2005-2006 წლებში (მლნ კვტ*სთ)

დიაგრამა. ცხადყოფს, რომ 2006 წელს აღინიშნებოდა ადგილობრივი ელექტროგენერაციის გადიდების და იმპორტის შემცირების ტენდენცია. ეს ხდებოდა მიუხედავად ჰიდროელექტროსადგურებზე ელექტროენერჯის გამოძუშავების შემცირებისა.

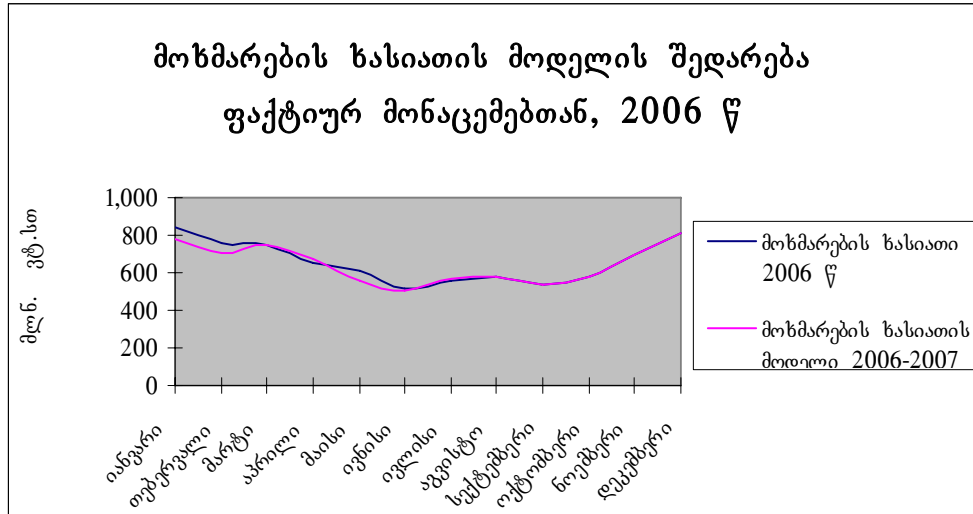
4.2.2 2007 წლის ელექტროენერჯის ბალანსის მოდელი

2007 წლის ელექტროენერჯის ბალანსი შედგენილი იყო ჩვენს მიერ, 2007 წლის იანვარ-აგვისტოს² და 2006 წლის სექტემბერ-დეკემბრის ფაქტობრივი მონაცემების საფუძველზე. ანუ, 2006 წლის სექტემბერ-დეკემბრის მონაცემები გამოყენებული იყო 2007 წლის სექტემბერ-დეკემბრის მონაცემების სახით. 2007 წლის ელექტროენერჯის ბალანსის მოდელის დეტალები მოცემულია დანართში - 3.

მოდელის შედგენისას დაუშვით, რომ ელექტროენერჯის მოხმარების მაჩვენებლები 2006 და 2007 წლებში ერთმანეთის მსგავსია. უმნიშვნელო განსხვავება ამ მაჩვენებლებს შორის, როგორც ეს ნახ.4.8-დან ჩანს, გამოწვეულია ენგურჰესზე მიმდინარე სარეაბილიტაციო სამუშაოებით. ვთვლით, რომ სექტემბრიდან ენგურჰესი დაუბრუნდა მუშაობის ნორმალურ რეჟიმს და საქართველოს ენერგეტიკული სისტემა გადავიდა ჩვეულებრივ სამუშაო პირობებში³.

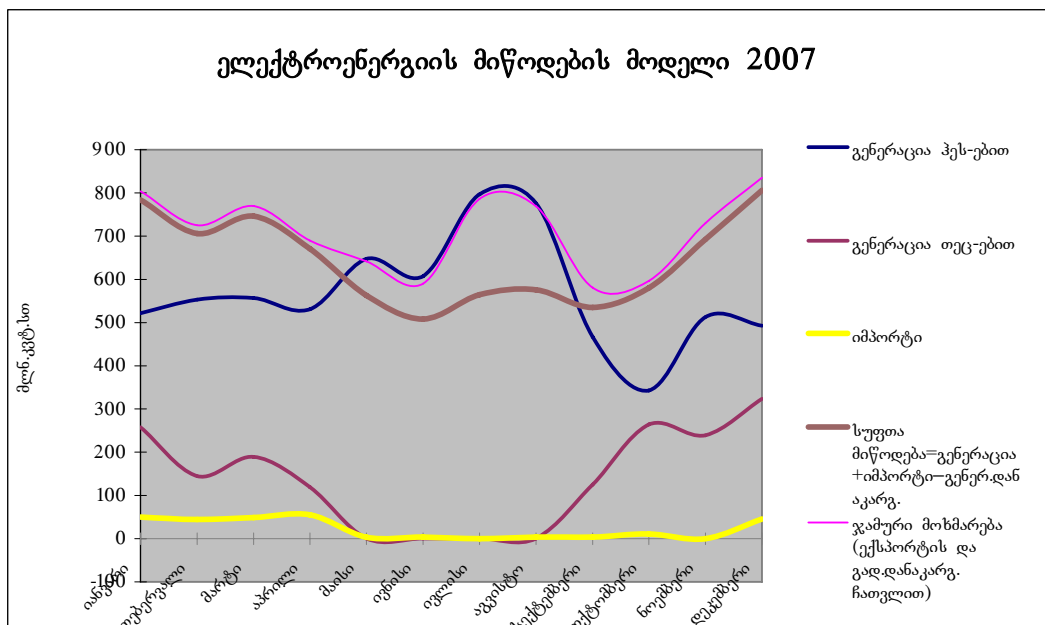
² 2007 წლის ივლის-აგვისტოს მონაცემები დაზუსტდება შესწავლის ბოლოს, როდესაც ხელმისაწვდომი გახდება ამ პერიოდის ნამდვილი მონაცემები. მანამდე ჩვენ გამოვიყენებთ პირობით მონაცემებს ამ ორი თვისათვის.

³ უნდა აღინიშნოს, რომ ასეთი დაშვება ზუსტად ვერ ითვალისწინებს ელექტროენერჯის იმ რაოდენობას, რომლის იმპორტირებაც შესაძლოა საჭირო გახდეს 2007 წლის ზამთარში. გვესმის რა ამ მომენტის მნიშვნელობა, მას გავითვალისწინებთ ძირითადი დასკვნების ფორმულირებისას.



ნახ. 4.8. ელექტროენერჯის მოხმარების მოდელი 2006 და 2007 წლებისათვის.

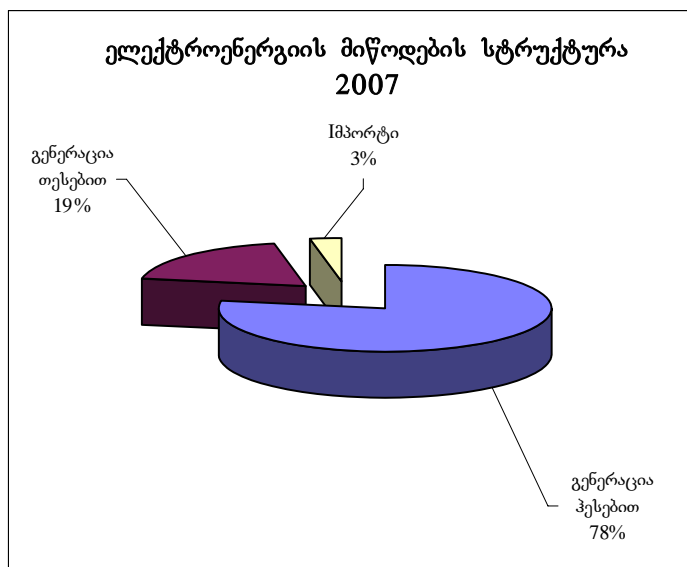
4.9 ნახ.ზე მოცემულია ელექტროენერჯის მიწოდების/გამომუშავების მოდელი 2007 წლისათვის



ნახ. 4.9. ელექტროენერჯის მიწოდების/გამომუშავების სეზონური გრაფიკი 2007 წლისათვის

დიაგრამაზე მკაფიოდ ჩანს ჰიდრო- და თბოელექტროსადგურების ურთიერთქმედების ხასიათი საერთო გენერაციაში:

- ჰიდროელექტროსადგურებზე გამომუშავება სტაბილურად მაღალია ზაფხულის პერიოდში, რამდენადმე მცირდება შემოდგომაზე და კვლავ მატულობს ზამთარში;
- თბოელექტროსადგურები მუშაობენ მხოლოდ ზამთარში და ავსებენ გამომუშავების დეფიციტს;
- ელექტროენერჯის იმპორტი ხორციელდება ზამთარში, მიწოდების სტაბილურობის უზრუნველსაყოფად.



ნახ 4.10. ელექტროენერჯის მიწოდების/გამომუშავების სტრუქტურა 2007 წელს

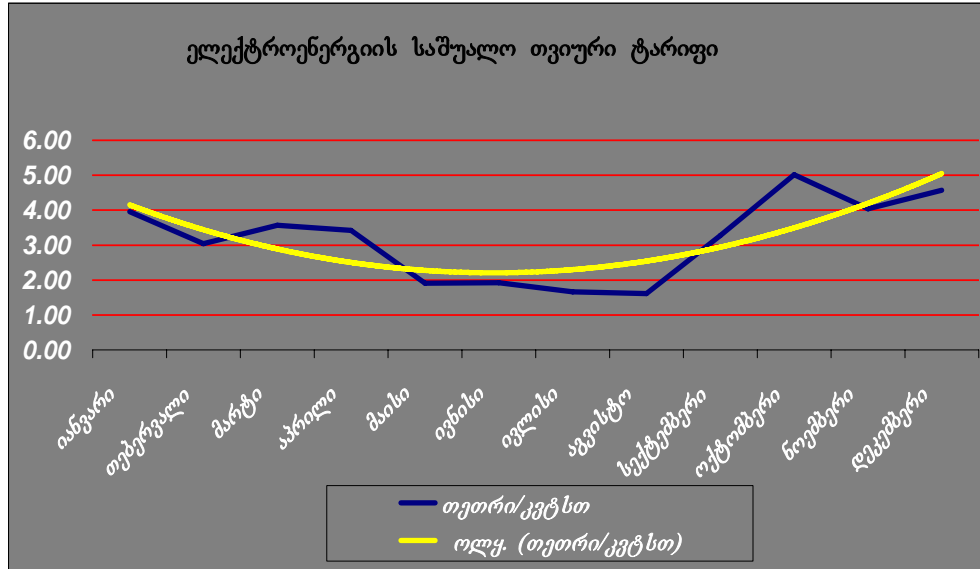
აღსანიშნავია, რომ 2007 წელს წარმატებით იქნა გამოყენებული ზაფხულში ექსპორტის პოტენციალი, ელექტროენერჯის მეზობელ ქვეყნებთან სეზონური გაცვლის მიზნით. ამგვარი გაცვლა სასარგებლოა ყველა მონაწილე მხარისათვის. მსკ(ი)–დან მიღებული ინფორმაციის თანახმად 2007 წლის 1 სექტემბრამდე საქართველოდან ექსპორტირებული იყო 614.4 გვტ*სთ ელექტროენერჯია³.

ელექტროენერჯის ღირებულების სეზონური ცვლილება

საერთო ელექტროგენერაციაში სხვადასხვა საშუალებებით შეტანილი წვლილის სეზონური ცვლილება იწვევს ელექტროენერჯის მიწოდების ღირებულების ასტივე სეზონურ ცვლილებას. მაგალითად, თბოელექტროსადგურების და იმპორტირებული ელექტროენერჯის წილის გადიდება ზამთრის პერიოდში ზრდის ელექტროენერჯის მიწოდების ღირებულებას ზამთარში. ნახ. 4.11-ზე ნაჩვენებია ელექტროენერჯის გენერაციის ტარიფის ყოველთვიური ცვლილება. გრაფიკი ავავთ საქართველოს ეროვნული ენერჯეტიკის მარეგულირებელი კომისიის მიერ დამტკიცებული ტარიფების გამოყენებით⁴.

³ ელექტროენერჯის გაცვლა მეზობელ ქვეყნებთან სათანადოდ უნდა აისახოს წინამდებარე ანალიზში მას შემდეგ რაც გაცვლის ოპერაცია დასრულდება.

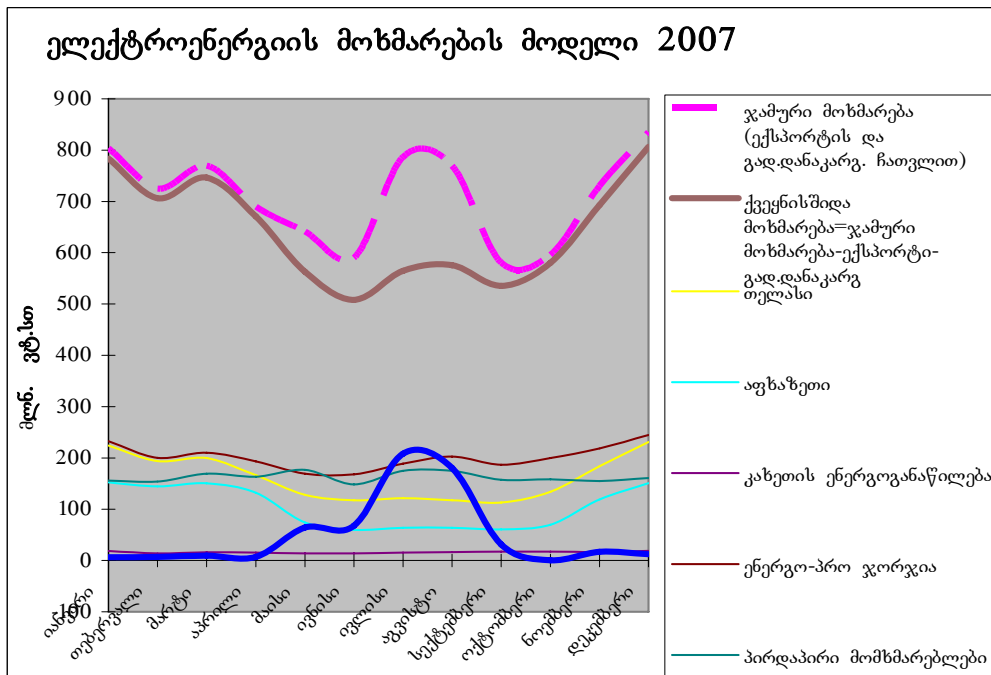
⁴ სემეკ-ის №18 დადგენილება, დათარიღებული 2006 წლის 15 მაისით, და მომდევნო დადგენილებები.



ნახ. 4.11. ელექტროენერჯის მოქმედი ტარიფის სეზონური ცვლილება

ნახაზიდან ჩანს, რომ ელექტროენერჯის მიწოდების/გამომუშავების ღირებულება ზამთრის თვეებში ორჯერ მეტია, ვიდრე ზაფხულის თვეებში, როცა ჰეს-ების ელექტროგამომუშავება საკმარისია ელექტროენერჯაზე ქვეყნის საერთო მოთხოვნილების დასაკმაყოფილებლად. დანართ 4-ში მოცემულია გაანგარიშების დეტალები.

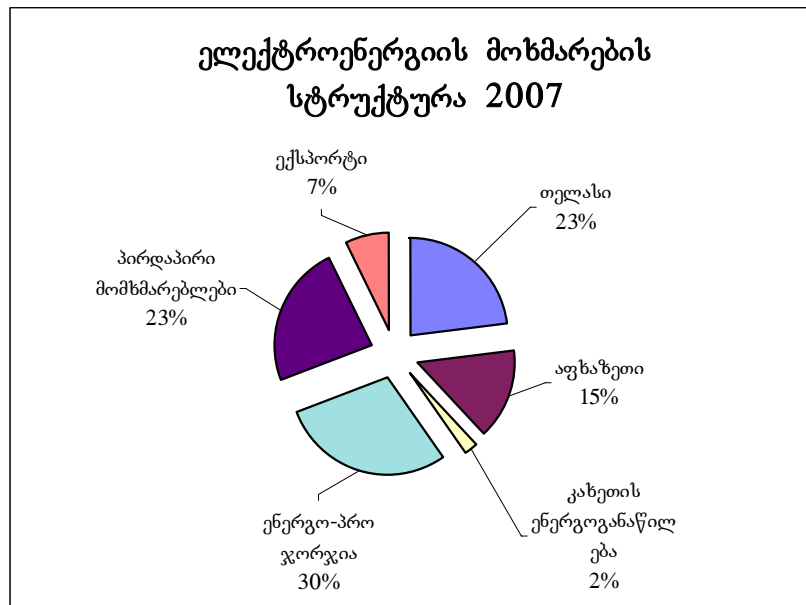
ელექტროენერჯის მოხმარების მოდელი ქვეყნის მასშტაბით მოცემულია ნახ. 4.12-ზე.



ნახ. 4.12. ელექტროენერჯის მოხმარების სეზონური გრაფიკი 2007 წლისათვის (მოდელი)

ნახ. 4.12-დან ჩანს, რომ გამანაწილებელი კომპანიების მიერ ელექტროენერჯის მოხმარებას აქვს ტიპური სეზონური ხასიათი – ზამთარში მაღალია, ზაფხულში – დაბალი⁵. პირდაპირი მომხმარებლის მოხმარება საპირისპირო ხასიათისაა – ზაფხულში მაღალია, ზამთარში – დაბალი. მიუხედავად ურთიერთსაწინააღმდეგო ხასიათისა, ამ ორი ფაქტორის ჯამური ეფექტი რჩება ელექტროენერჯის სეზონური მოხმარების ტიპური სურათის ფარგლებში – ზამთარში მაღალია, ზაფხულში – დაბალი. აღსანიშნავია, რომ ზაფხულში ადგილი აქვს ელექტროენერჯის გამომუშავების სიჭარბეს რაც საქართველოს ენერჯოსისტემას ელექტროენერჯის ექსპორტის საშუალებას აძლევს. 2007 წლის მოდელში არ არის გათვალისწინებული ელექტროენერჯის იმპორტი ზამთრის თვეებში, რამდენადაც ბოლო პერიოდში აღინიშნება იმპორტის შემცირების და თბოელექტროსადგურებზე ელექტროენერჯის გამომუშავების ზრდის ტენდენცია. თუმცა, იმპორტის მაჩვენებელი მოდელში დაზუსტდება მოგვიანებით, მას შემდეგ, რაც ნაჩვენები იქნება ფაქტობრივი იმპორტის მოცულობები.

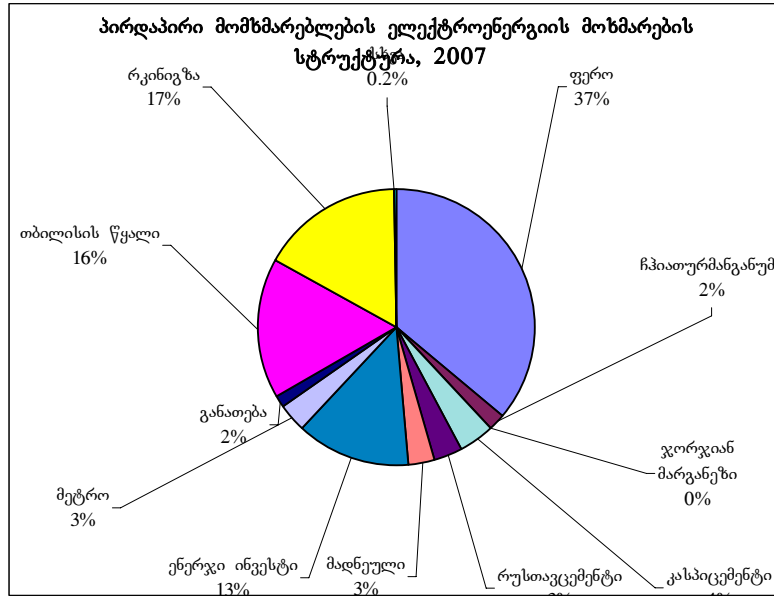
ელექტროენერჯის მოხმარების სტრუქტურა ნაჩვენებია ნახ. 4.13 –ზე.



ნახ. 4.13. საბითუმო მომხმარებლების მიერ ელექტროენერჯის მოხმარების სტრუქტურა

ნახ. 4.13-დან ჩანს, რომ მსხვილი საბითუმო მომხმარებლები არიან ენერჯო-პროჯორჯია (30%), თელასი (23%) და მსხვილი მრეწველობის საწარმოები ანუ, პირდაპირი მომხმარებლები (23%).

ნახ. 4.14-ზე ნაჩვენებია პირდაპირი მომხმარებლების მიერ ელექტროენერჯის მოხმარების სტრუქტურა.



ნახ. 4.14. ელექტროენერჯის მოხმარება პირდაპირი მომხმარებლების მიერ

ზესტაფონის ფეროშენადნობთა ქარხანა წარმოადგენს უმსხვილეს პირდაპირ მომხმარებელს, რომელსაც მოჰყვება რკინიგზა და თბილისის წყალი. ამ საწარმოების ენერგოაუდიტმა შესაძლებელია გამოავლინოს ელექტროენერჯის დაზოგვის პოტენციალი, რასაც არსებითი მნიშვნელობა ექნება ქვეყნის ენერგეტიკული ბალანსისათვის.

4.2.3. ჰიდროელექტროენერჯის სიჭარბე

გასული წლების გამოცდილება, ასევე სხვადასხვა საექსპერტო შეფასებები გვიჩვენებს, რომ საქართველოში არ ხდება არსებული ჰიდროენერგეტიკული რესურსების სრული გამოყენება რის გამოც შესაძლებელია მოხდეს წყლის არაპროდუქტიულ ხარჯვას ჰიდროელექტროსადგურებზე.

არსებობს ჰეს-ებზე წყლის კარგვის ორი მიზეზი:

1. ჰეს-ების გაუმართავი მუშაობა და უწყისირობები ჰიდროტექნიკურ ნაგებობებზე. მაგალითად, 2001 წელს ჰეს-ების დანადგარების და ჰიდროტექნიკური ნაგებობების არასრულყოფილი მომსახურების, - ასევე წყალდიდობის პერიოდში წყლის მაღალი ფილტრაციის გამო ხდებოდა წყლის კარგვა, რაც 1.5 მილიარდი კვტსთ ელექტროენერჯის ექვივალენტური იყო. აქედან 0.6 მლრდ. კვტ*სთ ელექტროენერჯის დანაკარგი/არგამომუშაება გამოწვეული იყო ენგურჰესის კაშხლის წყალსაღვრელი მოწყობილობის გაუმართაობით. იგივე მიზეზით 2002 წლის 5 თვის განმავლობაში ენგურჰესზე დაიკარგა/არ გამოიმუშავდა 250 მლნ. კვტ*სთ ელექტროენერჯია, ხოლო დანარჩენ ჰიდროელექტროსადგურებზე, - 312 მლნ. კვტ*სთ. 2004-2006 წლებში ეს-ებზე ჩატარდა აღდგენითი სამუშაოები, რითაც მნიშვნელოვნად შემცირდა წყლის არაპროდუქტიული ხარჯვა.

2. წყლის გადაშვება/დაღვრა ზედმეტი ელექტროენერჯის წარმოების თავიდან ასაცილებლად შემცირებული მოთხოვნების – მაისი-ივლისის – პერიოდში. ამ დროს წყლის ჩადინება მდინარეებში მნიშვნელოვნად იზრდება, ხილო ელექტროენერჯის მოხმარება მნიშვნელოვნად მცირდება. აღნიშნულმა შესაძლოა გამოიწვიოს წყლის არაპროდუქტიული ხარჯვა ჰესებზე. სპეციალისტების შეფასებით ყოველწლიურად შესაძლებელია 700-800 მლნ. კვტ*სთ ჭარბი ელექტროენერჯის გამომუშავება, რაც შეადგენს ქვეყნის შიდა მოხმარების 10% და დღევანდელი ტარიფებით 30 მილიონი ლარის ეკვივალენტურია. 2007 წელს ამ რესურსის დიდი ნაწილი წარმატებით გამოიყენებოდა საექსპორტოდ.

სეზონური დისბალანსის პრობლემა ახალი არ არის საქართველოს ენერჯოსისტემისათვის. ის არსებობს საბჭოთა კავშირის დაშლის პერიოდიდან, როდესაც მოხდა საქართველოს ენერჯოსისტემის განმხოლოება/იზოლირება სხვა ენერჯეტიკული სისტემებისაგან. მანამდე ეს პრობლემა არ არსებობდა, რამდენადაც საქართველოში წარმოებულ ჭარბ ელექტროენერჯიას ჰყავდა მომხმარებელი მეზობელი ენერჯოსისტემების სახით. აუცილებელია, რომ ელექტროგენერაციის განვითარების ახალ სტრატეგიაში გათვალისწინებული იყოს აღნიშნული პრობლემის გადაწყვეტა.

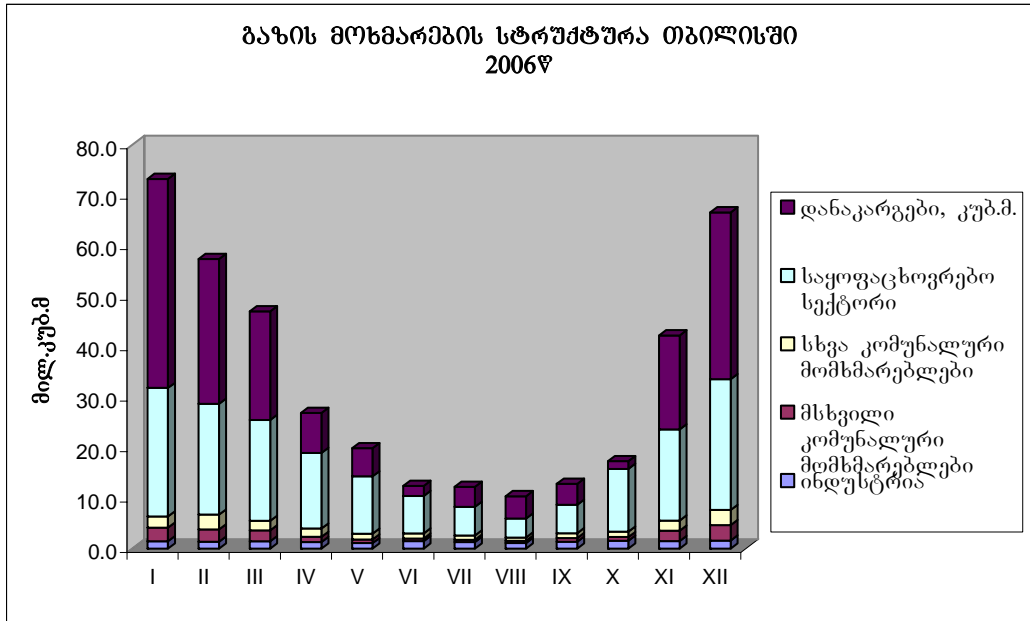
მიუხედავად იმისა, რომ ზაფხულში საქართველოს გააჩნია ჭარბი ჰიდროენერჯეტიკული რესურსები, ამას არ აქვს პირდაპირი და დადებითი ზეგავლენა ქვეყნის ენერჯეტიკულ დამოუკიდებლობაზე. საქართველოში არსებული გამომუშავება-მოხმარების სეზონური დისბალანსი საჭიროებს ჭარბი ელექტროგამომუშავების საკითხის უფრო დეტალურ შესწავლას და ეფექტური გადაწყვეტილების მიღებას.

ამ პრობლემის მოგვარების პოტენციური შესაძლებლობებია:

1. სეზონური ტარიფების დაწესება – იაფი ელექტროენერჯია ზაფხულში. ეს სტიმულს მისცემს ეკონომიკის სხვადასხვა სექტორს გაზარდოს წარმოება/ელექტროენერჯის მოხმარება ზაფხულში;
2. ენერჯის სეზონური გაცვლის სტაბილური რეგიონალური მექანიზმების შემუშავება, მათ შორის რეგიონალურ ენერჯო ბაზრის განვითარების ხელშეწყობა;
3. გენერაციის განვითარების ახალი სტრატეგიის შემუშავება, რაც ითვალისწინებს ელექტროენერჯის სეზონური დისბალანსის საკითხებს.

4.3. ბუნებრივი გაზის ბალანსი

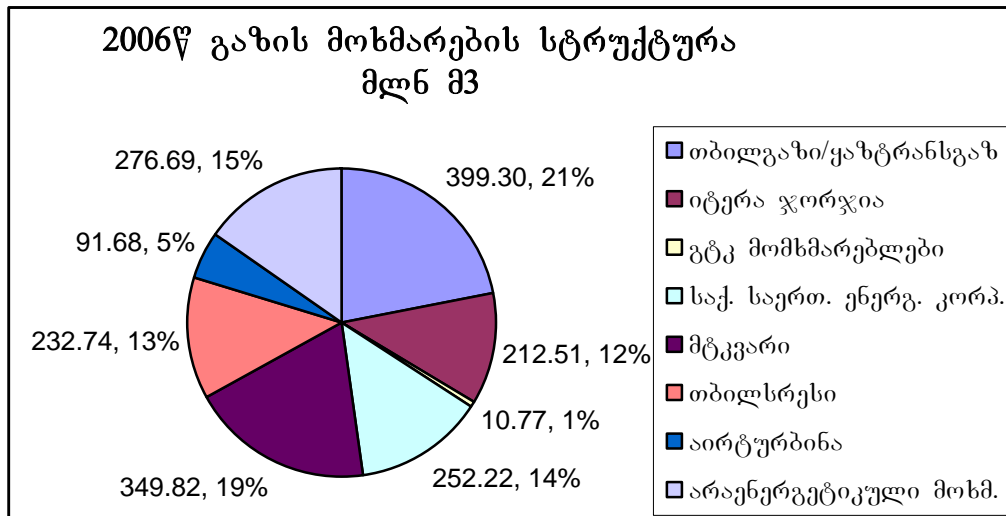
ელექტროენერჯის ბალანსის მსგავსად, ბუნებრივი გაზის ბალანსი 2006 წელს ასევე ატიპიური იყო ელექტროენერჯის გენერაციის მიზნით გაზის ჭარბი იმპორტის გამო.



ნახ. 4.15. საქართველოში გაზის თვიური მოხმარების სტრუქტურა 2006 წელს

როგორც ნახ. 4.15-დან ჩანს, წლის განმავლობაში ხდებოდა გაზის გამოყენება ელექტროენერჯის საწარმოებლად. გაზის მოხმარების სეზონური ცვალებადობა უფრო მნიშვნელოვანია თბილისში (ყაზტრანსგაზ-თბილისი) ვიდრე საქართველოს სხვა რეგიონებში (იტერა-ჯორჯია) რაც იმას მიუთითებს რომ გაზის გამოყენება გასათბობად უფრო ინტენსიურია თბილისში ვიდრე სხვაგან (იხ დანართი 5.)

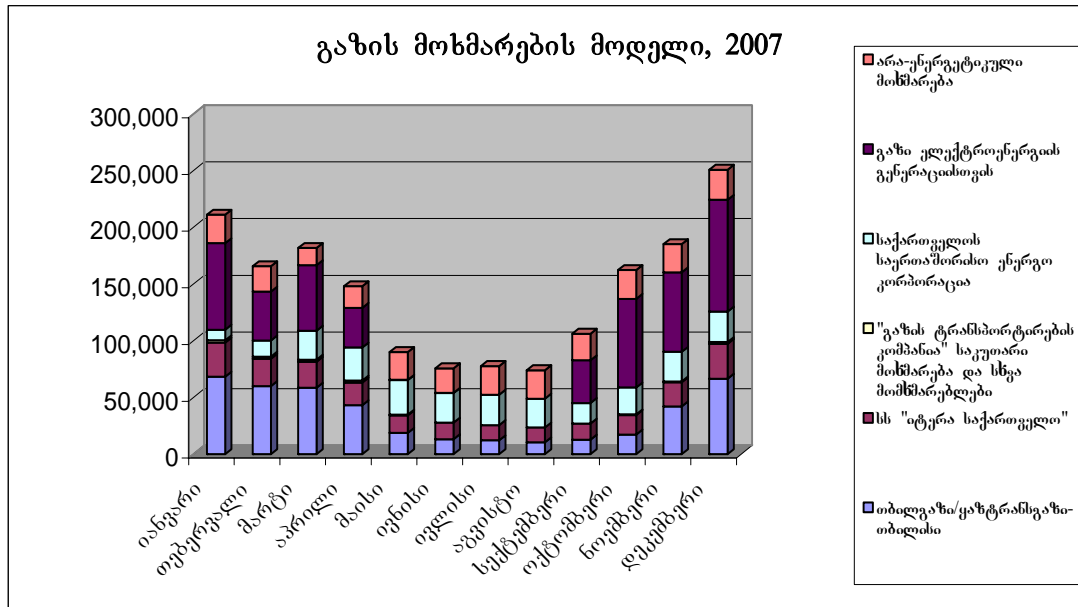
ნახ. 4.16-ზე ნაუჩვენებია გაზის მოხმარება სხვადასხვა საბითუმო მომხმარებლების მიერ.



ნახ. 4.16. საქართველოს 2006 წლის გაზის მოხმარების სტრუქტურა (ათასი კუბმეტი)

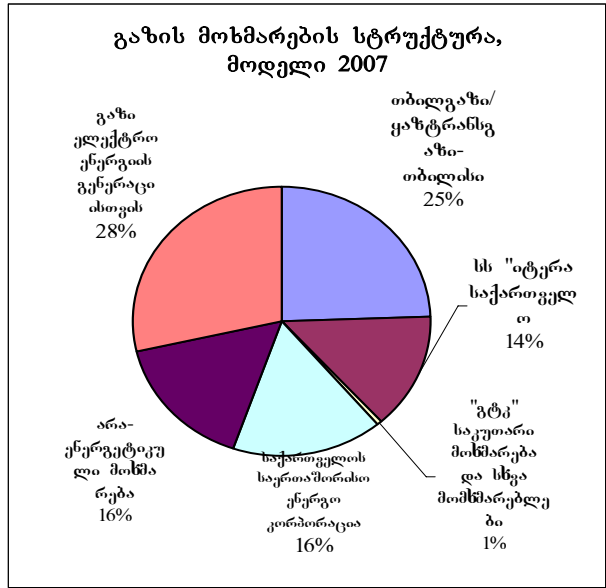
როგორც დიაგრამიდან ჩანს, გაზის უდიდესი წილი (36%) გამოიყენებოდა ელექტროენერჯის გამომუშავებისათვის ხოლო ყველაზე მსხვილი საბითუმო მომხმარებელი არის ყაზტრანსგაზ-თბილისი (21%).

გაზის ბალანსის უფრო ტიპიური მოდელის შესამუშავებლად, 2007 წლის ელექტროენერჯის ბალანსის მოდელის ანალოგიურად, ჩვენ შევადგინეთ 2007 წლის გაზის მოდელური ბალანსი, რაც ეფუძნება 2007 წლის იანვარ-ივნისის და 2006 წლის სექტემბერ-დეკემბრის ფაქტობრივ მონაცემებს (ივლის-აგვისტოს მონაცემები საპროგნოზოა) (დანართი 5.)



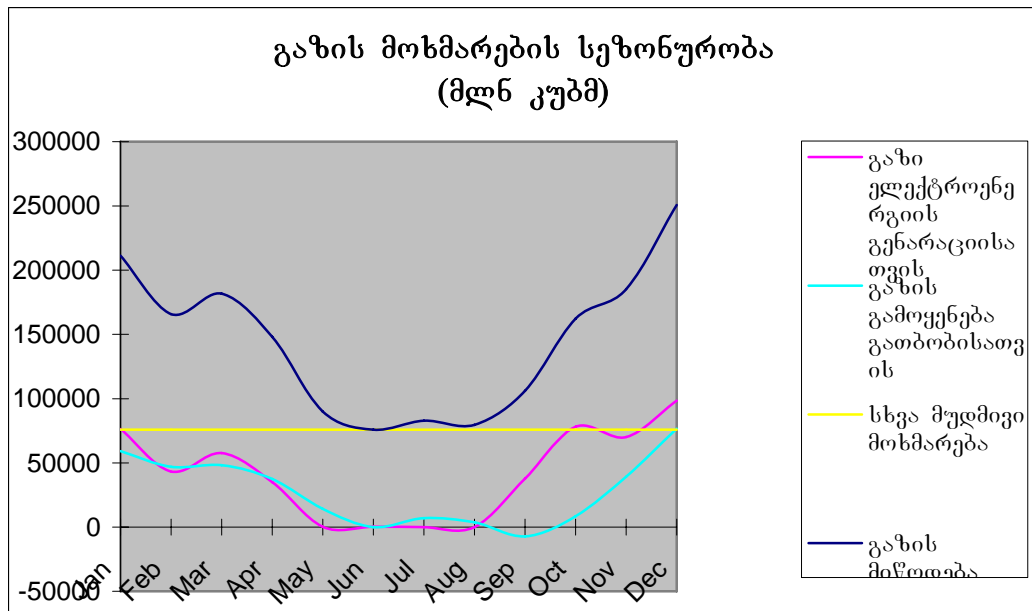
ნახ. 4.17. გაზის თვიური მოხმარების მოდელი

2007 წლის გაზის მოხმარების მოდელში, ყაზტრანსგაზ-თბილისი ინარჩუნებს მის სეზონურ მოხმარების ხასიათს; თბოსადგურები არ გამოიმუშავენ ელექტროენერჯიას ზაფხულში და შესაბამისად ამ მიზნით გაზი ზაფხულში არ გამოიყენება; გაზის გამოყენება ელექტროენერჯის გამოსამუშავებლად 2006 წელთან შედარებით შემცირებულია (ნახ. 4.18).



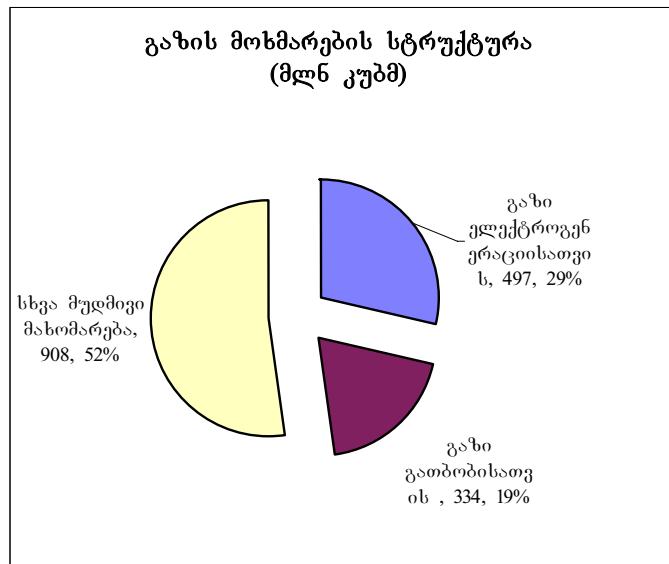
ნახ. 4.18. გაზის მოხმარების წლიური მოდელი

გაზის მოხმარების მოდელი შეიძლება გამოყენებული იქნას გაზის გასათბობად გამოყენების შესაფასებლად. ამ მიზნით ჩვენ გამოვქვითავთ გაზის წლიურ მოხმარებას ელექტროენერჯის გამოსამუშავებლად და სხვა კომპონენტს (ძირითადად საჭმლის მომზადება და ცხელი წყლის მიწოდება) რაც უცვლელი რჩება წლის მანძილზე (იმ დაშვებით რომ უდრის ივნისის მოხმარებას) დანარჩენი ცვლადი სეზონური კომპონენტი განეკუთვნება გაზის გამოყენებას გასათბობად (ნახ. 4.19.)



ნახ. 4.19. გაზის მოხმარების სეზონური ხასიათი

ამგვარი დაშვებებით ჩვენ შეგვიძლია დავასკვნათ რომ გაზის მოხმარება გასათბობად ეკონომიკის ყველა სექტორში შეადგენს დაახლოებით 330 მილიონ კუბურ მეტრს (ცისფერი ღერძი). შესაბამისად, 4.20 ნახ.ში მოცემულია გაზის საბოლოო მოხმარების პირობითი სურათი.



ნახ. 4.20. საბოლოო მომხმარებლის მიერ გაზის წლიური მოხმარება

გაზის სხვადასხვა მომწოდებლებთან და მათ ფასებთან დაკავშირებული არაერთგვაროვნების გამო, ამჟამად არ გვაქვს შესაძლებლობა რაიმე არსებითი პროგნოზის გაკეთება გაზის მიწოდების სტრუქტურის და პოტენციური ფასების შესახებ. ამ ანგარიშის მომზადების მომენტიანათვის გამოხცადდა რომ გაზის ფასი აზერბაიჯანული მომწოდებლის მიერ გაიზრდება საერთაშორისო საბაზრო ღონემდე.

4.4. საქართველოს ენერგეტიკული დამოკიდებულება და კრებსითი ენერგეტიკული ბალანსის მოდელი

ენერგეტიკული უსაფრთხოება შეიძლება პირობითად განიმარტოს როგორც ენერგეტიკული უზრუნველყოფის მოკლევადიანი და გრძელვადიანი საიმედოობა და ხელმისაწვდომ ფასად. ამგვარი განმარტება შეიძლება გავრცელდეს ინდივიდუალურ მომხმარებლებზე, მომხმარებელთა ჯგუფებზე ან მთლიანად ქვეყანაზე. ენერგო უსაფრთხოების აბსოლუტური ზომა ქვეყნის დონეზე საჭიროებს სხვადასხვა გრძელვადიანი და მოკლევადიანი რისკების ანალიზს ქვეყნის საგარეო ენერგო მომარაგების ტექნიკურ, საბაზრო და პოლიტიკურ ფაქტორების გათვალისწინებით. ენერგეტიკული უსაფრთხოების ეს ფაქტორები სპეციფიურია კონკრეტული ქვეყნებისათვის და მათი კონკრეტული რეგიონალური ვითარებისათვის. ენერგოუსაფრთხოების ვრცელი ანალიზი, ყველა ამ ფაქტორს გათვალისწინებით რთული ამოცანაა და სცილდება ამ შესწავლის ჩარჩოებს. ნაცლვად ამისა, ჩვენ უბრალოდ ვუშვებთ, რომ კონკრეტული ტიპის ენერგიის იმპორტის შემცირება შესაბამისად ამცირებს ქვეყნის ენერგო დამოკიდებულებას და ამდენად, მიწოდებასთან დაკავშირებული რისკების შემცირებით, იზრდება ენერგო უსაფრთხოება.

4.4.1. კრებსითი ენერგო ბალანსის მოდელი

ენერგო ბალანსი წარმოადგენს ქვეყნის ენერგო იმპორტზე დამოკიდებულების ანალიზის ძირითად ინსტრუმენტს. საქართველოს შემთხვევაში, ენერგო უსაფრთხოების მთავარ ფაქტორს წარმოადგენს მისი დამოკიდებულება წიაღისეული სათბობის იმპორტზე მეზობელი ქვეყნებიდან (მთლიანი ენერგო მომარაგების 71%). ქვეყნის ენერგო დამოკიდებულების მეორე კრიტიკულ ფაქტორს წარმოადგენს მისი ენერგიის მოხმარების და მიწოდების სეზონურობა.

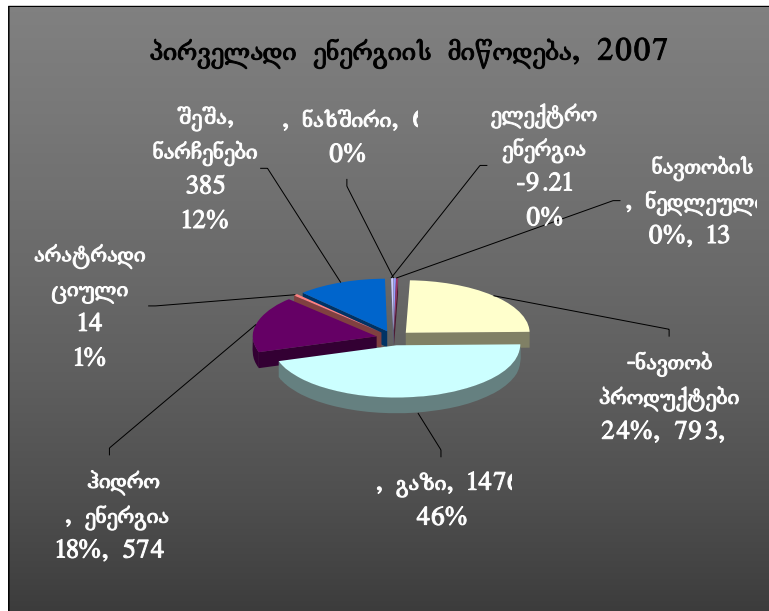
ქვეყნის ენერგო დამოკიდებულების საკითხების გასაანალიზებლად გვესაჭიროება ენერგო ბალანსი რომელიც ასახავს ტიპიურ მოსალოდნელ მოხმარების მოდელს უახლოესი პერიოდისათვის. ამ მიზნით, ჩვენ შევადგინეთ მთლიანი ენერგო ბალანსის მოდელი 2007 წლისათვის. გამოვიყენეთ 2006 წლის ფაქტობრივი კრებსითი ბალანსი, 2007 წლის ელექტროენერგიის ბალანსის მოდელი და 2007 წლის გაზის ბალანსის მოდელი იმ დაშვებით, რომ სხვა ტიპის ენერგიის (გარდა ელექტროენერგიისა და გაზისა) მიწოდება და მოხმარება დარჩება არსებითად იგივე რაც 2006 წელს იყო. ჩვენი ვარაუდით, ამგვარი ენერგო ბალანსი საკმარისად ასახავს ტიპიურ მოსალოდნელი ენერგეტიკულ სიტუაციას საქართველოში უახლოეს მომავალში.

ბალანსის მოდელი წარმოდგენილია ცხრილში 4.4.

საქართველოს ენერგეტიკის ბალანსის მოდელი (ნავთობის ექვივალენტი კილოტონა)											
#		ნახშირი	ნედლი ნავთობი	ნავთობპროდუქტები	ბუნებრივი გაზი	პიდრაელიკური ენერჯი	ღვანახლევალი	შეშა და ნარჩენები	ელექტროენერჯი	თბოენერჯია	ჯამი
10	პროდუქცია	4	64		17	574	14	385			1058
11	იმპორტი	3		792	1462				23		2280
12	ექსპორტი		-53	-3					-32		-88
13	მარაგის შევსება	-1	2	4	-3						2
15	პირველადი წარმოება 15=10+11-12 13	6	13	793	1476	574	14	385	-9.21	0	3252
20	ელექტროსადგურები, ბოილერები			-6	-401	-574			708	32	-241
21	ნავთობგადამამუშავებლები		-13	12							-1
22	სხვა გარდაქმნები და დანაკარგები			-14	-346				-91		-451
30	ენერგო მარაგი 30=15 20 21-22	6	0	785	677		14	385	600	32	2499
40	სამრეწველო სექტორი 40=41+42+43+44	2	0	92	167	0	0	0	116	12	389
41	მეტალურგია			3	5				43	3	54
42	ქიმიური მასალები და ნავთობქიმია			17	27				36	3	83
43	არა ლითონის მასალები			15	18				13	2	48
44	სხვა პროდუქცია	2		57	117				24	4	204
50	ტრანსპორტირება 50=51+52+53	3		512	24				52	0	591
51	ავიაცია, ზღვაოსნობა			24	4				4		32
52	რკინიგზა და ავტოტრანსპორტი	3		448	14				36		501
53	დაუკონკრეტებელი ტრანსპორტი			40	6				12		58
60	სხვა სექტორები 60=61+62+63+64	1		181	293		14	385	432	20	1326
61	სოფლის მეურნეობა			64	58		0	20	14	4	160
62	მომსახურება	1		16	28		6	24	16	16	107
63	ოჯახები			75	201		8	329	396	0	1009
64	დაუკონკრეტებელი			26	6		0	12	6	0	50
70	არა ენერგო მოხმარება			0	193			0			193

ცხრილი 4.4. 2007 წლის ენერგო ბალანსი საქართველოში

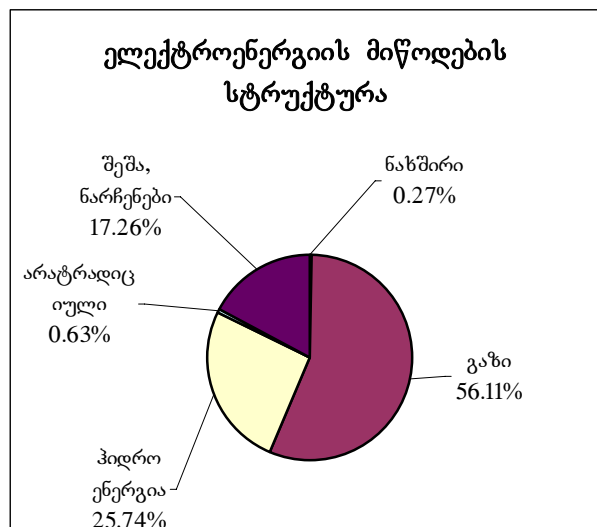
2007 წლის ბალანსის ნიმუშში, ჩვენ გამოვიყენებთ ბუნებრივი გაზის იგივე თბოუნარიანობას (8070 კკალ/მ³) რაც 2006 წლის ენერგო ბალანსშია გამოყენებული. თუმცა, 2007 წელს აზერბაიჯანული გაზის მაღალი წილის და მისი მაღალი თბოუნარიანობის გამო, შეიძლება საჭირო გახდეს გაზის საშუალო თბოუნარიანობის გადახედვა, მას შემდეგ რაც ცნობილი იქნება ზერბაიჯანის და რუსეთის გაზის ფაქტიური თანაფარდობა.



ნახ. 4.21. პირველადი ენერჯის მიწოდების სტრუქტურა 2007წ

ქვეყნის მთლიანი ენერჯო ბალანსის მოდელის საფუძველზე მიღებული ძირითადი დასკვნები არსებითად იგივეა რაც 2006 წლის ბალანსთან მიმართებაში:

- მთლიანი ძირითადი ენერჯო მოწოდების 69% მოდის იმპორტირებულ რესურსებზე
- იმპორტირებული ენერჯის 46% შეადგენს ბუნებრივი გაზი და 25%-სწ ნავთობპროდუქტები
- უდიდესი შიგა ენერჯორესურსი არის ჰიდრო ენერჯია (18%) რასაც მოყვება შეშა (12%) თუ ჩვენ გამოვრიცხავთ ნავთობპროდუქტებს და სამრეწველო ნედლეულად გამოყენებულ გაზს, ენერჯო მოწოდების სტრუქტურა საქართველოში იქნება 4.19 დიაგრამის შესაბამისი.



ნახ. 4.22. ენერჯო მიწოდების სტრუქტურა საქართველოში ენერჯის გამოყენებისათვის

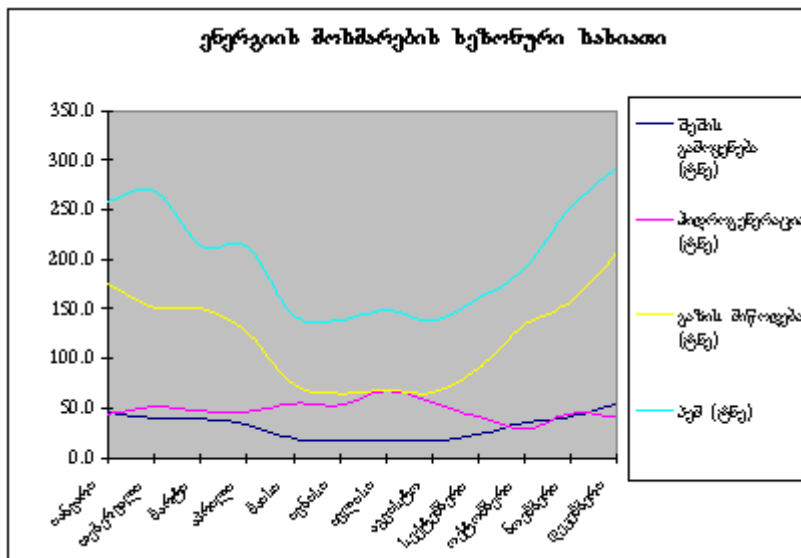
როგორც ჩანს, ენერჯო მოთხოვნილების 57% დაკმაყოფილება ხდება იმპორტირებული ბუნებრივი გაზის მეშვეობით.

4.4.2. ენერგოდამოკიდებულების პარამეტრები

ქვეყნის დამოკიდებულება იმპორტირებულ ენერგიაზე შეიძლება შეფასდეს ამ გარეშე რესურსების წილით მთლიანად ძირითად ენერგო მომარაგებაში. როგორც ერთიანი ენერგო ბალანსიდან ჩანს, ეს პარამეტრი საქართველოსათვის 70%-ს შეადგენს. თუ არ განვიხილავთ ნავთობპროდუქტებს და ყურადღებას გავამახვილებთ მხოლოდ ენერგეტიკულ გამოყენებაზე, მაშინ ენერგიაზე მოთხოვნის 56.7% კმაყოფილება იმპორტირებული ბუნებრივი გაზის ხარჯზე ხოლო დანარჩენი ჰიდრო რესურსებით და შეშით.

საქართველოს ენერგოდამოკიდებულება მკვეთრად სეზონურია (იხ. დანართი 6), ზაფხულში ახასიათებს კლება, ხოლო ზამთარში მატება. ზამთარში გაზრდილი დამოკიდებულება მძაფრდება იმ ფაქტითაც რომ ამ დროს მომწოდებელთა სიმძლავრეები, ისევე როგორც ტრანსპორტირების შესაძლებლობები უფრო დატვირთულია, და ამდენად უფრო ძნელდება რომელიმე კონკრეტული წყაროდან მოწოდების შეწყვეტის კომპენსირება⁵.

საქართველოში ენერგიის გამოყენების სეზონური ხასიათი ნაჩვენებია 4.20 ნახ.ში. აქ ჩვენ არ გავითვალისწინებთ ენერგომატარებლები გარდა ჰიდროენერგისა, გაზისა და შეშისა. სხვა ენერგიის წყაროები ამჟამად მხოლოდ მცირე როლს ასრულებენ საქართველოს ერთიანი ენერგო მოხმარებაში..

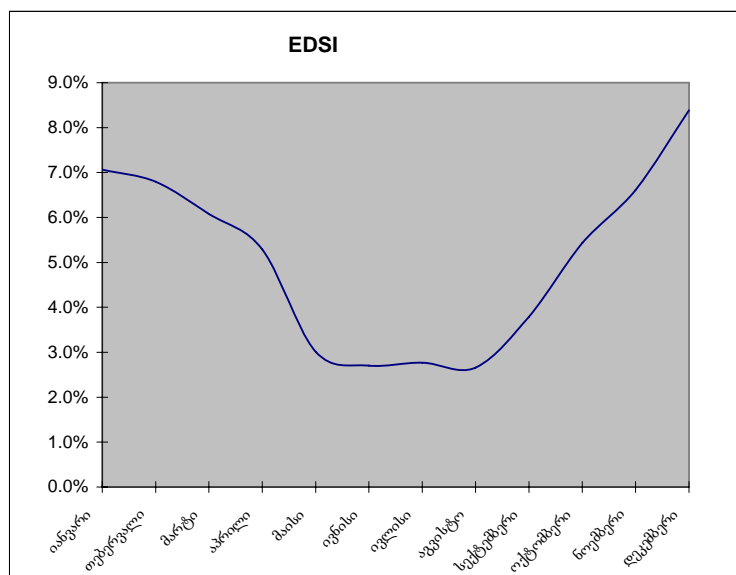


ნახ. 4.23. ერთიანი ენერგო მოხმარების სეზონური სტრუქტურა

საქართველო ენერგოდეფიციტურია მთელი წლის მანძილზე. თუმცა ზაფხულში აღინიშნება ჰიდროენერჯის ენერგიის სიჭარბე, მას ვერ ისევ არ შეუძლია ჩაანაცვლოს წლის იმავე პერიოდში იმპორტირებულ გაზი როგორც ენერგიის მოცულობით ასევე მისი დანიშნულებით.

⁵ ამ შესწავლაში არ ვითვალისწინებთ ენერგოსისტემის მუშაობის სტაბილურობის და შესაძლო მოკლევადიანი დეფიციტის საკითხებს.

ენერგოუსაფრთხოების და გარეშე დამოკიდებულების ანალიზისას, აუცილებელია ამ სეზონურობის გათვალისწინება. გარეშე ენერგო მომარაგების შეწყვეტა უფრო საზიანო იქნება ზამთარში, როდესაც იმპორტის წილი მაღალია, ვიდრე ზაფხულში, როდესაც ადგილობრივ ჰიდროენერჯის შესაძლებლობები უფრო მარალია. ამ სეზონურობის გასათვალისწინებლად, შემოგვაქვს ენერგეტიკული დამოკიდებულების სეზონურობის ინდექსი (ელსი), რაც განისაზღვრება როგორც თითოეულ თვეში იმპორტირებულ ენერჯის რაოდენობის ფარდობამთლიან ენერგო იმპორტზე წლის განმავლობაში. ენერგომიწოდების გაზრდის ან მოხმარების შემცირების ღონისძიებების შეფასებისას, სასურველია მისი ყოველთვიური მახასიათებლები შევწონოთ ელსი-თან რითაც სხვადასხვა ღონისძიების ამ მახასიათებლით შედარების საშუალება შეიქმნება. ელსი-ს ნახ. მოყვანილია ნახ.4.2.1.



ნახ. 4.24. ენერგო დამოკიდებულების სეზონური ინდექსი

ენერგეტიკული დამოკიდებულების სეზონური ინდექსი თვალნათლივ აჩვენებს იმპორტზე დამოკიდებულების ზრდას ზამთარში.

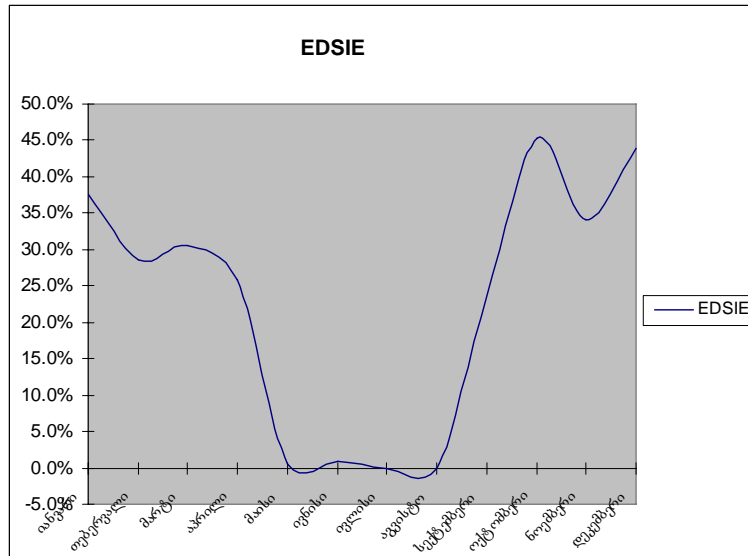
ელექტროენერჯია და გაზი მხოლოდ ნაწილობრივ არის ურთიერთჩანაცვლებადი. ამდენად, ენერგოუსაფრთხოების საკითხების ანალიზისას, საჭიროა ამ ორივე ენერგო მატარებელზე გამახვილდეს ყურადღება და გათვალისწინებული ქნას ელექტროენერჯის და გაზის ბალანსები.

ვინაიდან საქართველოში არ არის წიაღისეული სათბობის მნიშვნელოვანი მოპოვება, თბოელექტროსადგურებს პირდაპირ ვერ შეაქვთ წვლილი ქვეყნის ენერგო დამოუკიდებლობაში და ენერგო უსაფრთხოებაში. ახალი თბოელექტროსადგურების აშენების შედეგს წარმოადგენს იმპორტირებული წიაღისეული სათბობის ელექტროენერჯიად გარდაქმნის მეტი სიმძლავრე. თბოელექტროსადგურების საშუალებით შესაძლებელი ხდება ელექტროენერჯის ნაცვლად გაზის იმპორტი, რაც არასაიმედო ელექტროენერჯის მოწოდების პირობებში შეიძლება დივერსიფიკაციად ჩაითვალოს, ხოლო სხვა შემთხვევაში ზრდის იმპორტირებულ გაზე დამოკიდებულებას. თბოელექტროსადგურები უპირველესად საჭიროა ენერგო სისტემის

სტაბილურობისათვის და ჰიდრო-სადგურების წარმოების ოპტიმიზაციის უზრუნველსაყოფად, ხოლო, მათი წვლილი ენერგოუსაფრთხოებაში მეორადი მნიშვნელობისაა.

ამ მიზეზით ჩვენ ცალკე პარამეტრს ვიყენებთ ენერგო მომარაგების გარეშე იმპორტზე დამოკიდებულების დასახასიათებლად.

ESDIE წარმოადგენს ანალოგური ენერგეტიკული დამოკიდებულების სეზონურ ინდექსს ელექტროენერჯისათვის, რომელიც ზომავს გარეშე ენერგო მომარაგებაზე სეზონურ დამოკიდებულებას ელექტროენერჯის გამოსაყენებლად და უჩვენებს სიღრმისეულ სეზონურ ქცევას (ნახ. 4.22.)



ნახ. 4.25. ელექტროენერგეტიკული სეზონური დამოკიდებულების ინდექსი

ეს დიაგრამა უჩვენებს ელექტროენერჯის მოწოდების გაზრდის ან მოხმარების შემცირების ზომების დიდ მნიშვნელობას ზამთრის თვეებში და ასევე უჩვენებს რომ თუ რომელიმე ზომას შეუძლია ელექტროენერგეტიკული ბალანსზე ზაფხულში დადებითად ზემოქმედება, მისი მონაწილეობა ენერგო დამოუკიდებლობაში ნული იქნება, თუკი არ განხორციელდება რაიმე დამატებითი ზომა (მაგ. ენერჯის გაცვლა, ან ზოგიერთი სახის ენერჯის შენახვა) ეფექტის იმ პერიოდზე გადატანით, როდესაც ქვეყანა მაქსიმალურადაა დამოკიდებული გარეშე ენერგო მომარაგებაზე.

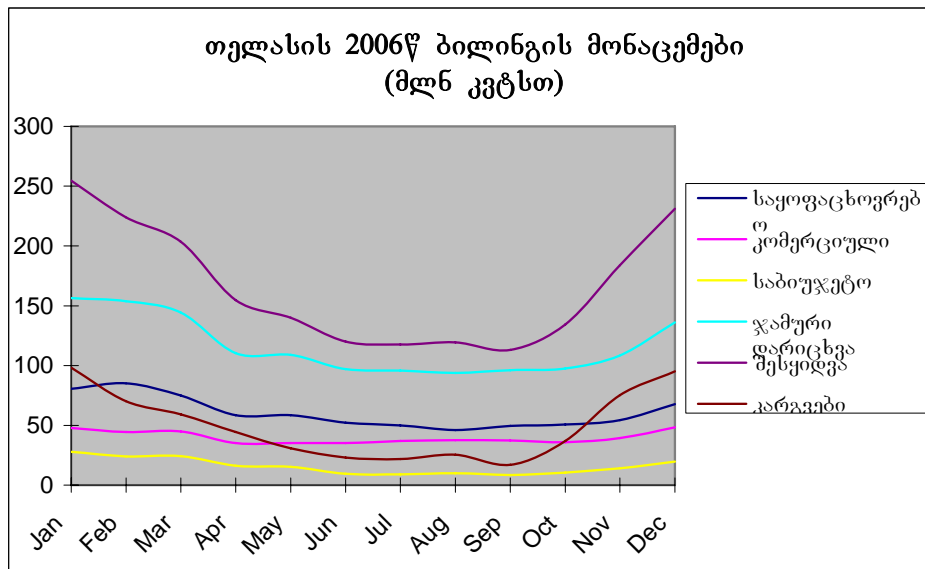
4.5. მოხმარება მომხმარებელთა კატეგორიების მიხედვით

ენერგოეფექტურობის და ენერგო დაზოგვის შეფასება საჭიროებს უფრო დეტალურ ინფორმაციას სხვადასხვა ტიპის ენერგიის მომხმარებაზე სამომხმარებლო კატეგორიების მიხედვით. სადისტრიბუციო კომპანიებში მონაცემთა ხარისხი და ხელმისაწვდომობა ყოველთვის არ იძლევა საკმარისად დეტალური ანალიზის საშუალებას. ამდენად, ზოგიერთ შემთხვევაში ფაქტობრივ მონაცემებს დავურთეთ ექსპერტთა შეფასებები და ჩვენი კვლევები.

ბსკ/ენერგო-პრო-ს მომხმარებლები დაყოფილი არიან საქმიანობის კატეგორიების მიხედვით რაც შესაძლებელს ხდის მათი მოხმარების დეტალურ ანალიზს. თუმცა, მონაცემები ყოველთვის სანდო არ არის, რასაც მიუთითებს ზოგიერთი კატეგორიის მომხმარებელთა მოხმარების უჩვეულო სეზონურ ქცევა. სამომხმარებლო კატეგორიების მიხედვით მოხმარების დეტალური მონაცემები მოყვანილია დანართ 7-ში. აქ მხოლოდ წარმოგიდენტ ერთიან მონაცემებს გამანაწილებელი კომპანიის დონეზე.

4.5.1. თელასი

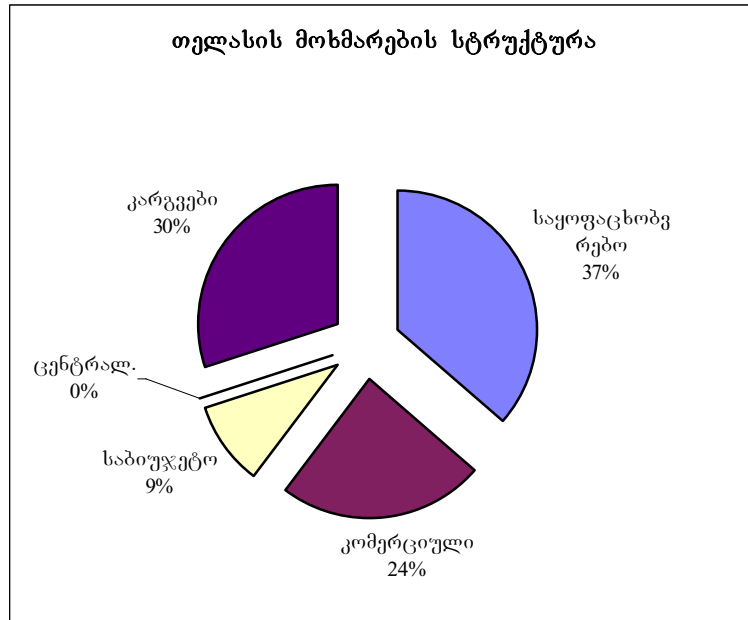
თელასის მომხმარებლები დაყოფილია ოთხ ძირითად კატეგორიად: საყოფაცხოვრებო, კომერციული, საბიუჯეტო და ცენტრალური. თვიური მოხმარების ნიმუში ამ სამომხმარებლო კატეგორიების მიხედვით მოცემულია ნახ. 4.23-ში.



ნახ. 4.26. თელასის ელექტროენერგიის შესყიდვის და მოხმარების მოდელი

საყოფაცხოვრებო მომხმარებლები წარმოადგენენ უმსხვილეს სამომხმარებლო კლასს, რომლის წილი თელასის წლიურ ელექტროენერგიის შესყიდვაში შეადგენს 37% და დარიცხვის 53%. დანაკარგების წილი - 30% - ისევ მაღალია, განსაკუთრებით იმის გათვალისწინებით, რომ დასაშვები წლიური ტექნიკური დანაკარგი არ უნდა აღარაბეჭდეს 12.4- %ს. დანაკარგების

სეზონური მოდელი შეესატყვისება მთლიან მოხმარებას და მის მაქსიმუმს აღწევს ზამთარში, როდესაც საქართველო მაქსიმალურადაა დამოკიდებული ენერგო იმპორტზე.

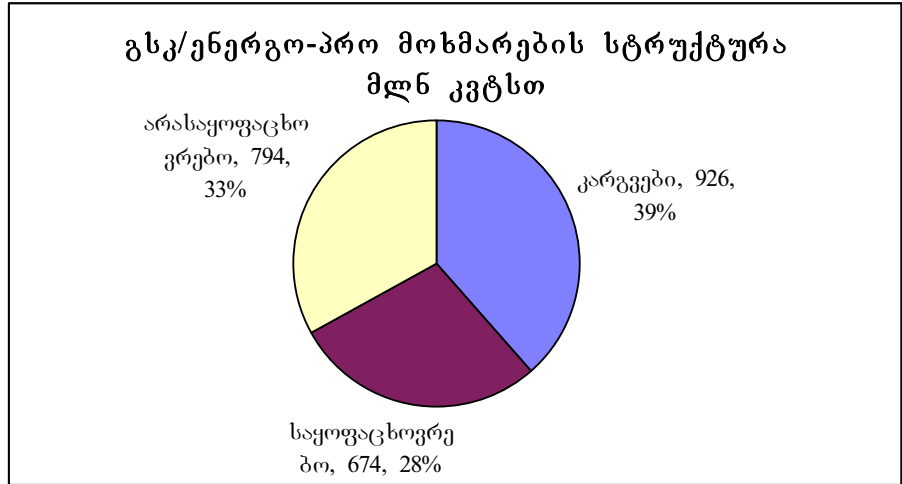


ნახ. 4.27. თელასის წლიური მოხმარების სტრუქტურა

საყოფაცხოვრებო სექტორის მომხმარებლების მოხმარება სეზონურად ცვალებადობს და მიუთითებს ელექტროენერგიის გამოყენებაზე გასათბობად. თელასის უფრო დეტალური ელექტროენერგიის შესყიდვის და მოხმარების ყოველთვიური მოდელი მოცემულია დანართ 8 ში.

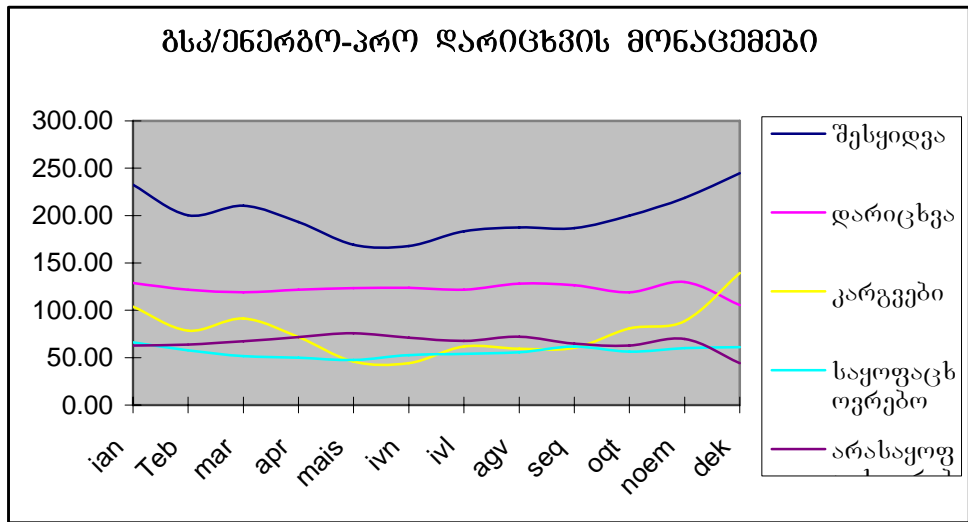
4.5.2. გაერთიანებული სადისტრიბუციო კომპანია/ენერგო-პრო ჯორჯია

ბსკ-ის, გაერთიანებული ელექტროენერგიის გამანაწილებელი კომპანიის და აჭარის სადისტრიბუციო კომპანიის აქტივები შეისყიდა ენერგო-პრომ 2007 წლის ივნისში. ამდენად, 2006 წლის და 2007 წლის დასაწყისის მონაცემები მოპოვებული იქნა ცალკეული გამანაწილებელი კომპანიების დარიცხვის სისტემებიდან, ხოლო მომდევნო ანალიზი და პროგნოზი გამომდინარეობს ენერგო-პროს გაერთიანებული მონაცემებიდან (იხ. დანართი 7). ბსკ/ენერგო-პრო-ს მოხმარების სტრუქტურა მოცემულია 4.25 ნახ.ში.



ნახ. 4.28. ენერგო –პრო-ს წლიური მოხმარების სტრუქტურა

გსკ-ენერგო-პრო-ს საყოფაცხოვრებო მოხმარება უფრო მცირეა ვიდრე თელასის, ხოლო დანაკარგების პროცენტი უფრო მაღალია. მაღალი ჯამური დანაკარგი გამოწვეულია უფრო მაღალი ტექნიკური და კომერციული დანაკარგებით ენერგო-პრო-ს ქსელში.



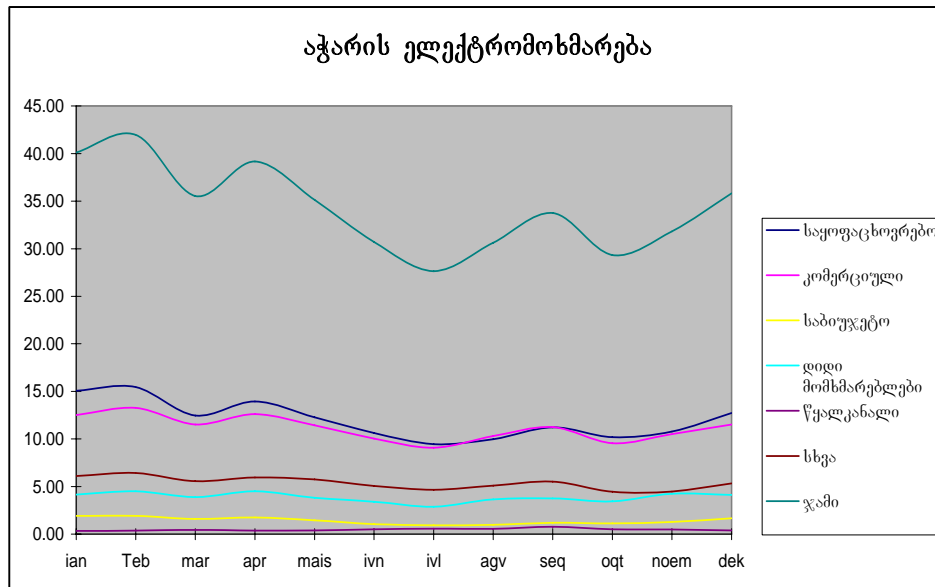
ნახ. 4.29. გსკ/ენერგო –პროს ენერგო მოწოდების და მოხმარების მოდელი

გსკ –ს ელექტროენერჯის შესყიდვას უფრო ნაკლებად გამოხატული სეზონურობა ახასიათებს რაც გამოწვეულია საყოფაცხოვრებო მოხმარების მცირე წილით, და მიუთითებს ელექტროენერჯის უფრო ნაკლებ მოხმარებაზე გათბობის მიზნებისათვის.

4.5.3. აჭარის ენერგოკომპანია

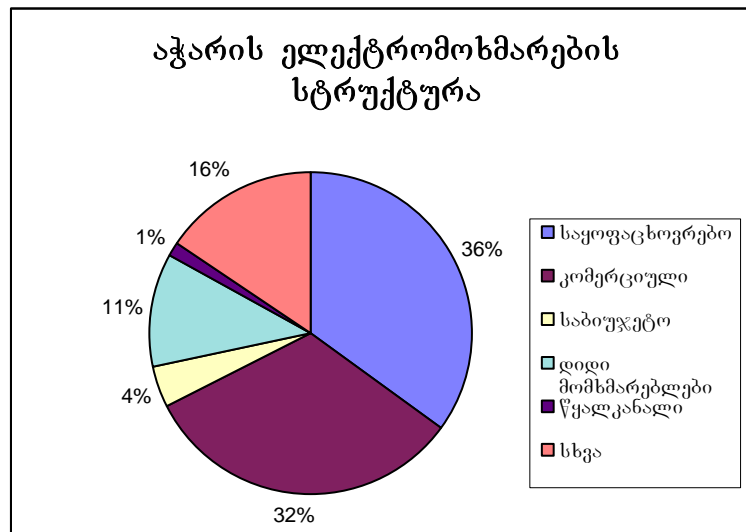
აჭარის დარიცხვის მონაცემები მიღებულია ენერგო-პრო საქართველოსაგან და წარმოადგენს პერიოდს ვიდრე ენერგო –პრო შეისყიდიდა აჭარის ენერგოკომპანიის აქტივებს.

ნახ. 4.30 უჩვენებს დარიცხვის სეზონურ ცვლილებას ჯამურად და სამომხმარებლო კატეგორიების მიხედვით. მოხმარების მრუდის რყევა გამოწვეულია მონაცემთა ხარისხით რომელიც მიღებულია აჭარის დარიცხვების მონაცემთა ბაზიდან (დანართი 10.)



ნახ. 4.30. აჭარის ენერჯის მიწოდების დამონხმარების მოდელი

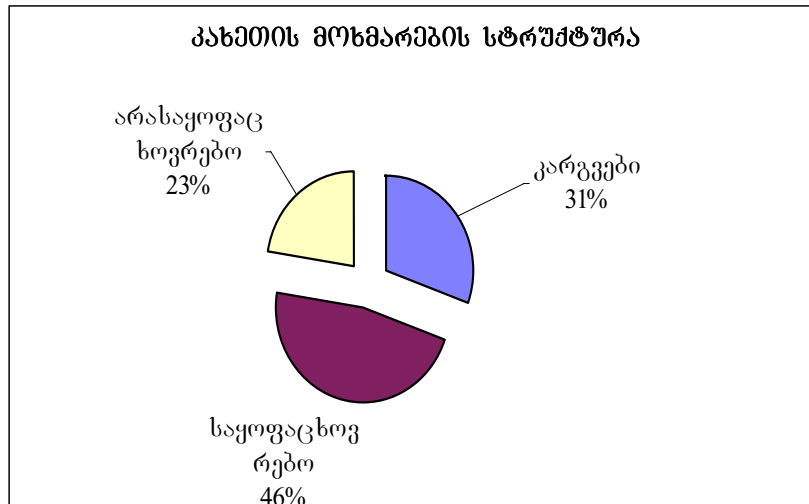
ნახ. 4.31 ში მოცემული სქემა უჩვენებს აჭარის სადისტრიბუციო კომპანიის წლიური მოხმარების სტრუქტურას მომხმარებელთა კატეგორიების მიხედვით.



ნახ. 4.31. აჭარის წლიური ელექტროენერჯის მოხმარების სტრუქტურა

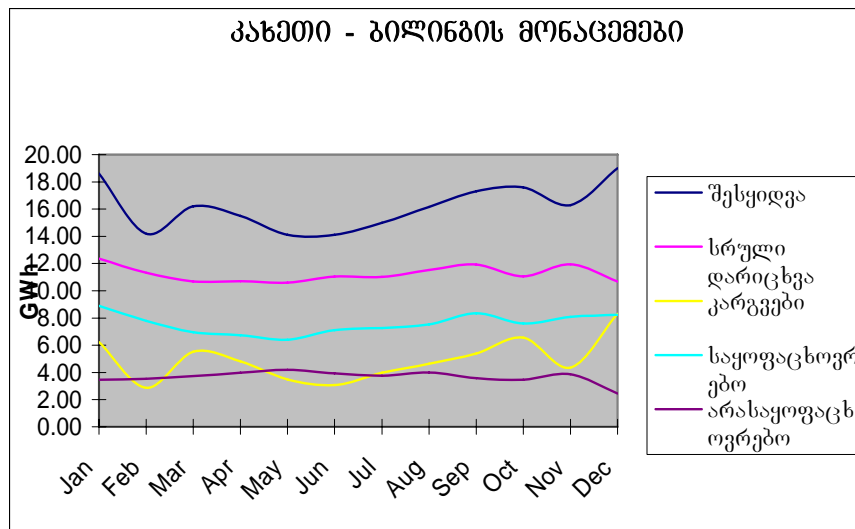
4.5.4. კახეთი

კახეთი მოხმარების მცირე პროცენტს შეადგენს სხვა სადისტრიბუციო კომპანიებთან შედარებით.



ნახ. 4.32. კახეთის წლიური ენერგო მოხმარების სტრუქტურა

ამ ანგარიშის მომზადების პერიოდისათვის კახეთის სადისტრიბუციო კომპანიის მონაცემები არ არის მიღებული. ამდენად ჩვენ აღვადგინეთ სეზონური სურათი ბსკ-ს სამომხმარებლო მოდელის მიხედვით და გამოვიყენეთ კახეთის ინფორმაცია 2006 წლის მაისის მომხმარების სტრუქტურის შესახებ.



ნახ. 4.32. კახეთის ენერგო მომარაგების და მოხმარების მოდელი (რეკონსტრუქცია) საყოფაცხოვრებო მომხმარებლების მიერ მოხმარება უფრო ნაკლებ სეზონურია ვიდრე თელასის შემთხვევაში, რაც მიუთითებს რომ ელექტროენერგია გასათბობად ნაკლებად გამოიყენება.

4.5.5. კომერციული დანაკარგები ელექტროენერჯის გამანაწილებელ კომპანიებში

ცხრილი 4.5 აჯამებს ტექნიკურ და კომერციულ დანაკარგებს ელექტროენერჯის გამანაწილებელ კომპანიებში.

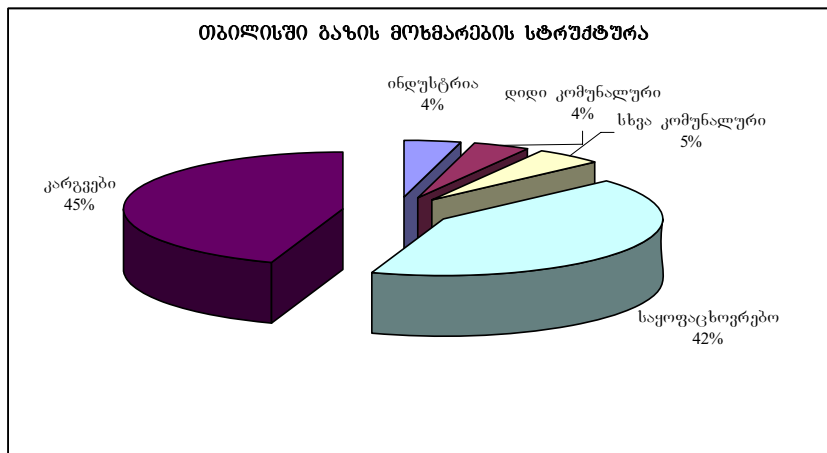
	ელექტრო- ენერჯის შესყიდვა (მლნ კვტსთ)	ტექნიკური დანაკარგები (მლნ კვტსთ)	დარიცხვა (მლნ კვტსთ)	კომერციული დანაკარგები (მლნ კვტსთ)	კომერც. დანაკარგ. %
თელასი	1,955.4	242.5	1,398.8	314.1	16.1%
ენერჯო- პრო	2,394.0	358.4	1,468.1	567.5	23.7%

ცხრილი 4.5. გამანაწილებელ კომპანიებში კომერციული დანაკარგები (გვტსთ)

ელექტროენერჯის კომერციული დანაკარგები გამოანგარიშდა ელექტროენერჯის შესყიდვის მოცულობიდან სემეკ-ის მიერ დამტკიცებული დასაშვები ტექნიკური დანაკარგების გამოკლებით.⁶ დანაკარგების დანარჩენი რიცხვები, მოპარვის ღონეები გამანაწილებელ კომპანიებში მაღალი სიზუსტითაა მოცემული. ეს რიცხვები ასევე წარმოადგენენ მოპარვების შემცირების შედეგად მიღებულ დაზოგვის პოტენციალს. ექსპერტთა შეფასებების მიხედვით, ეს დანაკარგები შეიძლება განახევრდეს ორ წელიწადში, ეკონომიკური ეფექტურობის ზომების გამოყენებით.

გაზის მოხმარება თბილისში

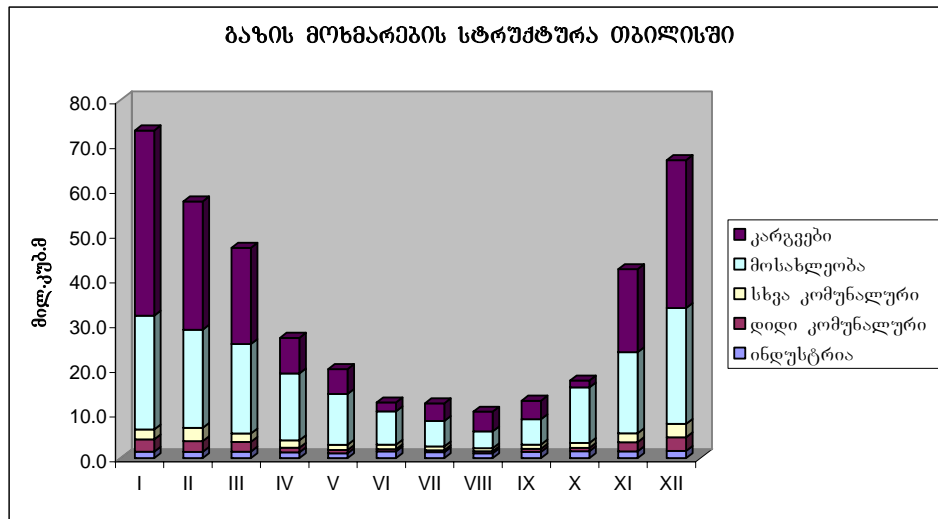
თბილისში გაზის მოხმარების შესახებ ინფორმაცია მიღებულია ყაზტრანსგაზ-თბილისისაგან (დანართი 11) ეს მონაცემები უჩვენებს დანაკარგების დიდ წილს, რაც 42%-ს შეადგენს, რაც საყოფაცხოვრებო მომხმარებლების დარიცხვას უტოლდება. არასაყოფაცხოვრებო მომხმარებლების დარიცხვები შეადგენს თბილისში მთლიანი გაზმომარაგების მხოლოდ 14%-ს.



ნახ. 4.33. ყაზტრანსგაზ-თბილისის წლიური მოხმარების სტრუქტურა

⁶ სემეკ-ის დადგენილება № 17, 2006 წლის მაისი.

ბუნებრივი გაზის მოხმარება მკვეთრი სეზონურობით ხასითდება. მაგალითად დეკემბერში მოხმარებული ბუნებრივი გაზი თითქმის 7 –ჯერ მეტია აგვისტოში მოხმარებულზე. მაღალი დანაკარგებში, რომელიც ასევე სეზონურობით ხასიათდება უდიდესი ნაწილი უკავია კომეციულ დანაკარგებს (დატაცებას). ამდენად არგადამხდელი მომხმარებლების გამოვლენა და მათთვის ბუნებრივი გაზის შეწყვეტა მნიშვნელოვნად შეამცირებს დანაკარგებს, რაც ბუნებრივი გაზის დაზოგვის მნიშვნელოვანი პოტენციალია.



ნახ. 4.34. ყაზტრანსგაზ-თბილისის გაზის მიწოდების და მოხმარების მოდელი

ბუნებრივი გაზის მოხმარება უფრო მკვეთრად სეზონურია ვიდრე ელექტროენერჯისა. რაც აიხსნება ზამთარში გათბობისათვის ბუნებრივი გაზის მასიურ გამოყენებით. ამიტომ აუცილებელია ამ მიზნით გამოყენებული გაზის დაზოგვის შესაძლებლობების გამოვლენა.

სხვა გაზგამანაწილებელი კომპანიები

საქართველოს ქალაქებში და რეგონებში მრავალი გაზგამანაწილებელი კომპანია არის, რომელთა დიდი ნაწილი იტერა-საქართველოს მფლობელობაში. უმეტესი მათგანიდან ვერ მოხერხდა ინფორმაციის მოპოვება მომხმარებელთა კატეგორიების მიხედვით ბუნებრივი გაზის მოხმარების შესახებ. ამიტომ ბუნებრივი გაზის თბილისის მოხმარების სტრუქტურა განვაზოგადეთ მთელ ქვეყანაზე.

თაზი 5 – განახლებადი ენერჯის პოტენციალი საქართველოში

5.1. მცირე ჰიდროსადგურები

5.1.1. შესავალი

მცირე ჰესების მშენებლობას, როგორც ენერჯის განახლებადი წყაროს გამოყენებას, დიდი ყურადღება ექცევა მთელ მსოფლიოში მას დიდ ყურადღებას უთმობენ, როგორც წამყვანი, მაღალგანვითარებული ქვეყნები, ასევე საერთაშორისო საფინანსო ინსტიტუტები. მათი ინიციატივით და ხელშეწყობით ამ მიმართულებით მუშაობა გააქტიურდა განვითარებად და გარდამავალი ეკონომიკის მქონე ქვეყნებში, მათ შორის საქართველოშიც.

ზოგადად ენერჯის განახლებადი წყაროების მიმართ დაინტერესება და მათი ათვისების აქტუალობა განპირობებულია რამდენიმე ფაქტორით, რომელთა შორის განსაკუთრებით მნიშვნელოვანია:

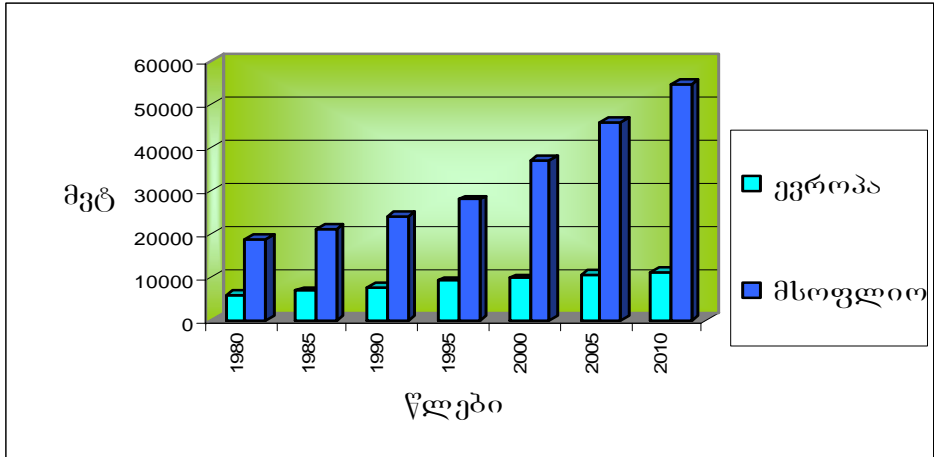
- ენერჯომომცველების (ნახშირწყალბადების) მარაგების შემცირება.
- ენერჯომომცველებზე, თბურ და ელექტროენერჯებზე ფასების მკვეთრი და შეუქცევადი ზრდის ტენდენცია.
- ენერჯომომცველებზე მოთხოვნილების ზრდა
- თითქმის ყველა სახის ენერჯის წარმოებისა და გამოყენებისას გარემოზე მავნე ზემოქმედება.

მცირე ჰესების მშენებლობა, ისევე როგორც განახლებადი ენერჯების სხვა წყაროების გამოყენება, დღევანდელ ეტაპზე თუ არ ჩავთვლით რამდენიმე ქვეყნის (აშშ, დანია, პოლანდია) ქარის ენერჯეტიკაში მიღწეულ წარმატებებს, ძირითად ორიენტირებულია ლოკალური ენერჯეტიკული პრობლემების მოგვარებისათვის (ცალკეული შენობების, დასახლებული პუნქტების, საწარმოების და ა.შ.), თუმცა ტექნოლოგიების დახვეწის შემდეგ, სავარაუდოთ 15-20 წლის პერსპექტივაში, მათ შესაძლოა მნიშვნელოვანი წვლილი შეიტანონ “დიდი ენერჯეტიკისათვის” დამახასიათებელი ისეთი პრობლემების მოგვარებაში, როგორც არის:

- ენერჯოდამოუკიდებლობის და ენერჯოუსაფრთხოების დონის ამაღლება.
- ეკონომიკის დარგების განვითარება.
- მოსახლეობის ცხოვრების დონის ამაღლება.
- ეკოლოგიური მდგომარეობის გაუმჯობესება და სხვა.

ზემოთ აღნიშნული მიზეზების გამო ევროკავშირის ქვეყნებმა ჯერ კიდევ 1997 წელს დაისახეს მიზნათ, რომ 2010 წლისთვის ენერჯის განახლებად წყაროებზე გამოუმუშავებული ენერჯის წილმა მთელი ენერჯის მოხმარებაში მიაღწიოს 12%. მათ შორის რაც შეეხება მცირე ჰესებს, ევროპის მცირე ჰიდროენერჯის ასოციაციის

(ESHA) მონაცემებით მკვების ჯამური დადგმული სიმძლავრე 2010 წელს, 2005 წელთან შედარებით, ევროკავშირის ქვეყნებში დახლოებით 17%-ით გაიზარდა და 10,3 ათასი მგტ-დან 12 ათასს მგტ-ს მიაღწევს მსოფლიოს მასშტაბით კი მოსალოდნელი ზრდა 20% და 46 ათასი მგტ-დან 55 ათასს მგტ-ს მიაღწევს ნახ.5.1.



	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010
ევროკავშირის ქვეყნები	5900	6700	7700	9000	9600	10300	12000
მსოფლიო	19000	21000	24000	27900	37000	46000	55000

ნახ. 5.1. მცირე ჰესების განვითარება მსოფლიოში წყარო: www.ESHA.be

5.1.2. მცირე ჰესების კლასიფიკაცია

მცირე ჰესების კლასიფიკაცია დამოკიდებულია ქვეყნის ჰიდროენერგეტიკული პოტენციალის სტრუქტურაზე და აქედან გამომდინარე იგი სხვადასხვა ქვეყანაში სხვადასხვაა ცხრილი 5.1.

ქვეყანა	მიკრო	მინი	მცირე
	სიმძლავრე კვტ		
შვედეთი			1500
აზიის ქვეყნები			15000
ლათინური ამერიკის ქვეყნები	100	100-1000	1000-10000
რუსეთი, ჩინეთი და აშშ			25000
საქართველო	1-100	100-1000	1000 - 10000

ცხრილი 5.1. მცირე ჰესების კლასიფიკაცია ქვეყნების მიხედვით

მცირე ჰესები საქართველოს პირობების გათვალისწინებით პირობითად შეიძლება დაიყოს სამ ჯგუფად:

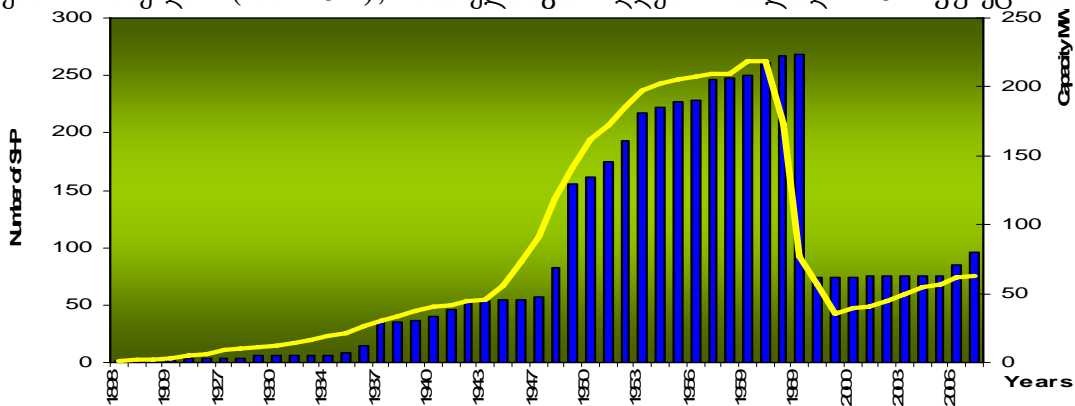
მიკრო ჰესები (1-100კვტ) ისეთი ჰესებია, რომელთა მოწყობილობები ჩვეულებრივი წესით იყიდება სავაჭრო ორგანიზაციებში და რომელთა მონტაჟი ხორციელდება ამავე ორგანიზაციების წარმომადგენლების მიერ. ამიტომ მათი სამშენებლო სამონტაჟო სამუშაოების ღირებულება შედარებით მცირეა და არ აჭარბებს სადგურის მთლიანი ღირებულების 40%-ს.

მინი ჰესები (100-1000კვტ) ისეთი ჰესებია, რომელთა მშენებლობა ასევე შედარებით მოკლე ვადებში და შედარებით მცირე დანახარჯებით ხორციელდება. მათი სამშენებლო-სამონტაჟო სამუშაოების ღირებულება მთელი ღირებულების დაახლოებით 50%-ს შეადგენს. ასეთი სადგურების პროექტირებისა და შეთანხმებების ვადები დაახლოებით სამშენებლო-სამონტაჟო სამუშაოების ვადების ტოლია;

მცირე ჰესები (1000-10000კვტ) ისეთი ჰესებია, რომელთა მშენებლობის პროცესები საშუალო და დიდი ჰესების მშენებლობის პროცესების იდენტურია. ამიტომ მათი მშენებლობის ხვედრითი ღირებულება შედარებით მაღალია. ასევე შედარებით დიდი დრო სჭირდება პროექტირებას შესაბამის ორგანოებთან შეთანხმებებს და სამშენებლო-სამონტაჟო სამუშაოების წარმოებას.

5.1.3. არსებული მდგომარეობა

მცირე ჰესების მშენებლობას საქართველოში 100 წელზე მეტი ხნის ისტორია აქვს. პირველი მჰესი (ბორჯომჰესი) ჯერ კიდევ 1898 წელს აშენდა. სწრაფი ტემპებით მჰესების მშენებლობა 1922 წლიდან, “გოელროს” გეგმის დამტკიცების შემდეგ დაიწყო, რომელიც საბჭოთა კავშირის სრულ ელექტროფიკაციას ისახავდა მიზნით. ასე გრძელდებოდა მე-20 საუკუნის 60 წლების ბოლომდე, სანამ მსოფლიოს წამყვანი ენერგეტიკული სახელმწიფოები და მათ შორის საბჭოთა კავშირი, მძლავრი ჰესების მსენებლობაზე გადავიდოდა. ამ პერიოდში საქართველოში 400-მდე მცირე ჰესი აშენდა (ნახ. 5.2), რომელთაგან დღეს მხოლოდ 25 ფუნქციონირებს.



ნახ. 5.2. მცირე ჰესების მშენებლობა საქართველოში

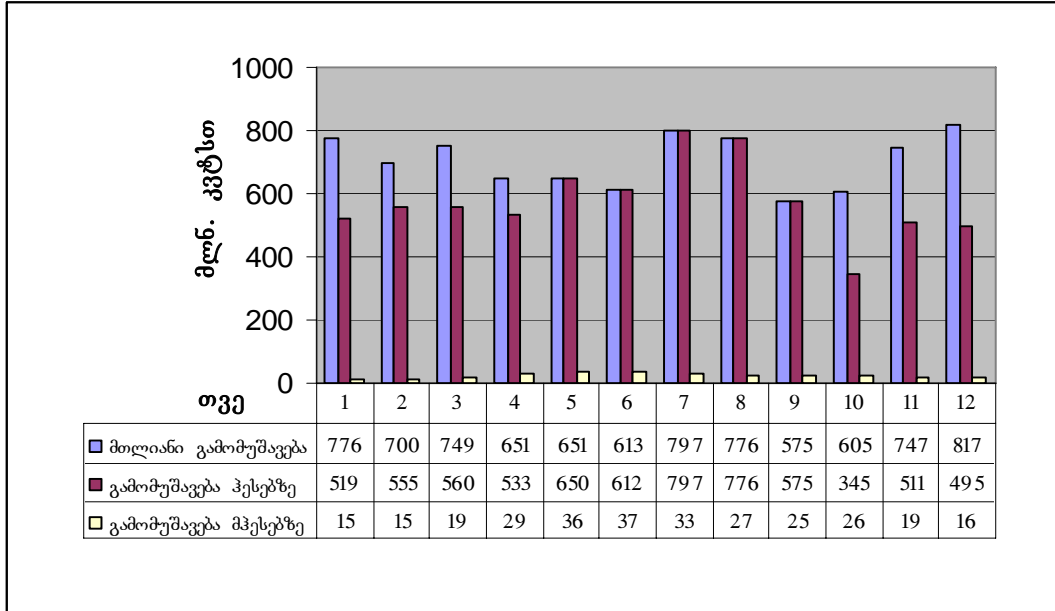
დღეისათვის საქართველოში სულ 33 მცირე ჰესია (ცხრილი 5.2.) მათი ჯამური სიმძლავრე 85 მვტ, ელექტოენერჯის საშუალო ჯამური გამომუშავებამ კი 2006-2007 საბალანსო წელს 295 მლნ. კვტსთ შეადგინა.

	დასახელება	სიმძლავრე მვტ	გამომუშავება მლნ. კვტსთ	ტარიფი თეთრი/კვტსთ
1	ბუუჟაჰესი	12.240/9.0	63.0/50.0	1.89
2	კაბალიჰესი	1.5	10.0/10.0	2.5
3	საცხენისიჰესი	14.0/10.0	61/50.0	2.33
4	ალაზანჰესი	4.8	20/20.0	2.33
5	მარტყოფიჰესი	3.870	15.0/6.0	2.5
6	სიონჰესი	9.140	38.0/24.4	2.33
7	მაჭახელაჰესი	1.430	12.5/10.0	2.5
8	სანალიაჰესი	3.0	13.0/12.0	2.5
9	ტირიფონჰესი	3.0	14.0/5.0	2.5
10	ანგლო-მესხეთი	2.080	18.2/12.0	2.5
11	მისაქციელიჰესი	2.780	13.0/5.0	2.5
12	ჩხორჰესი	5.35	25.0/15.0	2.5
13	რიცეულაჰესი	6.0	36.0/22.0	2.5
14	ჩალაჰესი	1.5	2.0	5.0
15	დაშაშჰესი	1.260	9.0/5.0	2.5
16	იგოეთიჰესი	1.765	11.0/4.0	2.5
17	აბჰესი-ელექტრო	1.754	11.0/7.0	2.5
18	ენერგეტიკი	0.494	0.8	5.0
19	სქურიჰესი	1.028	5.3/5.0	2.5
20	კინკიშაჰესი	0.74	4.0/3.0	2.5
21	რუსთაფიჰესი	0.51	2.0	4.33
22	კეხვიჰესი	0.98	5.0/5.0	2.5
23	ყაზბეგიჰესი	0.28	1.6/1.6	2.5
24	ინწობაჰესი	1.75	7.1	5.0
25	მაშავერაჰესი	0.9	1.7	4.17
26	MOS-99	0.465	1.4	5.0
27	ზვარეთიჰესი	0.3	2.0	2.5
28	აჭიჰესი	1.028	2.2	2.5
29	გ.თარაშვილი	0.45	0.6	5.0
30	ხერთვისიჰესი	0.294	2.0	2.5
31	მექვენაჰესი	0.12	0.8	2.5
32	ლორეშაჰესი	0.125	0.26	4.076
33	სურამულაჰესი	0.1	0.5	5.0
	სულ	85.063	409 საპროექტო 295 ფაქტიური	

*) ჩამონათვალში შესულია ის ჰესებიც, რომელთა საპროექტო დადგენილი სიმძლავრე მეტია 10მვტ-ზე, მაგრამ ფაქტიური სიმძლავრე ნაკლებია 10მვტ-ზე.

ცხრილი 5.2. საქართველოში მოქმედი მცირე ჰესები*

მცირე ჰესების წილი ჰესების მთელ ჯამურ სიმძლავრეში 3.1% შეადგენს, ელექტროენერჯის გამომშავებაში 5.35%, გამოუშვების წლიურ საერთო ბალანსში (თბოელექტროსადგურების ჩათვლით) 3.8%, სიმძლავრეში კი 1.9%. ნახ. 5.3.

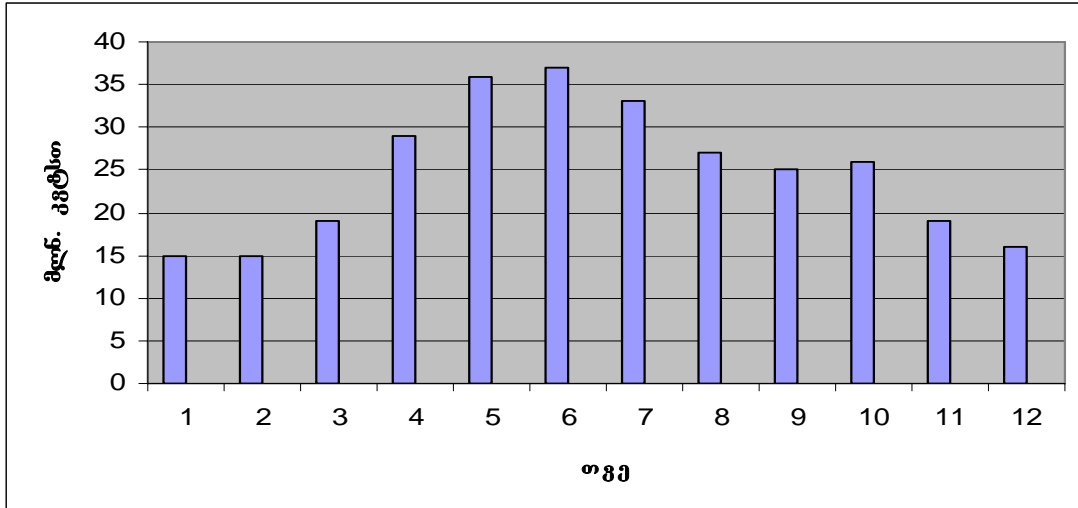


ნახ. 5.3. მკესების წილი ელექტროენერჯის წლიურ გამოუშვებაში 2006-2007წწ.

თვეების მიხედვით მკესებზე გამოუშვებული ელექტროენერჯის მოცულობა მოცემულია ნახ. 5.4., საიდანაც ჩანს, რომ მკესების გამოუშვების უდიდესი ნაწილი მოდის გაზაფხული-ზაფხულის თვეებზე, ანუ ისეთ პერიოდზე როდესაც საშუალო და დიდი სიმძლავრის ჰესებზე ელექტროენერჯის გამოუშვების შესაძლებლობა მნიშვნელოვნად აჭარბებს მოთხოვნილებას ელექტროენერჯის მოხმარებაზე, რის გამოც წლების მანძილზე ადგილი ჰქონდა ჰესებზე არამწარმოებლურ წყლის დაღვრას (ექსპერტული შეფასებით აღნიშნულის გამო ყოველწლიურად იღვრებოდა დაახლოებით 600-800 მლნ.კვტსთ ელექტროენერჯის ექვივალენტური წყალი). გამონაკლისს წარმოადგენს 2007 წლის გაზაფხული-ზაფხული, როდესაც საქართველოს ენერჯოსისტემამ შეძლო 500 მლნ.კვტსთ ელექტროენერჯის ექსპორტი მეზობელ ვქეყნებში.

საქართველოს ელექტროენერჯის და სიმძლავრის ბალანსების ეს თავისებურება ძირითადად გამოწვეულია ელექტროსადგურების საპროექტო და ფაქტიური საშუალო რეჟიმებიდან, რომელიც გათვლილი იყო საბჭოთა კავშირის ერთიან ენერჯოსისტემაში მუშაობაზე და არა ლოკალურად საქართველოს ენერჯოსისტემისთვის.

ეს საკმაოდ სერიოზული პრობლემაა, რომელიც ზოგადად აფერხებს საქართველოში ჰიდროენერჯეტიკის განვითარებას, იმდენად რამდენადაც ქვეყნის ეკონომიკის განვითარების დღევანდელი დონე ვერ უზრუნველყოფს არსებული ჰესების მიერ გაზაფხული-ზაფხულის პერიოდში გამოუშვებული ელექტროენერჯის მოხმარებას,



ნახ. 5.4. მჭესების გამოძევა თვეების მიხედვით

რომ არაფერი ვთქვათ ახალი პერსპექტიული ჰესების, მათ შორის მცირე ჰესების აშენების შემდეგ გამოძევაზე ელექტროენერგიაზე, ამიტომ ელექტროენერგიის ექსპორტის ხელშეწყობა შეიძლება განვიხილოთ, როგორც მცირე ჰესების მშენებლობის სტიმულირების ერთ-ერთი ყველაზე ეფექტური ინსტრუმენტი.

5.1.4. მცირე ჰესების ჰიდროენერგეტიკული პოტენციალი

5.1.4.1 მცირე ჰესების ტექნიკური ჰიდროენერგეტიკული პოტენციალი

საქართველოში მათგან ენერგეტიკული თვალსაზრისით 360 მდინარეა მნიშვნელოვანი. ჯამური თეორიული ჰიდროენერგეტიკული პოტენციალი სხვადასხვა ავტორთა^{1 2 3} გამოკვლევებით შეადგენს 136.9–159.4 მლრდ.კვტსთ წელიწადში. ტექნიკურად გამოყენებადი 81-90 მლრდ. კვტსთ/წელიწადში. მათ შორის მცირე ჰესების ჯამური თეორიული ჰიდროენერგეტიკული პოტენციალი შეადგენს 40 მლრდ. კვტსთ/წელიწადში, ხოლო ტექნიკური 19.5 მლრდ. კვტსთ/წელიწადში⁴.

მცირე ჰესების ტექნიკურ ჰიდროენერგეტიკულ პოტენციალად ითვლება იმ მდინარეთა ჰიდროენერგეტიკული პოტენციალი, რომლის ათვისება შესაძლებელია ჰიდროენერგეტიკული აგრეგატების და მშენებლობის დღევანდელი ტექნოლოგიებიდან გამომდინარე და მისი დადგენისას გამოყენებულია შემდეგი დაშვებები⁴:

- მდინარის ჰიდროენერგეტიკული პოტენციალის ათვისება ხდება არა უმაღლეს 2500 მ ნიშნულისა.

¹ გ.გ.სვანიძე, ვ.პ.გაგუა, ე.ვ.სუხიშვილი – საქართველოს განახლებადი ენერგეტიკული რესურსები. თბილისი, 1987 წ.
² არატრადიციული ენერჯის წყაროების გამოყენება საქართველოში გ.ი.ჩოგოვაძე, რ.ა.ხაჩატურიანი 1989
³ ა.ა.ძიგოზური – საქართველოს ენერგეტიკული რესურსები და მათი რაციონალური გამოყენების პრობლემა თბილისი 1992
⁴ თ.სოლომონია, მ.დადიანი, ნ.ცაბაძე. საქართველოს მცირე მდინარეების ჰიდროენერგეტიკული პოტენციალის კადასტრი, 2006

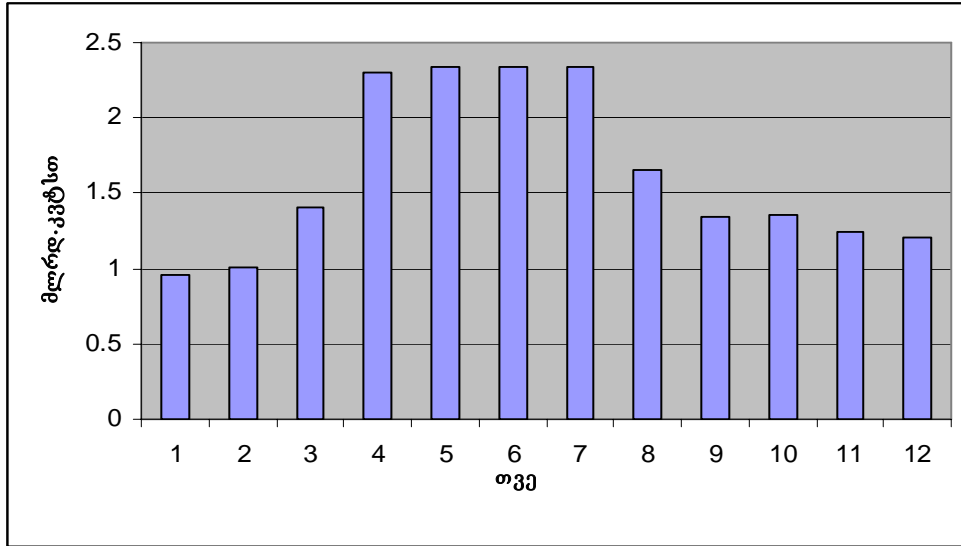
- ჰესის დაგეგმარება იწყება მდინარის იმ კვეთიდან, სადაც საშუალოწლიური წყლის ხარჯი აღემატება 0,2 მ³/წ.
- მდინარის ენერგეტიკულად ასათვისებელი უბნის სიგრძე არ უნდა აღემატებოდეს 6-7კმ, ხოლო მაქსიმალური ვარდნა – 500 მ.
- 1000მ ნიშნულზე ზევით იგება სადაწნეო წყალგამყვანი, ხოლო ქვედა ნიშნულებზე ღია არხი.
- მდინარის სიგრძე შეესაბამება დერივაციის სიგრძეს.

მცირე ჰესების ტექნიკური ჰიდროენერგეტიკული პოტენციალი საქართველოს რეგიონების მიხედვით მოცემულია ცხრილ 5.3. როგორც ამ ცხრილიდან ჩანს მცირე ჰესების ჯამური ტექნიკური ჰიდროენერგეტიკული პოტენციალი შეადგენს 19.5 მლრდ. კვტსთ, მათგან 70% (13.7 მლრდ. კვტსთ) მოდის დასავლეთ საქართველოზე. აქვე უნდა აღინიშნოს, რომ დასავლეთ საქართველოს ტექნიკური ჰიდროენერგეტიკული პოტენციალის თითქმის 1/3 (4.4 მლრდ. კვტსთ) განთავსებულია აფხაზეთში, რაც მთელი ქვეყნის ტექნიკური ჰიდროენერგეტიკული პოტენციალის 22%-ზე მეტს შეადგენს.

	რეგიონის დასახელება	მდინარეების რაოდენობა	ჯამური სიმძლავრე ათ.კვტ	ელექტროენერჯის გამომუშავების წლიური პოტენციალი მლნ.კვტსთ		
				გაზაფხული ზაფხული	შემოდგომა ზამთარის	სულ
1	აფხაზეთი	64	752	2248	2126	4374
2	აჭარა	25	244	794	631	1425
3	სამეგრელო ზემო სვანეთი	36	450	1311	935	2246
4	გურია	9	174	610	518	1128
5	რაჭა-ლეჩხუმი	28	444	1743	729	2472
6	იმერეთი	42	677	1169	867	2036
	სულ დასავლეთ საქართველო	204	2741	7875	5806	13681
7	კახეთი	41	416	1456	974	2430
8	ქვემო ქართლი	21	40	151	90	241
9	მცხეთა-მთიანეთი	38	270	1084	529	1613
10	შიდა ქართლი	26	146	521	314	8345
11	სამცხე-ჯავახეთი	26	117	389	282	671
	სულ აღმოსავლეთ საქართველო	152	989	3601	2189	5790
	სულ საქართველო	356	3 730	11476	7995	19471

ცხრილი 5.3. მცირე ჰიდროენერგეტიკული პოტენციალი რეგიონების და სეზონების მიხედვით

მცირე ჰესების ტექნიკური ჰიდროენერგეტიკული პოტენციალი მკვეთრი სეზონურობით ხასითდება ნახ. 5.5. გამომუშავების მაქსიმუმი მოდის გაზაფხული-ზაფხულის თვეებზე, რაც მისი ათვისებისთვის გარკვეულ პრობლემებს ქმნის, ამ პერიოდში ელექტროენერჯიაზე მოთხოვნის შემცირების გამო. პერსპექტივაში ეკონომიკის დარგების განვითარებასთან და ჰაერის კონდიციონირების სისტემების ფართოდ დანერგვასთან ერთად ზაფხულის თვეებში ელექტროენერჯის მოხმარება უნდა გაიზარდოს, რაც ხელს შეუწყობს მცირე ენერგეტიკის განვითარებას, ამ ეტაპზე კი მთავარ სტიმულად ელექტროენერჯის ექსპორტი და ქსელის არარსებობის პირობებში ლოკალური ენერგეტიკული პრობლემების მოგვარება რჩება.



ნახ. 5.5. მჭესების გამოძევაების ტექნიკური პოტენციალი თვეების მიხედვით

5.1.4.2 მცირე ჰესების ეკონომიკურად გამართლებული ჰიდროენერგეტიკული პოტენციალი

მცირე ჰესების ეკონომიკურად გამართლებული ჰიდროენერგეტიკული პოტენციალის დადგენა რთული ამოცანაა და მრავალ სამართლებლივ, ტექნიკური თუ ეკონომიკურ ფაქტორზეა დამოკიდებული. მაგალითად:

- ენერგეტიკასთან დაკავშირებულ სამართლებლივ-ნორმატიული ბაზაზე.
- ქვეყნის ენერგომომარაგების დონეზე (რამდენად დეფიციტურია ენერგომომარაგების თვალსაზრისით).
- ქვეყნის ენერგოდამოუკიდებლობის და ენერგოუსაფრთხოების დონეზე.
- ეკონომიკის და პირველ რიგში ენერგოტექვადი დარგების განვითარების არსებულ დონეზე და პერსპექტივაზე.
- მოსახლეობის ცხოვრების დონეზე და გადახდისუნარიანობაზე.
- ქვეყნის კლიმატურ პირობებზე.
- გარემოსდაცვით საკითხებზე.
- სამშენებლო ინდუსტრიის განვითარების დონეზე.
- ელექტრო და თბური ენერჯის არსებულ ბაზრებზე ჩამოყალიბებულ ტარიფებზე.
- ელექტროენერჯის გადამცემი და გამანაწილებელი ქსელის და გაზომომარაგების სისტემების განვითარებაზე (რამდენად და ტექნიკური თვალსაზრისით, როგორი საიმედოობით არის ქვეყანა ელექტროფიცირებული და გაზიფიცირებული).
- ელექტრო და თბური ენერჯის ექსპორტის ტექნიკურ შესაძლებლობებზე მუშობელ ქვეყნებში და მათ მოთხოვნილების დონეზე. და სხვა.

მიუხედავად ზემოაღნიშნული სირთულეებისა, უახლოეს წარსულში იყო მცდელობები შეფასებულიყო მცირე ჰესების ეკონომიკურად გამართლებული პოტენციალი.

სხვადასხვა შეფასებებით იგი 3-7 მლრდ. კვტსთ შეადგენს². აქვე კიდევ ერთხელ უნდა აღინიშნოს, რომ ეს არის მთელი ქვეყნის ეკონომიკურად გამართლებული მცირე ჰიდროენერგეტიკული პოტენციალი შეფასება და მცირე ჰესების ეკონომიკური ჰიდროპოტენციალის განსაზღვრა ყოველი კონკრეტული შემთხვევისათვის უნდა მოხდეს ინდივიდუალურად, რომლის ძირითად კრიტერიუმებად შეიძლება ჩაითვალოს შემდეგი:

- დადგმული სიმძლავრის ღირებულება, რომელიც მოიცავს ნებართვების, პროექტირების, ჰიდროენერგეტიკული აგრეგატების, მშენებლობის, ქსელზე მიერთების ღირებულებებს და მისი შედარება ჩამკვეთ, ანუ კონკრეტული რეგიონისათვის ყველაზე ძვირ მოქმედ ან აუცილებლად ასაშენებელ ელექტროსადგურთან;
- მუშაობის მაქსიმუმის გამოყენების ხანგრძლივობა (როგორც ჰიდროლოგიის პირობებით, ასევე მათზე გამომუშავებული ელექტროენერჯის მოხმარების უზრუნველყოფით);
- გამომუშავებული ელექტროენერჯის თვითღირებულება;
- კონკრეტული ობიექტის მიერ მისი მოქმედების არეალში (ან მის ფარგლებს გარეთაც) კონკრეტული სტრატეგიული ამოცანების გადაწყვეტა (მაგალითად სასიცოცხლო მნიშვნელობის ობიექტების ელექტრომომარაგების უზრუნველყოფა);
- რაიონის, რეგიონის ან ქვეყნის ენერგეტიკული უსაფრთხოებისა და დამოუკიდებლობის უზრუნველყოფა;
- ელექტროენერჯის ექსპორტის შესაძლებლობა და სხვა.

5.1.5. მცირე ჰესების ეკონომიკური პარამეტრები

5.1.5.1 სამშენებლო ღირებულება

მცირე ჰესების ეკონომიკურ პარამეტრებიდან განმსაზღვრელია მისი სრული სამშენებლო ღირებულება, საექსპლუატაციო ხარჯები, ფინანსირების ღირებულება და გადასახადები, სიმძლავრე და გამომუშავება. კონკრეტული ქვეყნის და ლოკალური ადგილისი პირობებიდან გამომდინარე 1კვტ დადგმული სიმძლავრის ღირებულება ჰესის ტიპის, სიმძლავრის და გამომუშავებიდან გამომდინარე 800-2000 აშშ დოლარის⁵ ფარგლებში მერყეობს. ფასი ძირითადად დამოკიდებულია სამ ფაქტორზე ჰიდროაგრეგატის, მშენებლობის და ქსელზე მიერთების ღირებულებებზე. საქართველოს მშენებლობების პრაქტიკით ეს ხარჯები დაახლოებით შემდეგი პროპორციით იყოფა საპროექტო, სამშენებლო-სამონტაჟო სამუშაოებზე მოდის ჰესის

⁵ WB Renewable Energy Toolkit <http://web.worldbank.org/WBSITE/EXTERNAL/TOPICS/EXTENERGY/EXTRETOOLKIT/0,,contentMDK:20794260~menuPK:2069844~pagePK:64168445~piPK:64168309~theSitePK:1040428,00.html>

მთელი ღირებულების 30-40%, ჰიდროაგრეგატებზე 40-50%, ქსელზე მიერთებაზე კი 10-15% .

იგივე შეიძლება ითქვას მინი ჰესებზე, ხოლო რაც შეეხება მიკრო ჰესებს აქ საპროექტო და სამშენებლო-სამონტაჟო სამუშაოების ღირებულება მინიმალურია (მთელი ღირებულების დაახლოებით 10%), სამაგიეროდ მაღალია თავად აგრეგატის ღირებულება და იგი 500-2000 აშშ დოლარია.

მცირე ჰესების მშენებლობის ღირებულების სავარაუდო პროცენტული განაწილება მოცემულია ცხრილ 5.4.

დასახელება	მიკრო ჰესი	მინი ჰესი	მცირე ჰესი
პროექტირება, ნებართვები, შეთანხმებები		5%	5%
ჰიდროაგრეგატი	80%	50%	40%
სამშენებლო სამონტაჟო სამუშაოები	10%	30%	40%
გაშვება-გამართვის სამუშაოები და ქსელზე მიერთების სამუშაოები	10%	15%	15%
სულ	100%	100%	100%

ცხრილი 5.4. მცირე ჰესების მშენებლობის ღირებულება სავარაუდო განაწილება

საქართველოს პირობების, უპირველესად ყოვლისა კი ელექტროენერჯის ბაზარზე ჩამოყალიბებული ტარიფების გათვალისწინებით, ეკონომიკურად გამართლებულად შეიძლება ჩაითვალოს ის მცირე ჰესი რომლის 1კვტ დადგმული სიმძლავრის ღირებულება არ აღემატება 1200 აშშ დოლარს. ასეთ შემთხვევაში 10 წლიან პერიოდზე, ინვესტიციებზე ამონაგების 15-20% გათვალისწინებით წარმოებული ელექტროენერჯის ტარიფი 9 თეთრი/კვტსთ (1 USD = 1.6 ლარი) ფარგლებში იქნება, რაც საქართველოს ბაზარზე ყველაზე ძვირად ღირებული ელექტროენერჯის შესადარისია. ზემოთ მოყვანილი ღირებულებები ეხება ისეთ მცირე ჰესებს, რომლებიც მიერთებულია ელექტროენერჯის გადამცემ ან გამანაწილებელ ქსელზე. მცირე ჰესის სამშენებლო ღირებულება ერთ ან რამდენიმე მომხმარებელზე ავტონომიურ რეჟიმში მუშაობისას, სისწირის რეგულატორის დამატების ხარჯზე იზრდება დაახლოებით 20%.

მცირე ჰესების მშენებლობის ეტაპები და ვადები მოცემულია ცხრილ 5.5.-ში.

დასახელება	მიკრო ჰესი	მინი ჰესი	მცირე ჰესი
პროექტირება, ნებართვები, შეთანხმებები	4-5 თვე	4-6 თვე	6-10 თვე
სამშენებლო სამონტაჟო სამუშაოები	3-4 თვე	5-6 თვე	6-12თვე
გაშვება-გამართვის სამუშაოები	1 თვემდე	1-2 თვე	1-2 თვე
ქსელზე მიერთების სამუშაოები მიმდინარეობს ძირითადი სამშენებლო-სამონტაჟო სამუშაოების პარალელურად	3-4 თვე	5-6 თვე	6-12 თვე
სულ	7-10თვე	10-14თვე	13-24თვე

ცხრილი 5.5. მცირე ჰესების მშენებლობის ეტაპები და ვადები

როგორც ცხრილიდან ჩანს დიდი დრო მიაქვს პროექტირებას, ნებართვებს და შეთანხმებებს, რაც საკანონმდებლო ბაზის სრულყოფის აუცილებლობისკენ მიუთითებს.

5.1.5.2 საექსპლუატაციო ხარჯები და გადასახადები

მცირე ჰესების საექსპლუატაციო ხარჯები, რომელიც შედის მის ტარიფში შედგება:

- მიმდინარე რემონტები (ტარიფის 5-10%)
- ექსპლუატაციისთვის საჭირო ნედლეული და მასალები 5-10%
- ხელფასი 10-20%

5.1.6. ინსტიტუციონალური გარემო და ბარიერები

მცირე ჰესების მშენებლობა და ექსპლუატაცია რეგულირდება შემდეგი ნორმატიული აქტებით:

- კანონი “ელექტროენერგეტიკისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ”,
- საქართველოს ენერგეტიკული პოლიტიკა,
- ელექტროენერჯის ბაზრის წესები,
- ენერგეტიკის სამინისტროს ნორმატიული აქტები,
- სემეკის ნორმატიული აქტები,

რის საფუძველზეც მცირე ჰესებს მინიჭებული აქვთ შემდეგი პრივილეგიები:

- არ საჭიროებენ ელექტროენერჯის წარმოების ლიცენზიას;
- არ უღვინდებათ ტარიფი (დერეგულირება);

- უფლება აქვთ პირდაპირი ხელშეკრულებებით ენერჯია გაყიდონ ნებისმიერ მომხმარებელზე;
- ესკო ვალდებულია შეისყიდოს პირდაპირი ხელშეკრულებების ზევით დარჩენილი მთელი ელექტროენერჯია.
- არ საჭიროებენ ელექტროენერჯიის ექსპორტის ლიცენზიას.

ერთი შეხედვით მინიჭებული პრივილეგიები საკმარისი უნდა იყოს მცირე ჰესების განვითარების სტიმულირებისთვის, თუმცა ისინი ამავე დროს გარკვეულწილად ხელშემშლელ გარემოებადაც გვევლინება, რასაც განაპირობებს:

- ღიდ და საშუალო სიმძლავრის ელექტროსადგურებთან დაბალი კონკურენტუნარიანობა;
- ელექტროენერჯიის გამომუშავების მკვეთრი სეზონურობა (დამოკიდებულება მდინარის ჩამონადენზე, კლიმატურ პირობებზე);
- ელექტროენერჯიის მაქსიმალური გამომუშავება მოდის გაზაფხულის და ზაფხულის თვეებზე, როდესაც ელექტროენერჯიის გამომუშავება აჭარბებს მოთხოვნას მოხმარებაზე;

იმისათვის, რომ ეფექტურად განხორციელდეს მჰესების განვითარების ხელშეწყობა საჭიროა:

- ელექტროენერჯიის გატარების გადასახადი და გადამცემ ან გამანაწილებელ ქსელზე მიერთების საფასურის დადგენა.
- დამოუკიდებლად ან სემეკის მიერ ისეთი ტარიფების დადგენა, რომლებიც უზრუნველყოფენ ჩადებული ინვესტიციების მაღალ ეფექტურობას (მინიმუმ 15%) შესაძლო მოკლე დროში (5-10 წელი).
- გამანაწილებელი ენერგოკომპანიების ან ესკოს მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯიის გარანტირებული შესყიდვა 10 წლის განმავლობაში;
- ზაფხულის სეზონზე ექსპორტის ხელშეწყობა.
- ენერგეტიკულ პოლიტიკაში განახლებადი წყაროებისთვის კონკრეტული მიზნების და ორიენტირების დადგენა;
- მშენებლობაზე, მოწყობილობების წარმოებაზე და იმპორტზე შეღავათიანი საგადასახადო და საბაჟო გადასახადების დაწესება;
- მოგების გადასახადისგან გათავისუფლება გარკვეული ვადით (5–10 წელი).
- მართველობის ადგილობრივ ორგანოებს განსაკუთრებული როლი ენიჭებათ (მიწის გამოყოფა, სხვადასხვა ნებართვები, ენერჯიის შესყიდვა და ა.შ).
- აუცილებელია სახელმწიფოს მხრიდან პროგრამების დამუშავება, მათი განხორციელების ხელშეწყობა და მონიტორინგი (ენერგეტიკის სამინისტრო).

5.1.7. რეკომენდაციები

საჭიროა შემუშავდეს ისეთი საკანონმდებლო ბაზა, რომლებიც უზრუნველყოფს ენერჯის განახლებადი წყაროების (ეგწ) ბაზაზე ახალი ენერგეტიკული ობიექტების მშენებლობის სტიმულირებას. დღეისათვის ისინი არსებულ ენერგეტიკულ ობიექტებთან შედარებით არათანაბარ პირობებში იმყოფებიან (შედარებისათვის ტარიფები ახალ ჰესებზე 4-5 ჯერ მეტია ვიდრე არსებულზე). ამ მიზნით ნორმატიულ-სამრთებლივი ბაზა მათ პირობებს უნდა აახლოვებდეს.

პირველ რიგში, საჭიროა საგადასახადო კოდექსში, შემდეგი ცვლილებების შეტანა:

- ეგწ ბაზაზე ახალი ენერგეტიკული ობიექტების მშენებლობისათვის და არსებული ენერგეტიკული ობიექტების რეაბილიტაცია-რეკონსტრუქციისათვის მიმართული სახსრები განთავისუფლდეს მოგების გადასახადისაგან.
- ეგწ ბაზაზე ახალი ენერგეტიკული ობიექტები ექსპლუატაციაში გაშვებიდან პირველი 5-10 წლის განმავლობაში განთავისუფლდეს მოგების გადასახადისაგან.
- ეგწ ბაზაზე ახალი ენერგეტიკული ობიექტები ექსპლუატაციაში გაშვებიდან პირველი 5-10 წლის განმავლობაში განთავისუფლდეს ქონების გადასახადისაგან.
- ეგწ ბაზაზე ახალი ენერგეტიკული ობიექტებზე ელექტროენერჯის და თბური ენერჯის წარმოება და მიწოდება გარდა ელექტროენერჯის მომხმარებლებისათვის მიწოდებისა (მათ შორის სხვა მომხმარებლებისათვის შემდგომი მიწოდების მიზნით) ობიექტების ექსპლუატაციაში გაშვებიდან პირველი 10 წლის განმავლობაში დაიბეგროს დღგ-ს ნულოვანი განაკვეთით.
- ეგწ ბაზაზე ახალი ენერგეტიკული ობიექტების მშენებლობისათვის განკუთვნილი და შესაბამისი პროექტებით განსაზღვრული აგრეგატების, მოწყობილობების, აპარატურის, მასალების იმპორტი და შესრულებული სამუშაოები განთავისუფლდეს დამატებული ღირებულების გადასახადისაგან.
- ეგწ ბაზაზე ახალი ენერგეტიკული ობიექტები, მთლიანად ან ნაწილობრივ ან დროებით, გათავისუფლდნენ მიწის და წყლის სარგებლობის გადასახადებიდან.

გარდა ამისა:

- ელექტროენერჯის ბაზრის წესებით, სისტემის კომერციული ოპერატორის და გამანაწილებელი ენერგოკომპანიების მიერ შესაბამისი კონტრაქტებით გარანტირებული უნდა იყოს ეგწ-ზე წარმოებული ელექტროენერჯის შესყიდვა, იმ ვადით (სავარაუდოდ 10 წლით) და ისეთი ტარიფით, რომელიც უზრუნველყოფს ჩადებული ინვესტიციების ეფექტურობის ეკონომიკურად გამართლებულ, გონივრულ დონეს (15-20%). იგივე ეხება თბური ენერჯის წარმოებასაც.
- მაქსიმალურად გამარტივდეს პროექტის დამტკიცების (შეთანხმების) და მშენებლობის, მიწით და წყლით სარგებლობის ნებართვების მიღებასთან დაკავშირებული პროცედურები.

- ხელი შეეწყო ელექტროენერჯის ექსპორტს რისთვისაც ესკოს დაევალოს ელექტროენერჯის შესყდვა და ექსპორტის ან სეზონური გაცვლის ორგანიზება.

5.2. ქარის ენერჯის განვითარება საქართველოში

5.1.1. შესავალი

ქარის ენერჯის ადამიანი იყენებდა უხსოვარი დროიდან, მაგრამ მე-19 საუკუნის მეორე ნახევრიდან, როდესაც დაიწყო ორგანული სათბობის სამრეწველო მასშტაბებით მოპოვება ინტერესი ქარის ენერჯის მიმართ შემცირდა. მე-20 საუკუნის სამოცდაათიან წლებში, როდესაც ადგილი ჰქონდა მძიმე ენერჯეტიკულ კრიზისს ინტერესი ქარის ენერჯის მიმართ კვლავ განახლდა და თანდათან მატულობს. ეს გამოწვეულია ორგანულ სათბობის მარაგების შემცირებით, მათზე ფასების მკვეთრი ზრდით და იმ ეკოლოგიური პრობლემებით, რომელსაც საზოგადოების წინაშე აყენებს მათი დიდი რაოდენობით გამოყენება.

5.2.1. რატომ ქარის ენერჯია?

ცნობილია, რომ ქარის ენერჯია არის მზის ენერჯია უკვე გარდაქმნილი ჰაერის ნაკადის კინეტიკურ ენერჯიად. ის არის განახლებადი და ორგანული სათბობისგან განსხვავებით ამოუწურავი. ქარის ენერჯის თეორიული ენერჯეტიკული პოტენციალი მთელ დედამიწაზე დაახლოებით ათჯერ აღემატება ჰიდრო პოტენციალს. ქარის ენერჯია არ არის კონცენტრირებული დედამიწის ამა თუ იმ რეგიონში. ის განაწილებულია მთელ დედამიწაზე გაცილებით უფრო თანაბრად ანუ სამართლიანად. ქარის ენერჯია პრაქტიკულად არ აბინძურებს გარემოს სათბური გაზებით და აქედან გამომდინარე არ აყენებს საზოგადოების წინაშე გლობალური დათბობის პრობლემებს. გარდა ამისა, ცალკეული ქვეყნების მიერ ქარის ენერჯის ათვისება ამცირებს მათ დამოკიდებულებას იმპორტირებულ სათბობზე, ანუ ამცირებს მათ დამოკიდებულებას ორგანული სათბობის ექსპორტიორ ქვეყნებზე რაც მნიშვნელოვნად ამაღლებს ენერჯოუსაფრთხოებას.

5.2.2. ქარის ენერჯის განვითარება მსოფლიოში.

ქარის ენერჯის განვითარებას დიდი მნიშვნელობა ენიჭება მსოფლიოს როგორც განვითარებულ ინდუსტრიულ ისე განვითარებად ქვეყნებში. საკმარისია აღინიშნოს, რომ ბოლო ექვს წელიწადში ქარის ელექტროსადგურების საერთო სიმძლავრე გაიზარდა 4-ჯერ და მიაღწია 70 ათას მგვტ-ს. ქარის ელექტროსადგურები გარდა გერმანიისა, ესპანეთისა, დანიისა, აშშ-სა და სხვა მოწინავე ქვეყნებისა აშენდა ისეთ ქვეყნებშიც როგორებიცაა ეგვიპტე, ლიტვა, სომხეთი და ა.შ.

გაცილებით უფრო მასშტაბური და ამბიციურია ცალკეული ქვეყნების გეგმები ქარის ენერჯის ათვისებასთან დაკავშირებით.

- გერმანია, რომელიც დღეისათვის ლიდერია ქარის ენერჯის გამოყენებაში 2020 წლისთვის ქარის ელექტროსადგურებზე გამოიმუშავებს მთლიანად გამოიმუშავებული ენერჯის 20%-ს.

- ესპანეთს დაგეგმილი აქვს 2011 წლისთვის ქარის სადგურების სიმძლავრე გაზარდოს 20 000 მგვტ-მდე.

- ჩინეთს დაგეგმილი აქვს ქარის ელექტროსადგურების სიმძლავრე 2020 წლისთვის გაზარდოს 30 000 მგვტ-მდე.

- ინდოეთი 2012 წლამდე ქარის სადგურების სიმძლავრის მიყვანას 12 000 მგვტ-მდე გეგმავს.

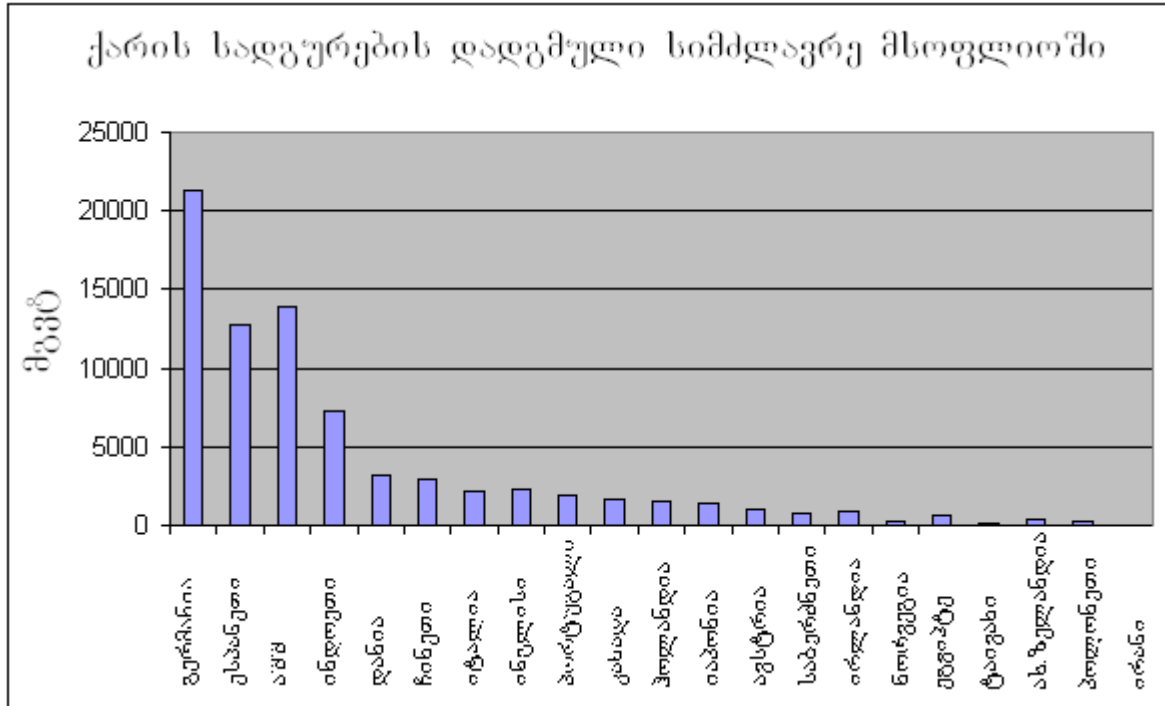
- ეგვიპტე 2010 წლამდე ააშენებს 850 მგვტ საერთო სიმძლავრის ახალ სადგურებს.

- უკრაინა გეგმავს ყირიმის ნახევარკუნძულზე ააშენოს 300 მგვტ სიმძლავრის ქარის ელექტროსადგური.

- სომხეთში აშენდა 2,5 მგვტ სიმძლავრის პირველი საცდელი ქარის ელექტროსადგური და გეგმავს მომავალში ააშენოს კიდევ 60 მგვტ სიმძლავრის სადგურები.

რაც შეეხება ქარის სადგურებზე გამოიმუშავებულ ელექტროენერჯის ღირებულებას იგი უკვე გახდა კონკურენტუნარიანი ტრადიციულ სადგურებზე გამოიმუშავებული ენერჯისა. მაგალითად, აშშ-ში ქარის ელექტროსადგურებზე გამოიმუშავებული ენერჯის თვითღირებულება მერყეობს 2,6-5 ცენტი/კვტსთ ფარგლებში (ქარის სიჩქარის მიხედვით) მაშინ როდესაც ქვანახშირის სადგურებზე გამოიმუშავებული ელექტროენერჯის თვითღირებულება შეადგენს 4,5-6 ცენტი/კვტსთ-ზე.

მომავალში მოსალოდნელია ქარის ელექტროსადგურებზე გამოიმუშავებული ენერჯის ღირებულების კიდევ უფრო შემცირდება. ნახ. 5.6-ზე ნაჩვენებია ქარის ელექტროსადგურების სიმძლავრეები მსოფლიოს სხვადასხვა ქვეყნებში.



ნახ. 5.6. ქარის ენერგეტიკის განვითარება მსოფლიოს ქვეყნებში

5.2.3. ქარის ენერჯის პოტენციალი საქართველოში

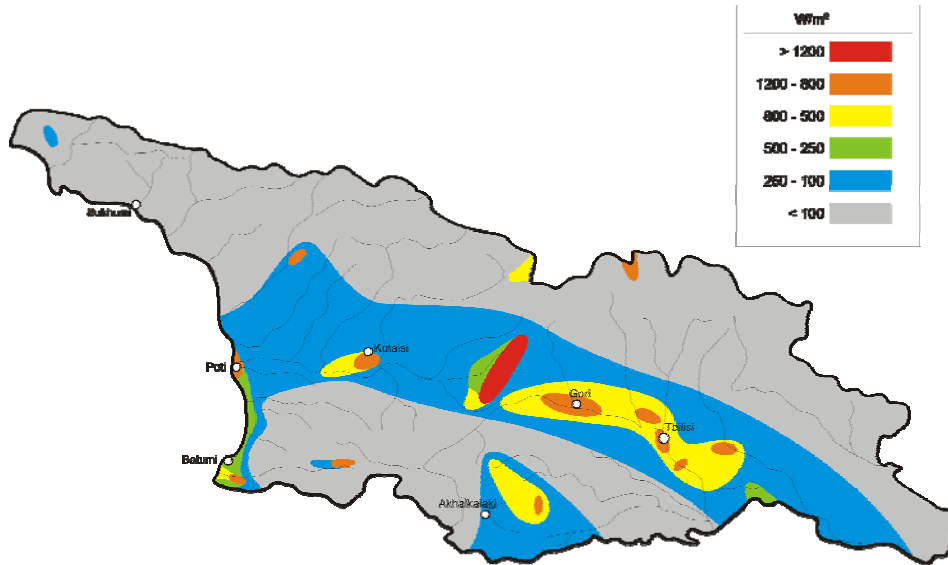
ქარის ენერჯის პოტენციალის შეფასება ანუ ქარის კადასტრის შეფასება წარმოადგენს ერთერთ პირველ და აუცილებელ ამოცანას, რომელიც წინ უსწრებს ქარის ენერჯის პრაქტიკულად ათვისების ღონისძიებებს. მოცემული სიმძლავრის ქარის სადგურის მიერ გამოიმუშვებული ენერჯია პირდაპირპროპორციულია ჰაერის ნაკადის სიჩქარის მესამე ხარისხის ($E \sim v^3$) და მისი ხანგრძლივობის. აქედან გამომდინარე, ქარის კადასტრის შეფასების დროს დიდი მნიშვნელობა ენიჭება ქარის სიჩქარეების გაზომვის პერიოდულობას და სიზუსტეს.

საქართველოს ტერიტორიაზე, ქარის სიჩქარეები იზომებოდა 165 მეტეოსადგურზე რამდენიმე ათეული წლის განმავლობაში. ამ მონაცემების დამუშავების და ანალიზის საფუძველზე დადგენილია, რომ ქარის სრული თეორიული ენერგოპოტენციალი შეადგენს 1 300 მლრდ კვტსთ-ს მაშინ როდესაც საქართველოს მდინარეების სრული თეორიული ენერგოპოტენციალი შეადგენს 135 მლრდ კვტსთ-ს. ამ მონაცემების საფუძველზე გამოვლენილია აგრეთვე ქარის ენერგეტიკის განვითარებისთვის პერსპექტიული რეგიონები. აქედან გამომდინარე, იმპორტირებულ ენერგორესურსებზე დამოკიდებულების შემცირების და მთლიანობაში საქართველოს ენერგოსაფრთხოების ღონის ამალგების მიზნით აუცილებელია ქარის ენერჯის პოტენციალის თანდათანობითი ათვისება.

მიუხედავად მეტეოსადგურების მონაცემების არსებობისა, ქარის ენერჯის პრაქტიკულად და ეფექტურად ათვისებისთვის აუცილებელი ხდება, თანამედროვე ზუსტი ხელსაწყოების საშუალებით, ქარის კადასტრის დაზუსტება და პერსპექტიული რეგიონების დეტალური შესწავლა.

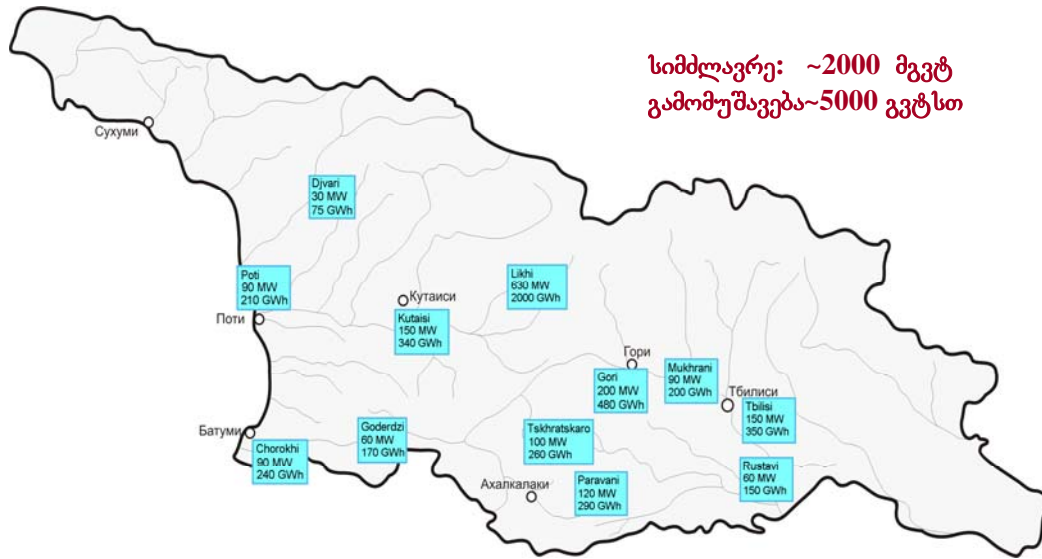
ამ მიმართულებით საქართველოში ჩატარებულია მნიშვნელოვანი კვლევები.

ქარის ენერჯეტიკის კვლევითმა ცენტრმა “ქარენერგომ” ჩატარებული კვლევების, (რომელიც მოიცავდა რამდენიმე წლიან გაზომვებს თანამედროვე NRG სისტემის ხელსაწყოებით) შედეგად დაამუშავა და გამოსცა “საქართველოს ქარის ენერჯეტიკული ატლასი”. ამ ნაშრომის საფუძველზე მათ მიერვე შეფასებულია ქარის ენერჯის ტექნიკური პოტენციალი, რომელიც უტოლდება 5 მლრდ კვტსთ წელიწადში. ნახ. 5.7.-ზე ნაჩვენებია ქარის ენერჯეტიკული პოტენციალის განაწილება საქართველოს ტერიტორიაზე.



ნახ. 5.7. საქართველოს ქარის ენერჯეტიკული ატლასი

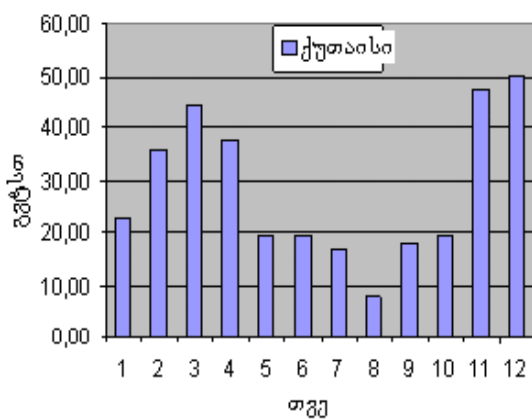
ჩატარებული კვლევების შედეგად ქარენერგოს მიერ, დანიური ლაბორატორიის Riso-ს პროგრამა WaSP-ს საშუალებით დამუშავდა პერსპექტიულ ადგილებში ქარის შესაძლო ელექტროსადგურების ოპტიმალური პარამეტრები. ნახ 5.8.-ზე ნაჩვენებია საქართველოს ტერიტორიაზე ტექნიკურად რეალიზებადი ქარის სადგურების სიმძლავრეები და მათ მიერ შესაძლო გამოიმუშავებული ენერჯია.



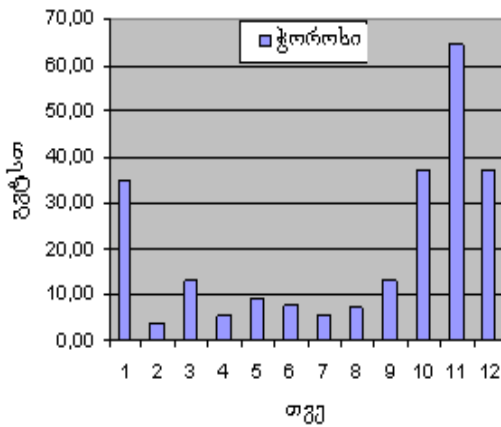
ნახ. 5.8. პერსპექტიული ქარის ელექტროსადგურები

აღსანიშნავია, რომ ქარის ენერჯის ძირითადი წილი მოდის ზამთრის იმ თვეებზე როდესაც ჰიდროელექტროსადგურები განიცდიან წყლის რესურსების დეფიციტს. მაგალითისთვის ნახ.5.9 და ნახ. 5.10-ზე მოცემული ქ. ქუთაისთან და მდ. ჭოროხის ხეობაში ქარის ელექტროსადგურების სავარაუდო გამომუშავება.

როგორც ამ მონაცემებიდან ჩანს ქარის ენერგობოტენციალი საქართველოს ტერიტორიაზე საკმაოდ მნიშვნელოვანია და მისი ათვისება ნამდვილად გაზრდის საქართველოს ენერგოუსაფრთხოების დონეს და ამასთან ერთად ხელს შეუწყობს ეკონომიკის განვითარებას.



ნახ.5.9.



ნახ.5.10.

5.2.4. ქარის ენერჯის გამოყენების მდგომარეობა საქართველოში

1999 და 2000 წლებში იაპონური კომპანიების მიერ (“Nichimen Corporation” ან “Tomen Corporation”) ჩატარებული იქნა შესწავლითი სამუშაოები ქ. ქუთაისის ქ. თბილისის და მთა-საბურთის რეგიონებში ქარის ენერჯის ათვისების პერსპექტიულობის შესახებ. მათ მიერ შედგენილი იქნა ეასიბილიტყ შტუდყ ლეპორტ-ები თითოეული ამ რეგიონისთვის. დადგენილი იქნა, რომ შესაბამის ტერიტორიებზე ქარის სადგურების მშენებლობა პერსპექტიული იქნება და მნიშვნელოვან ეფექტს მისცემს ქვეყნის ენერგეტიკას. შემდგომში, ქარის ენერგეტიკის კვლევითმა ცენტრმა “ქარენერგომ” შეიმუშავა რამდენიმე ბიზნეს გეგმა და ამჟამად მიმდინარეობს ინვესტორის მოძიება. მიუხედავად უცხოელი ექსპერტების დადებითი დასკვნებისა ზემოდ აღნიშნულმა პროექტებმა სხვადასხვა მიზეზების გამო განვითარება ვერ ჰპოვა. ძირითადი მიზეზები იყო:

- ქარის ენერჯის გამოყენების ტრადიციის არ არსებობა ;
- გამომუშავებული ენერჯის შესყიდვის გარანტიის არ არსებობა ;
- იმ დროისათვის, ელექტროენერგიაზე ხელოვნურად დაბალი ტარიფი.

ამრიგად, საქართველოში ქარის ენერჯის პოტენციალის ათვისება პრაქტიკულად არ წარმოებს.

5.2.5. რეკომენდაციები ქარის ენერგეტიკის განვითარებისთვის

როგორც მსოფლიო გამოცდილება გვიჩვენებს, ქარის ენერგეტიკის განვითარებისათვის აუცილებელია სახელმწიფო მხარდაჭერა. ბუნებრივია, სხვადასხვა ქვეყანაში მხარდაჭერა სხვადასხვაგვარია. ქარის ენერგეტიკის სპეციფიკიდან გამომდინარე, თითქმის ყველა ქვეყანაში საერთოა ის, რომ სახელმწიფო აიძულებს გამანაწილებელ კომპანიებს შეიძინონ ქარის სადგურზე გამომუშავებული ენერგია.

გარდა ამისა, უმეტეს ქვეყნებში (გერმანია და სხვა) ქარის ელექტროსადგურებს გარკვეული ვადით (ხუთიდან ათ წლამდე) უწესდებათ შეღავათიანი ტარიფები. ზოგიერთ ქვეყნებში სახელმწიფო ასევე გარკვეული დროით აკეთებს სუბსიდირებას ქარის ენერგეტიკაში.

საქართველოში ქარის ენერგეტიკის განვითარებისთვის მიზანშეწონილად მიგვაჩნია, გატარდეს შემდეგი ღონისძიებები :

- ელექტროენერჯის გამანაწილებელი სისტემის მიერ ქარის ელექტროსადგურზე გამომუშავებული ენერჯის გარანტირებული შესყიდვა ;
- ქარის ელექტროსადგურებისთვის ხელსაყრელი ტარიფის (გარკვეული დროით) დაწესება ;
- ქარის ელექტროსადგურების მოწყობილობებზე საბაჟო გადასახადების გაუქმება ;
- ქართველი და უცხოელი ინვესტორების დაინტერესება სხვადასხვა გადასახადებიდან განთავისუფლება და ა.შ.

5.3. ბიომასის ენერჯის გამოყენების პერსპექტივები საქართველოში

5.3.1. რა არის ბიომასა?

ბიომასის ტერმინის ქვეშ იგულისხმება მცენარეული და ცხოველური წარმოშობის ორგანული ნივთიერებების ერთობლიობა. ის შეიძლება დაიყოს პირველად (მცენარეები, ცხოველები, მიკროორგანიზმები) და მეორად (პირველადი ბიომასის გადამუშავების და მოქმედების ნარჩენები) ბიომასად.

ბიომასის მრავალფეროვნებიდან შეიძლება გამოიყოს შემდეგი:

- შეშა;
- სატყეო მეურნეობის ექსპლოატაციის ნარჩენები;
- ხე-ტყის ინდუსტრიის ნარჩენები;
- სოფლის მეურნეობის მოსავლის ნარჩენები;
- აგროგადამამუშავებელი ინდუსტრიის ნარჩენები;
- მეცხოველეობის ნარჩენები;
- გამწმენდი მოწყობილობების ნარჩენები;
- მუნიციპალური საყოფაცხოვრებო ნარჩენები.

5.3.2. რატომ უნდა გამოვიყენოთ ბიომასა?

ბიომასას ადამიანი იყენებს უხსოვარი დროიდან, მაგრამ მისი წილი საზოგადოების ენერგომოთხოვნილების დაკმაყოფილებაში მნიშვნელოვნად შემცირდა წიაღისეული სათბობის მარაგების აღმოჩენისა და ათვისების შემდეგ.

თანამედროვე ენერგეტიკა ძირითადად დაფუძნებულია წიაღისეული სათბობის გამოყენებაზე. ბოლო წლების ენერგეტიკულმა კრიზისებმა, რომელიც გამოწვეული იყო წიაღისეულ სათბობზე ფასების ზრდით, დღის წესრიგში დააყენა ენერჯის განახლებადი წყაროების ფართო მასშტაბებით ათვისების საკითხები. ამასთან ერთად თუ გავითვალისწინებთ იმას, რომ წიაღისეული სათბობის მარაგები ამოწურავდა და უახლოეს მომავალში მათზე ფასები კატასტროფულად გაიზრდება ენერჯის განახლებადი წყაროების გამოყენებას ლტერნატივე არ აქვს. ცნობილია აგრეთვე ტრადიციული ენერგეტიკის როლი გლობალურ დათბობაში და ზოგადად უარყოფითი ზეგავლენა გარემოზე.

ბიომასა არის მზის ენერჯის ერთ-ერთი მძლავრი აკუმულიატორი და აქედან გამომდინარე იგი არის ენერჯის განახლებადი წყარო.

ბიომასაში დაგროვილი ენერჯია შეიძლება პირდაპირ გარდაიქმნას ჩვენთვის საჭირო ენერჯიად ან ტექნიკურად მოსახერხებელ სათბობად.

ბიომასის გამოყენებას ენერგეტიკაში აქვს შემდეგი დადებითი მხარეები:

- ენერჯის განახლებადი წყაროა და ამიტომ ამოუწურავია;

- გავრცელებულია თითქმის მთელ ტერიტორიაზე;
- წიაღისეულ სათბობთან შედარებით იაფია;
- შეიძლება პირდაპირ გამოყენება ან სხვა სახის მოსახერხებელ სათბობად გარდაქმნა შენახვა და საჭიროების შემთხვევაში გამოყენება;
- მნიშვნელოვნად ამცირებს სათბური გაზების ემისიას ატმოსფეროში;
- შეუძლია დიდი წვლილი შეიტანოს ენერგომომარაგებაში;
- იქმნება დამატებითი სამუშაო ადგილები რეგიონებში.

5.3.3. ბიომასის ენერგეტიკული პოტენციალი საქართველოში

ბიოენერგეტიკის განვითარებისთვის პირველ რიგში აუცილებელია ბიომასის რაოდენობრივი და ენერგეტიკული პოტენციალის შეფასება.

სამწუხაროდ, საქართველოს ბიომასის ენერგეტიკული პოტენციალის სრული შეფასება არ ჩატარებულა. სხვადასხვა ავტორების მონაცემები მნიშვნელოვნად განსხვავდებიან ერთმანეთისგან. შედარებით სანდო მონაცემებია მოყვანილი ნაშრომში⁶, რომელშიც შეფასებულია მარცვლოვანი და ტექნიკური კულტურების ბიომასის ნარჩენების და მეცხოველეობის ნარჩენების ენერგეტიკული პოტენციალი. შეფასება ჩატარებულია არსებული მეთოდის მიხედვით, კერძოდ გათვალისწინებულია ნარჩენების და ნარჩენების ალების კოეფიციენტები. ცხოველური ნარჩენები კი შეფასებულია სულადების მიხედვით და აქაც გათვალისწინებულია ნარჩენების შეგროვების ტექნიკური შესაძლებლობის კოეფიციენტი. ენერგეტიკული პოტენციალის გაანგარიშების დროს გათვალისწინებულია აგრეთვე ნარჩენებიდან ბიოგაზის გამოსავლიანობა და მისი ენერგოშემცველობა.

[6]-ს თანახმად, ხორბლის მოსავლის ნარჩენების ენერგეტიკული პოტენციალი შეადგენს 280 მლნ კვტსთ, სიმინდის მოსავლის ნარჩენების - 750 მლნ კვტსთ, დანარჩენი მარცვლეული და პარკოსანი კულტურების ნარჩენების კი 270 მლნ კვტსთ-ს. ამრიგად, მარცვლოვანი კულტურების ნარჩენების სრული ენერგეტიკული პოტენციალი შეადგენს 1,3 მლრდ კვტსთ-ს წელიწადში რაც 112 ათასი ტნ ექვივალენტურია. ნავთობზე დღევანდელი ფასებით (95 დოლარი ბარელზე, 7.4 ბარელი ტონაში), 112 ათასი ტნ-ს ფასი შეადგენს 80 მლნ აშშ დოლარს.

ამავე ნაშრომის თანახმად მეცხოველეობის და მეფრინველეობის ნარჩენების სრული ენერგეტიკული პოტენციალი შეადგენს 6,9 მლრდ კვტსთ-ს რაც 734 მლნ მ³ ბუნებრივი აირის ექვივალენტურია, რომლის ღირებულება დაახლოებით 172 მლნ აშშ დოლარს შეადგენს (235 დოლარი/1000მ³).

ბიომასის ერთ-ერთ ნაირსახეობას წარმოადგენს საყოფაცხოვრებო ნარჩენები. ქ. თბილისის და ქუთაისის მუნიციპალური ორგანოების მონაცემების მიხედვით ნაგავსაყრელებზე ყოველწლიურად გროვდება დაახლოებით 900 ათასი ტონა

⁶ ნ. არაბიძე “ბიოსათბობზე მომუშავე კომბინირებული თბოელექტროსადგურების რაციონალური სქემების დამუშავება სინერგეტიკული მიდგომისა და თერმოდინამიკური კვლევის საფუძველზე” საკანდიდატო დისერტაცია თბილისი 2005 წ.

ნარჩენები. ამ ნარჩენების გადამუშავებით შესაძლებელია მიღებული იქნას 90 მლნ მ³ ბიოგაზი, რაც ექვივალენტურია 64 მლნ მ³ ბუნებრივი აირის და რომლის დღევანდელი ღირებულება შეადგენს დაახლოებით 15 მლნ აშშ დოლარს.

ქ. თბილისის (1,2 მლნ მოსახლე) კანალიზაციის წყლის გამწმენდი მოწყობილობებიდან შესაძლებელია ყოველწლიურად 160 მლნ მ³ ბიოგაზის მიღება. მიღებული ბიოგაზის ენერგია შეადგენს 1 მლრდ კვტსთ-ს, რომელიც 100 მლნ მ³ ბუნებრივი გაზის ექვივალენტურია და რომლის ღირებულებაც უტოლდება 25 მლნ აშშ დოლარს.

რაც შეეხება ხე-ტყის და ხე-ტყის ნარჩენების ენერგეტიკულ პოტენციალს, ასეთი მონაცემების მოპოვება თითქმის შეუძლებელია რადგანაც ბოლო წლების განმავლობაში მერქნის დამზადებაში და შეშისთვის ტყის ჭრის აღრიცხვა არ ხდებოდა. აქედან გამომდინარე საქართველოს სტატისტიკური დეპარტამენტის მონაცემები ატარებს შეფასებით ხასიათს⁷. უნდა აღინიშნოს, რომ დამოუკიდებელი ექსპერტების მიერ ჩატარებული გამოკითხვების და შეფასებების საფუძველზე მიღებული შედეგი დაახლოებით ემთხვევა სტატისტიკის დეპარტამენტის მონაცემებს. ამ მონაცემების მიხედვით საქართველოში მოსახლეობის ენერგეტიკული მოთხოვნილების დასაკმაყოფილებლად ყოველწლიურად იჭრებოდა დაახლოებით 8 მლნ მ³ ხე-ტყე. ამ რაოდენობის მერქნის ენერგია შეადგენს დაახლოებით 22 მლრდ კვტსთ-ს რაც 1,9 მლნ ტნე-ის ტოლია. ამ მონაცემებიდან გამომდინარეობს, რომ ბოლო წლებში საქართველოს მოსახლეობა თავისი ენერგომოთხოვნილების 50%-ს ხე-ტყით (შეშით) იკმაყოფილებდა. ეს გარემოება კარგი იქნებოდა რომ არა საქართველოს ტყეების მოვლის ნორმები⁸ რომელთა მიხედვით ტყის მდგრადი განვითარებისთვის მისი ჭრის ნორმა არ უნდა აჭარბებდეს 1 მლნ მ³.

ამრიგად, ხე-ტყის და ხე-ტყის ნარჩენების ენერგეტიკულ პოტენციალად უნდა ჩაითვალოს 1 მლნ მ³ მერქანი, რომლის ენერგია შეადგენს დაახლოებით 2,7 მლრდ კვტსთ-ს. ეს ენერგია ექვივალენტურია 200 ათასი ტნე-ის, რომლის ღირებულება შეადგენს 140 მლნ აშშ დოლარს.

ცხრილში 5.6. შეჯამებულია ცალკეული სახეობის ბიომასების ენერგეტიკული პოტენციალი და ის სარგებელი რასაც მოგვცემდა მათი ეფექტურად ათვისება

⁷ “შინამეურნეობების მიერ ენერჯის მოხმარება საქართველოში” საქ. სტატისტიკის სახელმწიფო დეპარტამენტი. თბილისი 2001წ

⁸ გვიგაური – სატყეო მეურნეობის საფუძვლები თბილისი 1980

ბიომასის სახეობა	რაოდენობა (10 ³ ტონა)	ენერგია (10 ⁹ კვტსთ)	დაზოგილი წიალის. სათბობი	ღირებულება (10 ⁶ აშშ დოლარი)
მარცვლოვანი და პარკოსანი კულტურების ნარჩენები	870	1,3	112 ათასი ტნე	80
მეცხოველეობის და მეფრინველეობის ნარჩენები	1670	6,9	734*10 ⁶ მ ³ ბუნ.	172
საყოფაცხოვრებო ნარჩენები	900	0,6	64*10 ⁶ მ ³ ბუნ	15
ქ. თბილისის კანალ. წყლის გამწმენდი მოწყობილობებიდან	250	1,0	100*10 ⁶ მ ³ ბუნ	25
ხე-ტყე და მისი ნარჩენები	700	2,7	200 ათასი ტნე	140
ჯამი		12,5		432

ცხრილი 5.6. ბიომასის ენერგეტიკული პოტენციალი საქართველოში

ამრიგად საქართველოს ძირითადი ბიომასის ენერგეტიკული პოტენციალი შეადგენს **12,5 მლრდ კვტსთ-ს**. შედარებისთვის, ამჟამად საქართველოს ელექტროენერგეტიკული სისტემის მიერ გამოიყენებული ენერგია არ აღემატება **8 მლრდ კვტსთ-ს**.

გარდა უკვე არსებული ბიომასის პოტენციალისა საქართველოს აქვს მნიშვნელოვანი პერსპექტივები ენერგეტიკული პლანტაციების გაშენებისა და მიღებული ბიომასიდან ბიოსათბობის (ბიოეთანოლი, ბიოდიზელი) წარმოებისა. ენერგეტიკული პლანტაციებისთვის ჩვეულებრივად გამოიყენება სოფლის მეურნეობაში გამოუყენებელი მიწები. ეს მიმართულება დღეისათვის ითვლება ერთერთ პერსპექტიულ და ეფექტურ მიმართულებად მთელ მსოფლიოში.

საქართველოს მაღალი ტექნოლოგიების ცენტრში (სხვადასხვა დარგის სპეციალისტებთან ერთად) ჩატარებული წინასწარი კვლევების თანახმად საქართველოში სოფლის მეურნეობისათვის გამოუყენებელ მიწებზე (ათეული ათასობით ჰექტარი) შესაძლებელია გაშენდეს ენერგეტიკული პლანტაციები და მიღებული იქნას ბიოსათბობი (ბიოდიზელი, ბიოეთანოლი). ამჟამად მზადდება ბიზნეს გეგმა, რომლის თანახმადაც ერთერთი ასეთი პლანტაციის ერთი ჰექტარიდან, რომელზეც დაითესება მიწის ვაშლა (Topinambur), მიიღება 3 ტონა ბიოეთანოლი. ჩატარებული გაანგარიშებების თანახმად მიღებული 1 ლიტრი ბიოეთანოლის თვითღირებულება არ

გადააჭარბებს 0,35 აშშ დოლარს. გარდა ამისა, შესაძლებელია გაშენებული იქნას ისეთ კულტურები როგორებიცაა რაპსი და სილფია. ყველა ამ შემთხვევაში მიღებული ბიოსათბობი იქნება კონკურენტუნარიანი.

5.3.4. ბიომასის ენერგეტიკული პოტენციალის გამოყენების მეთოდები

გამომდინარე ბიომასის მრავალფეროვნებიდან, მისგან ენერჯის მისაღებად ან სხვა სახის სათბობად გარდასაქმნელად გამოიყენება სხვადასხვა მეთოდი.

პირობითად ბიომასას ყოფენ ტენიანობის მიხედვით. თუ ტენიანობა 50%-ზე ნაკლებია მაშინ ენერჯიად ან სხვა სახის სათბობად გარდასაქმნელად გამოიყენებენ თერმოქიმიურ პროცესებს. იმ შემთხვევაში, როდესაც ტენიანობა 50%-ზე მეტია მიზანშეწონილია ბიოლოგიური ან ბიოტექნოლოგიური პროცესების გამოყენება.

თერმოქიმიურ პროცესებს მიეკუთვნება :

- პირდაპირი წვა სითბოს მისაღებად ;
- პიროლიზი ;
- გაზიფიკაცია ;
- გათხევადება თხევადი სათბობის მისაღებად.

ბიოტექნოლოგიური გარდაქმნის პროცესებს მიეკუთვნება :

- მეთანური დუღილი ;
- ეთილური ფერმენტაცია ;
- ანაერობული ფერმენტაცია წყალბადის მიღებით ;

ბიომასის პირდაპირი წვა წარმოადგენს ყველაზე ძველ და განვითარებულ მეთოდს. მიუხედავად ამისა მისი სრულყოფის შესაძლებლობები ჯერ კიდევ არ არის ბოლომდე რეალიზებული.

ბიომასის პირდაპირი წვის განხორციელების ყველაზე უფრო გავრცელებულ მოწყობილობას წარმოადგენს საყოფაცხოვრებო ღუმელები, რომელთა სრულყოფილება (უმთავრესად საქართველოში) შორსაა სასურველისგან. უფრო ფართო მასშტაბების ენერგეტიკული მიზნებისთვის ბიომასის პირდაპირი წვა წარმოებს სხვადასხვა კონსტრუქციის საცეცხლეებში სხვადასხვა ტექნოლოგიური პროცესებით. მიუხედავად ტექნოლოგიური სიმარტივისა ამ მეთოდს გააჩნია მნიშვნელოვანი ნაკლოვანებები.

ბიომასის პიროლიზი ეწოდება პროცესს, რომლის დროსაც ხდება ბიომასაში არსებული ნახშირწყლების დაშლა უჟანგბადო გარემოში 450-550⁰ C ტემპერატურის პირობებში. პიროლიზს ექვემდებარება ნებისმიერი მყარი ორგანული ნივთიერება. 1 ტონა მშრალი მერქნიდან შეიძლება მიიღებული იქნას : 300 კგ ხის ნახშირი ; 140 მ³ აირი (10 მჯ/მ³) ; 50 ლიტრი ძმარმჟავა ; 70 მერქნის ზეთი და სხვა ქიმიური პროდუქტები. პიროლიზის შედეგად მიღებული ხის ნახშირი არ შეიცავს გოგირდს და ფოსფორს და ამიტომ ის ფართოდ გამოიყენება მაღალი ხარისხის ფოლადის წარმოებაში. აღსანიშნავია, რომ ხის ნახშირი შეიძლება გამოყენებული იქნას შეშის ნაცვლადაც. გასათვალისწინებელია ის გარემოება, რომ ხის ნახშირის ღუმელები გამოირჩევა შედარებით მაღალი ეფექტურობით და ამ შემთხვევაში ატმოსფეროში აღარ გამოიტყორცნება ადამიანის ჯანმრთელობისთვის მავნე ნივთიერებები.

ბიომასის გაზიფიკაცია მიმდინარეობს 800-1500°C ტემპერატურის პირობებში ჰაერის ან ჟანგბადის და წყლის ატმოსფეროში. ამ პროცესის შედეგად მიიღება სინთეზ-აირი ან გენერატორული გაზი, რომლის თბოუნარიანობა აღწევს 15 000 კჯ/მ³-ს. ბიომასის გაზიფიკაცია გამოიყენება სითბოსა და ელექტრომომარაგების ავტონომიური სისტემებში. მიუხედავად იმისა, რომ ბიომასის გაზიფიკაცია ითვლება უფრო პერსპექტულ მიმართულებად ვიდრე პირდაპირი წვის მეთოდი, იგი ჯერჯერობით ვერ უწევს კონკურენციას ტრადიციულ ორთქლის ციკლის სისტემებს. 10 მგვტ სიმძლავრის სადგურის ფასი მერყეობს 1800-2500 \$/kW-ზე. გამოძუშავებული ელექტროენერჯის ფასი კი 5-10 c/kWh-ზე.

ბიომასის გათხევადება გამოიყენება ზეთოვანი მცენარეული ბიომასიდან სათბობის მისაღებად. ეს მეთოდი ფართოდ გამოიყენება ევრეთწოდებული ბიოდიზელის მიღების პროცესში. ამ მეთოდით მიღებული ბიოდიზელის ფასი (50-60 ცენტი/ლიტრი) უკვე კონკურენტუნარიანია ჩვეულებრივ ტრადიციულ საწვავთან შედარებით.

მეთანური დუდილი მიეკუთვნება ბიოტექნოლოგიურ პროცესს. იგი წარმოადგენს ბიომასაში არსებული სხვადასხვა ბიოპოლიმერების საკმაოდ რთულ მრავალსაფეხურიან დაშლას უჰაერო (ანაერობულ) პირობებში ბაქტერიული ფლორის მეშვეობით. ამ პროცესის საბოლოო შედეგია გაზის ნარევი, რომელსაც ბიოგაზი ეწოდება და რომელიც ძირითადად შედგება 60% მეთანისგან (CH₄) და 40% ნახშირორჟანგისგან (CO₂). ბიოგაზის მიღება მეთანურ დუდილის პროცესით მიზანშეწონილია მაღალი ტენიანობის ბიომასიდან და კვების მრეწველობის, საყოფაცხოვრებო, წყლის გამწმენდი მოწყობილობების და მეცხოველეობის ნარჩენებიდან. ბიოგაზის მიღება შესაძლებელია აგრეთვე წყალმცენარეებიდანაც.

5.3.4. ბიომასის ენერჯის გამოყენების მდგომარეობა მსოფლიოში (მოკლე ინფორმაცია)

აშშ-ში მთლიანად გამოძუშავებული ენერჯის 4% მიიღებოდა ბიომასიდან. 9 000 მგვტ სიმძლავრის სადგურები მუშაობს სატყეო და სასოფლო მეურნეობის ნარჩენებზე. 3300 მგვტ სიმძლავრის კი- მუნიციპალურ ნარჩენებზე.

დანიაში მოქმედებს ბიოგაზის მწარმოებელი ცენტრალიზებული სადგურები, რომლებიც გადაამუშავებენ 1,5 მლნ ტონა ბიომასას და გამოიმუშავებენ 50 მლნ მ³ ბიოგაზს წელიწადში.

ავსტრიაში ბიომასა ფარავს პესმ-ის 15% და განახლებადი წყაროებიდან მეორე ადგილზეა ჰიდროენერჯის შემდეგ. კანასკნელი 15 წლის განმავლობაში აშენდა 500-ზე მეტი მცირე და სშუალო სიმძლავრის ცენტრალიზებული თბომომარაგების სადგური. 2010 წლისთვის დაგეგმილია, რომ ბიომასა დაფარავს თბური ენერჯიაზე მოთხოვნილების 40%-ს.

შვედეთში ბიომასა ფარავს პესმ-ის 19%-ს. ბიოსათბობის საშუალებით გამოუმუშავდება 22 მლრდ კვტსთ. ბიოსათბობად ძირითადად გამოიყენება სატყეო მეურნეობის ნარჩენები.

ნორვეგიაში, რომელიც მდიდარია ნავთობით და ჰიდრორესურსებით და გამოუმუშავებული ელექტროენერჯის 99% მოდის ჰიდროელექტრო-სადგურებზე, ბიომასა ფარავს პესმ-ის 4,4%-ს (13,6 მლრდ კვტსთ/წ). ბიოენერჯეტიკის განვითარება სტიმულირდება ენერჯის განახლებადი წყაროების ფონდიდან და სხვა.

ბრაზილიაში ბიომასიდან (შაქრის ლერწამი) აწარმოებენ ბიოეთანოლს, რომელმაც თითქმის ორჯერ შეამცირა ტრანსპორტში ბენზინის გამოყენება და ამ საწარმოების ამოქმედების შემდეგ ბენზინის იმპორტზე დანახარჯები შემცირდა 120 მლრდ აშშ დოლარით.

პოლონეთში ბიომასიდან აწარმოებენ ბიოგაზს, ბიოეთანოლს და პიროლოზის გაზს. ბიოენერჯეტიკის წილი შეადგენს 2,9%. ეს არის 548 მგვტსთ ელექტრული ენერჯია და 100 მლნ გვჯ სითბური ენერჯია.

ჩინეთში, ინდოეთში და ნეპალში დამონტაჟებულია ათეულ მილიონობით მცირე და საშუალო სიმძლავრის ბიოდანადგარები, რომლებიც გადაამუშავებენ მეცხოველეობის ნარჩენებს.

ლიტვაში, მელირეობის ფერმაში (11 000 თავი) დანიის მთავრობის ფინანსური მხარდაჭერით (700 ათასი აშშ დოლარი) დამონტაჟებული იქნა 3 X 300 მ³ მოცულობის ბიორეაქტორი. მიღებული ბიოგაზი გამოიყენება კოგენერაციულ დანადგარში. ყოველწლიურად გამოუმუშავდება 700 მგვტსთ ელექტროენერჯია და 1600 მგვტსთ სითბური ენერჯია.

მოსკოვში, ლიუბერცის რაიონის აერაციის სადგურთან შენდება 10 მგვტ სიმძლავრის თბოელექტროსადგური, რომელიც სათბობად გამოიყენებს კანალიზაციის წყლიდან მიღებულ ბიოგაზს.

5.3.5. ბიომასის გამოყენების მდგომარეობა საქართველოში

სამწუხაროდ ბიომასის გამოყენება საქართველოში მიმდინარეობდა არასასურველი მიმართულებით.

მიუხედავად იმისა, რომ ბიომასა (შეშა), ბოლო 15 წლის განმავლობაში, ფარავდა მოსახლეობის ენერგომთხოვნილების თითქმის 50%-ს, ეს ქმნიდა მნიშვნელოვან პრობლემებს. საქმე იმაშია, რომ საქართველოს სატყეო მეურნეობას, რომელიც შეშის ძირითადი მწარმოებელია, შეუძლია დააკმაყოფილოს ამ რაოდენობის მხოლოდ 15%. აქედან გამომდინარე, სატყეო მეურნეობის ასეთი ტემპით გამოყენებამ შეიძლება მიგვიყვანოს ეკოლოგიურ კატასტროფამდე. უნდა აღინიშნოს აგრეთვე, რომ შეშის გამოყენება ძირითადად ხდება დაბალი ეფექტურობის მცირე სიმძლავრის საოჯახო

ლუმელებში. ბოლო ხანებში იყო მცდელობა დაემზადებიათ შედარებით ეფექტური ლუმელები, მაგრამ საბოლოო მიზანი ჯერ კიდევ არ არის მიღწეული. ნახატებზე 5.11. და 5.12 მოყვანილი ლუმელები ეფექტურია მხოლოდ იმ შემთხვევაში, როდესაც ის გამოიყენება გათბობისათვის და საჭმლის მოსამზადებლად ერთდროულად.



ნახ 5.11



ნახ 5.12

რაც შეეხება ბიომასის დანარჩენ სახეებს, ისინი საქართველოში პრაქტიკულად არ გამოიყენება. შეიძლება ითქვას, რომ იკარგება დაახლოებით 450 მლნ აშშ დოლარის ღირებულების პროდუქტი.

ბიომასის ნარჩენების გადამუშავებას გარდა ენერგეტიკული და ეკონომიკური მომგებიანობისა აქვს უდიდესი გარემოსდაცვითი მნიშვნელობა. მაგალითად, საქართველოში არსებული დაახლოებით 540 ხე-ტყის გადამამუშავებელი საწარმოდან თითქმის არც ერთი არ იყენებს მთლიანად საწარმოში წარმოშობილ ნახერხს. როგორც წესი ეს ნახერხი იყრება საწარმოს მიმდებარე ტერიტორიაზე ან ახლო გამდინარე მდინარეში.

ნახ. 5.13, 5.14 ზე ნაჩვენებია საქართველოში არსებული მეფრინველეობის ფერმების შემოგარენი. ეს ნარჩენები ბუნებრივი ხრწნის პროცესში ატმოსფეროს აბინძურებენ მეთანით (რომელსაც 21-ჯერ უფრო მაღალი სათბური ეფექტის კოეფიციენტი აქვს ვიდრე ნახშირორჟანგს) და ნახშირორჟანგით. გარდა ამისა ეს ნარჩენები აბინძურებს ნიადაგს.



ნახ. 5.13

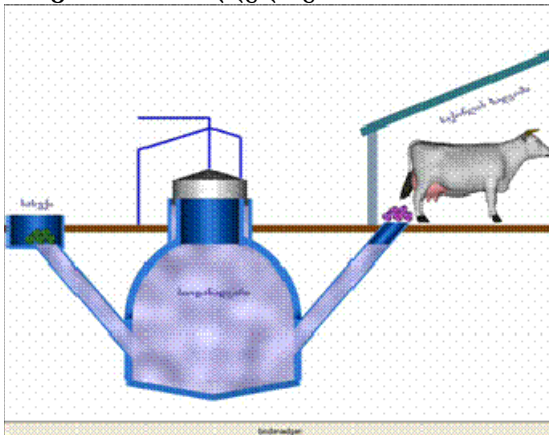


ნახ. 5.14

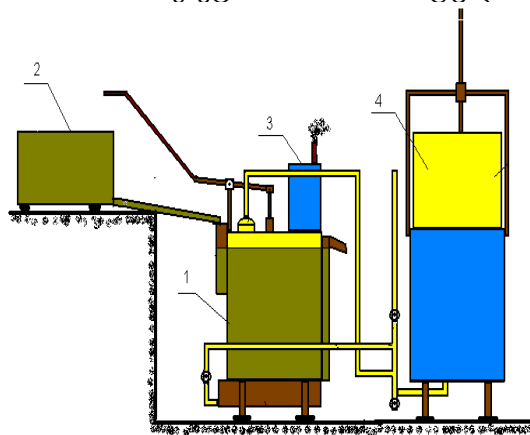
ცხადია, რომ ეს ნარჩენები სერიოზულ პრობლემას უქმნის გარემოს. მეორე მხრივ ცნობილია, რომ ამ ნარჩენებიდან ბიოგაზის წარმოება გადაწყვეტს როგორც ეკოლოგიურ პრობლემას ისე მნიშვნელოვნად გააუმჯობესებს ფერმის ენერგეტიკულ და ეკონომიკურ მდგომარეობას.

ამჟამად მუშავდება პროექტი, რომელიც ითვალისწინებს ერთერთ ასეთ ფერმაში, რომელშიც 120 ათასი ფრთა ფრინველია და ყოველდღიურად გროვდება 9,5 ტონა ნარჩენი დღელამეში, ბიოგაზის მწარმოებელი კომპლექსის შექმნას. კომპლექსი ყოველწლიურდ გამოიმუშავებს 2 200 მგვტსთ ელექტროენერგიას და 4000 მგვტსთ სითბურ ენერგიას. მიმდინარეობს ასევე დაფინანსების გზების ძიება.

რთადერთი მიმართულება, რომელიც შეიძლება ჩაითვალოს, რომ ის ვითარდება ესარის მეცხოველეობის ნარჩენების გადამუშავება და მისგან ენერჯის წარმოება. უნდა აღინიშნოს, რომ ამ მიმართულების წინსვლა შედეგია ცალკეული სპეციალისტების ენთუზიაზმისა. შექმნილია და პრაქტიკულად განხორციელებულია 400-ზე მეტი ბიოდანადგარი სურ. 3, რომელიც მეცხოველეობის ნარჩენებიდან აწარმოებს ბიოგაზს. უნდა აღინიშნოს, რომ თითქმის ყველა ეს დანადგარი დამონტაჟებულია უცხოური ფონდების დაფინანსებით. ეს დანადგარები ხასიათდება მუშაობის სეზონური არასტაბილურობით და ბიოგაზის წარმოების დაბალი ინტენსიურობით, 0,2-0,3 მ³ ბიოგაზი დღელამეში 1 მ³ ბიორეაქტორის მოცულობიდან.



ნახ.5.15



ნახ. 5.16.

ნახ. 5.16-ზე ნაჩვენებია საქართველოს მაღალი ტექნოლოგიების ცენტრში დამუშავებული ბიოგაზის დანადგარი, რომელიც გამოირჩევა მაღალი ინტენსიურობით (3-4 მ³ ბიოგაზი დღეღამეში 1 მ³ ბიორეაქტორის მოცულობიდან). ასეთი დანადგარი (2 მ³ ბიორეაქტორის მოცულობით) დამონტაჟებული იქნა სოფ. ლისში (2001 წელი) ერთერთი გლეხის ოჯახში და ფუნქციონირებდა 5 წლის განმავლობაში. ამ პერიოდის განმავლობაში ოჯახი სტაბილურად ღებულობდა ბიოგაზს და აღარ მოიხმარდა თხევად გაზს და შეშას. ამჟამად ეს დანადგარი არ ფუნქციონირებს ოჯახის წევრებიდან უყურადღებობის გამო. ასეთივე დანადგარები (2001-2002 წლებში) დამონტაჟებული იქნა სოფ. ქვემო-ხოდაშენში და ქ. ახალციხეს მახლობლად არსებულ მეცხოველეობის კერძო ფერმებში. სხვადასვა მიზეზების გამო ეს დანადგარები ამჟამად არ მუშაობენ. ეს დანადგარებიც დამონტაჟებული იქნა საერთაშორისო დაფინანსებით. იმის გამო, რომ ვერ მოხერხდა ასეთი ტიპის დანადგარების სერიული წარმოება, მათი ღირებულება საკმაოდ მაღალია (700 აშშ დოლარი 1 მ³ ბიორეაქტორის მოცულობაზე) და მოსახლეობას არ აქვს მათი შეძენის ფინანსური საშუალება.

5.3.6. ბიომასის პოტენციალის ათვისებისათვის გასატარებელი ღონისძიებები.

ბიომასის პოტენციალის ათვისება აუცილებელია ორი ძირითადი მიზეზის გამო:

1. ის იწვევს ენერგეტიკული უსაფრთხოების ღონის ამაღლებას;
2. ამცირებს გარემოში სათბური აირების ემისიას, რაც მომგებიანია როგორც ეკოლოგიურად ისე ეკონომიკურად.

ამ მიმართულების შემდგომი წინსვლისა და გაფართოებისთვის არ არის საკმარისი სპეციალისტების ენთუზიაზმი. საზღვარგარეთის ქვეყნების გამოცდილებამ აჩვენა, რომ აუცილებელია სახელმწიფო ორგანოებისგან ყურადღება და მრავალმხრივი მხარდაჭერა.

პირველ რიგში სახელმწიფოს მიერ დეკლარირებული უნდა იქნას დარგის განვითარების აუცილებლობა. შემუშავებული უნდა იქნას კანონები (ზოგადად ენერჯის განახლებადი წყაროების შესახებ) და ნორმატიული აქტები.

მაგალითისთვის შეიძლება მოვიყვანოთ გერმანიის ფედერაციული რესპუბლიკის კანონი, რომელიც აიძულებს ენერგეტიკულ სისტემას აუცილებლად შეისყიდოს ენერჯის განახლებადი წყაროების საშუალებით გამოუმუშავებული ენერჯია და შეისყიდოს ფიქსირებული ტარიფით, რომელიც ხელს შეუწყობს საწარმოს განვითარებას. გარდა ამისა, სახელმწიფო მხარს უჭერს იმ ბანკებს, რომლებიც გასცემენ შეღავათიან კრედიტებს საწარმოს შექმნისა და განვითარებისთვის.

ბიომასის არსებული პოტენციალის ათვისებისთვის დიდი მნიშვნელობა აქვს აგრეთვე კანონს ბიომასის ნარჩენების (მსხვილი ქალაქების და მეცხოველეობის და მეფრინველეობის ფერმები, ხე-ტყის გადამამუშავებელი საწარმოები და ა.შ.) უტილიზაციისა და გადამამუშავების შესახებ. ამ შემთხვევაში კანონი აიძულებს საწარმოებს და მუნიციპალურ ორგანოებს მოახდინონ ამ ნარჩენების გადამამუშავება.

5.4 მზის ენერჯია და მისი გამოყენების შესაძლებლობები საქართველოში

5.4.1 შესავალი.

იმისათვის, რომ ოპტიმალურად შევაფასოთ მზის ენერგეტიკის განვითარების პერსპექტივები საქართველოში სჭირია ვიცოდეთ მზის ენერჯიის გამოყენების თანამედროვე ტექნიკური შესაძლებლობები, ამ შესაძლებლობების ეკონომიკა და ადგილობრივი პირობები საქართველოში მათი რეალიზაციისათვის. უკანასკნელი მოითხოვს საქართველოში მზის ენერჯიის ადგილობრივი რესურსების შეფასებას, “მზის მოწყობილობების” სამომხმარებლო ბაზრის შესწავლას და საკანონმდებლო პირობების ცოდნას არატრადიციული ენერგეტიკის განვითარებისაკენ მიმართული საქმიანობის ხელშეწყობისათვის. აღნიშნული საკითხების ანალიზს ეხება ქვემოთ მოყვანილი მასალა.

5.4.2. მზის რადიაცია და მისი გამოყენება

ცნობილია, რომ დედამიწა მზისაგან ყოველწიურად იღებს გამოსხივებული ენერჯიის ერთ-ორმეტილიარდედ ნაწილს, რაც შეადგენს დაახლოებით 1×10^{13} მგჯ/წთ (1.7×10^{11} მგჯ). მზის სპექტრი იყოფა სამ ძირითად უბნად. პირველი - ულტრაიისფერი გამოსხივება: ტალღის სიგრძე - $\lambda < 0.4$ მიკრომეტრი (მკმ), ინტენსიურობა 9%; მეორე - ხილული გამოსხივება: $0.4 < \lambda < 0.7$ მკმ, ინტენსიურობა 45%; მესამე - ინფრაწითელი გამოსხივება: $\lambda > 0.7$ მკმ, ინტენსიურობა 46%. მზის სხივური ენერჯიის $\sim 33\%$ (5.8×10^{10} მგჯ) აირეკლება ატმოსფეროს მიერ, 0.02% (3.4×10^7 მგჯ) გამოიყენება მცენარეების მიერ ფოტოსინთეზისათვის, ხოლო ენერჯიის დარჩენილი ნაწილი (1.1×10^{11} მგჯ) ხმარდება ისეთი ბუნებრივი პროცესების უზრუნველყოფას, როგორცაა დედამიწის ქერქის გათბობა, ოკიანეების გათბობა, ატმოსფეროს გათბობა, ჰაერის მასების მოძრაობა, ზღვისა და ოკიანეების ღინებები, წყლის მიმოქცევა.

მზიდან დედამიწისაკენ წამოსული სხივური ენერჯიის შესაფასებლად იყენებენ ე.წ. მზის მუდმივას, რომელიც წარმოადგენს მზიდან 1.5×10^8 კმ მანძილით დაშორებულ ზედაპირზე მართობულად დაცემული სხივური ნაკადის სიმკვრივეს. ეს სიდიდე შეადგენს დაახლოებით 1353 ვტ/მ²-ს. ატმოსფეროს ფენების მიერ მზის გამოსხივების არეკვლის შემდეგ დედამიწაზე აღწევს სხივების ნაკადი, რომელთა ტალღის სიგრძეა $0.3-2.5$ მიკრომეტრი. ამ ნაკადის სიმკვრივე იცვლება წელიწადის დროზე, ამინდზე (დრუბლიანობაზე) და გეოგრაფიულ განედზე დამოკიდებულებით. მაგალითად, $\pm 50^\circ$ განედზე ზაფხულის ნაბუნობის (the solstice) პერიოდში¹ მზის სხივების ნაკადის მაქსიმალური სიმკვრივეა ~ 900 ვტ/მ², დღის ხანგრძლივობა ~ 16 სთ, დასხივებულობა კი ≈ 33 მგჯ/(მ²×დ-ლ). ზამთრის ნაბუნობის პერიოდში მზის სხივების ნაკადის მაქსიმალური სიმკვრივეა ~ 200 ვტ/მ², დღის ხანგრძლივობა ~ 8 სთ, დასხივებულობა კი ≈ 3.7 მგჯ/(მ²×დ-ლ). ეს სიდიდე ტროპიკულ სარტყელში, სადაც დღის ხანგრძლივობა მთელი წლის განმავლობაში პრაქტიკულად უცვლელია და შეადგენს ~ 12 საათს, აღწევს 26 მგჯ/(მ²×დ-ლ) (950 ვტ/მ²). მზის სხივების ნაკადის მაქსიმალური სიმკვრივე დედამიწაზე შეფასებულია² როგორც 1 კვტ/მ².

¹ იგულისხმება მოწმენდილი ამინდი. დრუბლიან ამინდში ეს სიდიდე მცირდება 30-50%-ით (John W. Twidell, Anthony D. Weir. Renewable Energy Resources. London: E. & F.N. Spon, 1986).

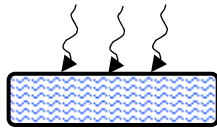
² გამოსხივების ნაკადის მაქსიმალური სიმკვრივე = მზის მუდმივა $\times (1 - \rho_0) = 1353 \times (1 - 0.25) \approx 1$ კვტ/მ², სადაც $\rho_0 = 0.25$ არის ალბედო ანუ ატმოსფეროს და დედამიწის ზედაპირების მიერ მზის სხივების არეკვლის უნარი.

ენერგეტიკაში მზის ენერგიას იყენებენ სითბური და ელექტრული ენერგიის მისაღებად. მზისგან მიღებული სითბური ენერგია გამოიყენება ტრადიციული მიზნებით: წყლისა და ჰაერის შესათბობად, გათბობა-ცხელწყალმომარაგების სისტემებში, წყლის გამტკნარებისათვის მზის დისტილატორებში, მარცვლეულის, ხილის და სხვა პროდუქტების გასაშრობად საშრობ დანადგარებში, მაცივარ-აგენტის შესათბობად აბსორბციულ თბურ ტუმბოებში და სხვ.

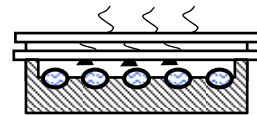
5.4.3. სითბური ენერგიის მიღება მზის გამოსხივებისაგან

მზის გამოსხივების სითბურ ენერგიაში გარდაქმნის სისტემა (ჰელიოსისტემა) შედგება ორი ძირითადი კვანძისაგან. ესენია - გამოსხივების მიმღები და სითბოს აკუმულატორი. გამოსხივების მიმღები წარმოადგენს სპეციალურ რეზერვუარს ან მიღების სისტემას, რომელიც შევსებულია წყლით ან წყლის და ანთფრიზის ნარევით და თბება მზის სხივების ზემოქმედებით. სითბოს აკუმულატორი წარმოადგენს წყლის ავზს, რომელიც თბება გამოსხივების მიმღებში მიღებული ენერგიით.

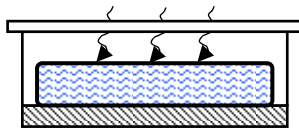
არსებობს განსხვავებული კონსტრუქციისა და განსხვავებული მახასიათებლების მქონე მზის გამოსხივების მიმღები სისტემები - ნახ. 5.17-5.22.



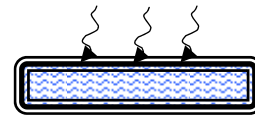
ნახ. 5-17. შავი რეზერვუარი მინის საფარის გარეშე



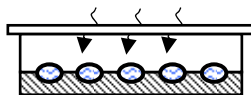
ნახ. 5.20. ლითონის ფირფიტა-მილაკები ორმაგი მინის სახურავით



ნახ. 5-18. შავი რეზერვუარი მინის სახურავიან კონტეინერში



ნახ. 5.21. შავი რეზერვუარი სელექციური ზედაპირით



ნახ. 5.19. ლითონის ფირფიტა-მილაკები მინის სახურავიან კონტეინერში



ნახ. 5.22. ვაკუუმ-მილაკებიანი მიმღები

თითოეულ სისტემას გააჩნია წყლის გაცხელების საკუთარი შესაძლებლობები, რომელიც განისაზღვრება სისტემის მიერ მზის სხივების შთანთქმის და სითბოს შენარჩუნების უნარით. გამოსხივების მიმღებში წყლის ტემპერატურის ზრდასთან ერთად მატულობს სითბური დანაკარგები გარემოში. გარკვეულ ტემპერატურაზე მყარდება წონასწორული მდგომარეობა, როდესაც წყლის მიერ მზისგან მიღებული სითბური ენერგია ტოლია წყლისგან დანაკარგების სახით გარემოში არინებული სითბური ენერგიის. ამ მდგომარეობას შეესაბამება წყლის გაცხელების ზღვრული ტემპერატურა გამოსხივების მიმღებში.

ცხრილში 5.7. მოცემულია მზის გამოსხივების მიმღები სისტემების მახასიათებლები. მზის გამოსხივების მიმღები კონსტრუქციულად შესაძლებელია შესრულდეს პარალელურ-მიღებიანი (ნახ. 5.23) ან კლაკნილა-მიღებიანი კოლექტორის სახით (ნახ. 5.24).

მზის მიმღები სისტემა	გარემოსთან საკონტაქტო ზედაპირის თერმული წინაღობა, მ ² ×K/ვტ	წყლის გაცხელების მაქსიმალური ტემპერატურა, °C
შავი რეზერვუარი მინის საფარის გარეშე (ნახ. 5.17)*)	0.031	40
შავი რეზერვუარი მინის სახურავიან კონტეინერში (ნახ. 5.18)	0.13	95
ლითონის ფირფიტა-მილაკები მინის სახურავიან კონტეინერში (ნახ. 5.19)	0.13	95
ლითონის ფირფიტა-მილაკები ორმაგი მინის სახურავით (ნახ. 5.20)	0.22	140
შავი რეზერვუარი სელექციური ზედაპირით მინის სახურავიან კონტეინერში (ნახ. 5.21 და ნახ.5-19)**)	0.4	240
ლითონის ფირფიტა-მილაკები სელექციური ზედაპირებით და ორმაგი მინის სახურავით (ნახ. 5.20)**)	0.45	270
ვაკუუმ-მილაკებიანი მიმღები (ნახ. 5.22)***)	0.48	160

ცხრილი 5.7. მზის გამოსხივების მიმღები სისტემების (კოლექტორების) მახასიათებლები

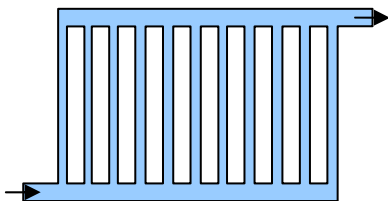
მახასიათებლები განსაზღვრულია შემდეგი პირობებისათვის: გარემოს ტემპერატურა – 20°C; ქარის სიჩქარე – 5 მ/წმ; მზის ენერჯის ნაკადი - 750 ვტ/მ²;

*) თუ რეზერვუარის ძირი თბურად იზოლირებულია, მაშინ სითბოს დანაკარგები მცირდება თითქმის ორჯერ.

**) იმისათვის, რომ მზის გამოსხივების მიმღებმა სრულად შთანთქოს სხივური ენერჯია, რომელსაც ის იღებს ზილული ტალღების სახით და ცუდად გამოასხივოს მიღებული ენერჯია სითბური (ინფრაწითელი) ტალღების სახით, რათა შემცირდეს სითბური დანაკარგები გარემოში, მიმღების ზედაპირს ამზადებენ ორი განსხვავებული მასალისაგან (სელექციური ზედაპირი). კერძოდ, გარე ზედაპირი მზადდება მასალისაგან, რომელიც ხასიათდება ზილული ტალღების შთანთქმის მაღალი უნარით, მაგალითად Cu₂O–ნახევარგამტარისაგან; შიგა ზედაპირი კი მზადდება მასალისაგან, მაგალითად სპილენძისაგან, რომელიც ცუდად ატარებს სითბურ ტალღებს.

***) ვაკუუმ-მილაკებიანი მიმღების გამოყენებისას მინიმალურია სითბოს დანაკარგები კონვექციით;

წყარო: John W. Twidell, Anthony D. Weir. Renewable Energy Resources. London: E. & F.N. Spon, 1986.



ნახ. 5.23. მზის გამოსხივების პარალელურ-მიმღებიანი კოლექტორი.



ნახ. 5.24. მზის გამოსხივების კლასიკური-მიმღებიანი კოლექტორი.

ცხრილში 5.8 მოცემულია მზის კოლექტორების ფასები.

კოლექტორის ტიპი	ზედაპირის ფართობი, მ ²	კოლექტორის ფასი, აშშ. დოლარი	სადგარის ფასი, აშშ. დოლარი	ჯამი, აშშ. დოლარი	კუთრი ფასი, აშშ. დოლარი/მ ²
10-01	0.93	299	50-115	349-414	375-445
20-01	1.86	560	65-145	625-705	336-379

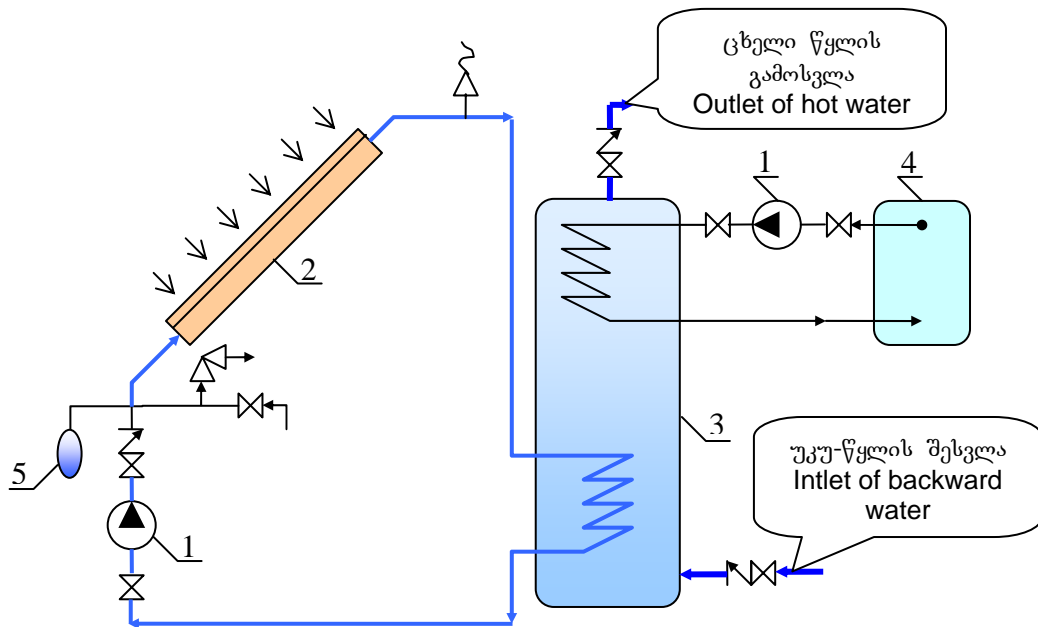
ცხრილი 5.8. მზის კოლექტორების ფასები

წყარო: "Skyline". System Configuration & System(s) Price List. August 20, 2007.

სითბოს აკუმულატორის (ცხელი წყლის ავზის) კონსტრუქცია დამოკიდებულია თბომომარაგების სისტემის ტიპზე. არსებობს მზის ენერჯით წყლის (ან სხვა სითხეების) გაცხელების პასიური და აქტიური სისტემები. პასიური ტიპის სისტემა წარმოადგენს წყლის რეზერვუარს შესათბობი წყლის მიმყვანი და შემთბარი წყლის გამომყვანი მილებით. აქტიური ტიპის სისტემა აერთიანებს წყლის რეზერვუარს და საციკულაციო კონტურს, რომელშიც ხორციელდება წყლის ბუნებრივი (თერმოსიფონი) ან იძულებითი ცირკულაცია ტუმბოების გამოყენებით.

ტექნიკური გადაწყვეტის მხრივ არსებობს ერთ, ორ – და მრავალკონტურიანი სისტემები. დანიშნულების მიხედვით კი – სისტემები მხოლოდ ცხელი წყლით მომარაგებისათვის, მხოლოდ გათბობისათვის და კომბინირებული.

ნახ. 5.25-ზე ნაჩვენებია მზის ენერჯიაზე მომუშავე გათბობა-ცხელწყალმომარაგების ტიპური ორკონტურიანი სისტემა.



ნახ. 5.25. მზის ენერჯიაზე მომუშავე გათბობა-ცხელწყალმომარაგების ტიპური ორკონტურიანი სისტემა: 1-საციკულაციო ტუმბო; 2-მზის გამოსხივების მიმღები (კოლექტორი); 3-ცხელი წყლის ავზი; 4-წყალსათბობი ქვაბი; 5-საფართობი ავზი.

განვითარებულ ქვეყნებში ერთოჯახიანი საცხოვრებელი სახლებისათვის იყენებენ 300-700 ლიტრი ტევადობის ცხელი წყლის ავზებს, რომლებიც, ჩვეულებრივ, კომპლექტდება 2-10 მ² ფართობის მქონე მზის კოლექტორით (მზის სხივების მიმღებით). გათბობისა და ცხელწყალმომარაგების ჰელიოსისტემების სქემა და კვანძების რაოდენობა სქემაში დამოკიდებულია გაერემო კლიმატურ პირობებზე. ამისდა მიხედვით განსხვავებულია ჰელიოსისტემების ღირებულებებიც.

ცხრილში 5.9 მოცემულია გათბობისა და ცხელწყალმომარაგების ჰელიოსისტემების ფასები სხვადასხვა კლიმატური პირობებისათვის.

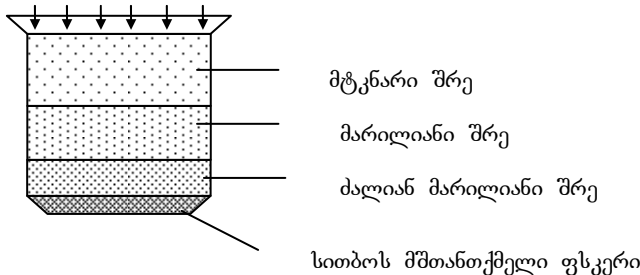
მომხმ.-ის რაოდენობა, ადამიანი	სითბოს აკუმულატორ/ ცხელი წყლის ავზის ტევადობა, ლიტრი	სითბოს მოძღების/კოლექტორის ზედაპირის ფართობი, მ ²	ფასი აშშ. დოლარი / კლიმატური პირობები			კუთრი ფასი, აშშ დოლარი/მ ²
			ტროპიკული კლიმატი ყინვების გარეშე*); მინ. ტემპერატურა 4.4°C	ზომიერი კლიმატი სუსტი ყინვებით**); მინ. ტემპერატურა -1.1°C	ცივი კლიმატი ძლიერი ყინვებით***); მინ. ტემპერატურა -47°C	
1-2	190	1.86	1 675	1 938		900-1041
3-4	190	2.79	1 945	2 208		697-791
3-5	190	3.72	2 215	2 478		595-666
3-5	303	3.72	2 215	2 478		595-666
5-8	303	5.57	2 755	3 018		494-542
2-4	303	3.72			2 375-3 980	638-1069
4-6	303	5.57			2 955-4 520	530-811
6+	303	7.43			3 495-4 995	470-672

ცხრილი 5.9. გათბობისა და ცხელწყალმომარაგების ჰელიოსისტემების ფასები სხვადასხვა კლიმატური პირობებისათვის.

*) გამოიყენება იშვიათი და უმნიშვნელო ყინვისაგან დამცავი არმატურა
 **) გამოიყენება რეცირკულაციის სისტემა სუსტი ყინვებისაგან დასაცავად
 ***) გამოიყენება თბური იზოლაცია, საფართოებელი ავზი, ძლიერი ყინვისაგან დამცავი არმატურა, რეცირკულაციის სისტემა;
 წყარო: "Skyline". System Configuration & System(s) Price List. August 20, 2007.

სტატისტიკური მონაცემების თანახმად ზომიერი კლიმატის სარტყელში ცხელწყალმომარაგების ჰელიოსისტემების თბომწარმოებლურობაა 300-500 კვტ*სთ/(მ²*წელ). გათბობის ჰელიოსისტემების თბომწარმოებლურობა – 150-300 კვტ*სთ/(მ²*წელ) 30/70 °C ტემპერატურული გრაფიკით მუშაობის პირობებში.

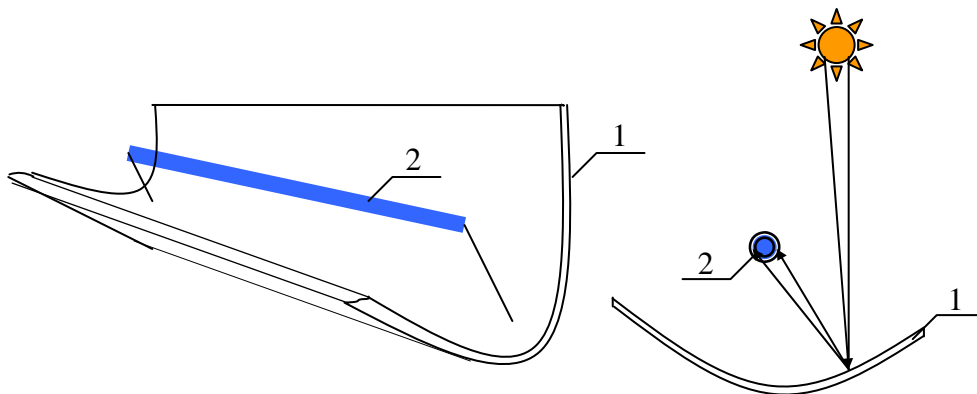
მზის ტბორები. მზის ტბორები წარმოადგენს წყლის დიდი მოცულობის რეზერვუარს, რომელიც შევსებულია სხვადასხვა სიმკვრივის მქონე "წყლის შრეებით" (ნახ.5.26). წყლის



ნახ. 5-26. მზის ტბორი

შრეების განსხვავებული სიმკვრივეები მიიღწევა მასში მარილების სხვადასხვა რაოდენობის გახსნით. მძიმე შრეები განთავსებულია რეზერვუარის ფსკერზე, ხოლო მსუბუქი ფენები - რეზერვუარის ზედაპირზე. მზის სხივების ზემოქმედებით თბება რეზერვუარის ფსკერი, რომელიც დაფარულია მზის სხივების მშთანქმელი ზედაპირით. ის სითბოს გადასცემს ძალიან მარილიან შრეს, რომელიც მიუხედავად შეთბობისა არ ამოდის ტბორის ზედაპირზე მაღალი სიმკვრივის გამო. სითბოს გავრცელება წყლის ქვედა შრეებიდან ზედა შრეებისაკენ ხდება თბოგამტარობით და ადგილი არ აქვს კონვექციას. ეს განაპირობებს, ერთი მხრივ, სითბოს მინიმალურ დანაკარგებს ტბორის სარკული ზედაპირიდან, მეორე მხრივ, მაღალ ტემპერატურულ გრადიენტს ტბორის სიღრმულ ($80-90^{\circ}\text{C}$) და ზედაპირულ შრეებს ($22-27^{\circ}\text{C}$) შორის. უნდა აღინიშნოს, რომ დიდი ზომის მზის ტბორის ($100\text{მ} \times 100\text{მ} \times 1.2\text{მ}$) სითბოტევადობა საშუალებას იძლევა ზაფხულში დაგროვილი სითბო “შეინახოს” ზამთრის დადგომამდე. ამ სითბოს იყენებენ შენობების გასათბობად, ასევე მრეწველობაში დაბალი პოტენციალის სითბოს სახით ან კიდევ ელექტროენერჯის საწარმოებლად. მაგალითად, მზის ტბორი “ეინ-ბორეკე” (ისრაელი), რომელიც განთავსებულია 0.74 ჰა ფართობზე, აწარმოებს 150 კვტ სიმძლავრის ელექტროენერჯიას.

მაღალი სიმძლავრის მზის კოლექტორები. არსებობს მაღალი სიმძლავრის მზის კოლექტორები ანუ სითბოს კონცენტრატორები, რომლებიც წარმოადგენს მზის სხივური ენერჯის შემკრებ ოპტიკურ სისტემას – ნახ. 5-27. ასეთი სისტემის მთავარი კომპონენტებია პარაბოლური სარკე (სხივების შემკრები - 1) და მიმღები მილი (სითბური ენერჯის მშთანქმელი - 2), რომლის ზედაპირზე მოსული ენერჯის ნაკადი შეადგენს $200-250$ მგ/მ².



ნახ. 5-27. მაღალი სიმძლავრის მზის კოლექტორი (სითბოს კონცენტრატორი)

პარაბოლური სარკე, როგორც წესი, ღარის ფორმისაა. მის ფოკუსში განთავსებულია სითბური ენერჯის მშთანქმელი მასალისაგან დამზადებული მილი, რომელშიც გაედინება წყალი ან სხვა სითხე, როგორც თბოგადამტანი. ასეთ კონცენტრატორებში ხერხდება წყლის გაცხელება $500-700^{\circ}\text{C}$ -მდე, რაც საკმარისია მაღალი პარამეტრების ორთქლის მისაღებად. ასეთი ორთქლი, ჩვეულებრივ, გამოიყენება ორთქლის სტანდარტულ ტურბოგენერატორებში ელექტროენერჯის მისაღებად. მაგალითად, 30 მ დიამეტრის მქონე პარაბოლური კონცენტრატორით შესაძლებელია 700 კვტ სითბური სიმძლავრის მიღება, რაც ტრადიციული ტურბოგენერატორების გამოყენებისას 200 კვტ ელექტრული სიმძლავრის ეკვივალენტურია.

გარდა წყლის ორთქლისა, მზის თბოელექტროსადგურებში თბოგადამტანად იყენებენ სხვადასხვა სითხეებს. სითბური დანაკარგების შემცირების მიზნით მილგაყვანილობაში სითბოს კონცენტრატორებიდან ტურბოგენერატორებამდე ხშირად იყენებენ ორკონტურიან სქემას, რომლის პირველ კონტურში ცირკულირებს ამიაკი. მაღალი წნევის (30 მგპა) და ტემპერატურის (700°C) პირობებში, რასაც ადგილი აქვს მიმღებ მილებში, აირადი ამიაკი

იშლება აზოტად და წყალბადად. დაშლის რეაქცია ენდოთერმულია და მიმდინარეობს სითბური ენერჯის შთანთქმით (- 46 კჯ/მოლ.). ეს ამცირებს დისოცირებული ამიაკის ტემპერატურას. დაბალტემპერატურული ამიაკის ტრანსპორტირება ხორციელდება სითბური დანაკარგების გარეშე სინთეზის კამერამდე, რომელიც იმავდროულად წარმოადგენს პირველი და მეორე კონტურის გამყოფ თბომცვლელს. აქ კატალიზატორის ზემოქმედებით მიმდინარეობს ამიაკის რეკომბინაციის ეგზოთერმული რეაქცია. ამ დროს გამოყოფილი სითბო აორთქლებს წყალს ან სხვა სახის სითხეს, რომელიც ცირკულირებს მეორე კონტურში და ამუშავებს ტურბოგენერატორს ელექტროენერჯის მისაღებად.

ზშირად, სითბოს კონცენტრატორები აღჭურვილია ე.წ. “მზის მიმყოლი” სისტემით, რომელიც უზრუნველყოფს კონცენტრატორის გადაადგილებას ისე, რომ ის მიმართულია მზისკენ მთელი დღის განმავლობაში. კონცენტრატორების ასეთ ჯგუფს უმეტეს შემთხვევაში აქვს საერთო (ცენტრალური) მიძღები მილი, რომელის განთავსებულია მიწიდან გარკვეულ სიმაღლეზე – ე.წ. მზის კოშკზე.

მზის თბოელექტროსადგურების წლიური ელექტროგამომუშავების გადიდების მიზნით იყენებენ სითბური ენერჯის აკუმულატორებს.

ცხრილში 5.10. მოცემულია მზის ერთ-ერთი თბოელექტროსადგურების საპროექტო პარამეტრები.

ტექნიკური მაჩვენებლები

მზის თეს-ის სიმძლავრე, მგვტ	30, სითბოს აკუმულირების გარეშე	30, სითბოს აკუმულირებით
სიმძლავრის გამოყენების კოეფიციენტი, %	20	54
ელექტროენერჯის გამომუშავება ბრუტო, კვტ*სთ/წ.	52 000 000	141000 000
რესურსი (სასიცოცხლო ციკლი), წ.	30	30

მზის თეს-ის ღირებულება, აშშ დოლარი/კვტ

პროექტირება და საინჟინრო მომსახურება	550	920
დანაგარების ღირებულება	850	2000
სამშენებლო სამუშაოები	200	400
კონსტრუირება/მონტაჟი	600	1 150
გაუთვალისწინებელი დანახარჯები	250	310
ჯამი	2 450	4 780

ელექტროენერჯის გენერაციის ღირებულება გეოთესზე, ცენტ/კვტ*სთ

დაყვანილი კაპიტალური დანახარჯები (Levelized Capital Cost)	14.93	10.79
ფიქსირებული საოპერაციო და მომსახურების დანახარჯები (Fixed O&M Cost)	3.01	1.82
ცვლადი საოპერაციო და მომსახურების დანახარჯები (Variable O&M Cost)	0.75	0.45
ელექტროენერჯის გენერაციის დაყვანილი ფასი (Generating Cost) *)	18.69	13.06

*) ელექტროენერჯის გენერაციის დაყვანილი ფასი იანგარიშება მარტივი უკუგების 10-წლიანი პერიოდისათვის

ცხრილი 5.10 მზის თბოელექტროსადგურის საპროექტო პარამეტრები

წყარო: Technical and Economic Assessment: Off Grid, Mini-Grid and Grid Electrification Technologies. Energy and Water Department. The World Bank. November, 2005.

5.4.4. მზის ფოტოელექტრული სისტემები

მზის ფოტოელექტრული სისტემები წარმოადგენს ნახევარგამტარულ სისტემებს, რომლებშიც მზის სხივური ენერგია გარდაიქმნება ელექტრულ ენერგიად. მთავარი კომპონენტები ასეთი სისტემებისათვის არის მზის ელემენტები, რომელთა ერთობლიობა ქმნის მზის მოდულს. მზის მოდულები, თავის მხრივ, ერთიანდებიან მზის ბატარეად.

მზის ფოტოელექტრული სისტემები დანიშნულების მიხედვით კლასიფიცირდება განმხოლოებულ სისტემებად, რომელთა დანიშნულებაა ცალკეული მოწყობილობების (საყოფაცხოვრებო ელექტროაპარატურის – სანათების, რადიომიმღებების, კონდიციონერების და სხვ., ასევე სამეურნეო ხელსაწყოების – ბალის საპარსების, ტუმბოების, სადურგლო ხელსაწყოების და სხვ.) კვება ელექტროენერგიით; მცირე სიმძლავრის ელექტროსადგურებად, რომლებიც ელექტროენერგიით უზრუნველყოფენ ცალკეულ შრენობებს, სოფლის ტიპის დასახლებებს ან საკურორტო-ტურისტულ ობიექტებს; საერთო ქსელში ჩართულ ზომიერი სიმძლავრის ელექტროსადგურებად.

ფოტოელექტრული სისტემების ეფექტურობა განისაზღვრება მასში გამოყენებული ნახევარგამტარული მასალების გვარობით. მზის ელემენტებში ძირითადად გამოიყენება კრემნიუმი - Si, გერმანიუმი - Ge, გალიუმის არსენიდი - GaAs, კადმიუმი-ტელური - CdTe, კადმიუმის სულფიდი – CdS და სხვ. კრემნიუმის ან სხვა მასალისაგან დამზადებულ მზის ელემენტებს აქვთ მსგავსი ელექტრული პარამეტრები: პოტენციალთა სხვაობა – 0.5 ვ; დენის ნაკადის სიმკვრივე – 200 ა/მ²; საშუალო კუთრი სიმძლავრე – 100 ვტ/მ²; მ.ქ. კოეფიციენტი – 10-12%. დაბალი მ. ქ. კოეფიციენტი მზის ელემენტებში გამოწვეულია ფოტოელექტრული ეფექტურობის შემზღვეველი სხვადასხვა ფაქტორით. ეს ფაქტორები ჩამოთვლილია ცხრილში 5.11. აქვე ნაჩვენებია მათ მიერ გამოწვეული დანაკარგების სიდიდეები.

შემზღვეველი ფაქტორი	დანაკარგი
კონტაქტების ფართობი ფოტოელემენტის წინა მზარეზე	3%
არეკლვა წინა ზედაპირიდან	1%
არ ხდება ფოტონების შთანთქმა (ფოტონების ენერგია ნაკლებია ენერგეტიკული ზონის სიგანეზე)	23%
ხდება ჭარბი ენერგიის ფოტონების შთანთქმა – ჭარბი ენერგია გადადის სითბოში (ფოტონების ენერგია მეტია ენერგეტიკული ზონის სიგანეზე)	33%
პოტენციალის დანაკარგები (შთანთქმული ფოტონი ქმნის ელექტრონულ-ხვრელურ წყვილს, რომელსაც გააჩნია პოტენციალთა სხვაობა. ამ პოტენციალის მხოლოდ ნაწილი მონაწილეობს ემძ-ის წარმოქმნაში)	20%
მზის ელემენტის ვოლტ-ამპერული მახასიათებლის სიმრუდის ფაქტორი	4%
დამატებითი სიმრუდის ფაქტორი	5%
დამატებითი ოპური წინაღობა (ელემენტის წინა ზედაპირზე მუხტის გადამტანების თავისუფალი განარბენის გადიდების გამო)	0.3%
მაშუნტებელი წინაღობა (ფოტოელემენტის სტრუქტურის დეფექტი)	0.1%
ჯამი	89.4%

ცხრილი 5.11. მზის ელემენტების ფოტოელექტრული ეფექტურობის შემზღვეველი ფაქტორები

უკანასკნელ პერიოდში მზის ელემენტების ტექნოლოგიაში ფართო გამოყენება ჰპოვა კრემნიუმის მონო – და პოლიკრისტალურმა მასალამ, ამორფულმა კრემნიუმმა (ფირისებრი მზის ელემენტები) და ე.წ. რთულმა ნახევარგამტარებმა, რომლებიც მზადდება სხვადასხვა

ელემენტისაგან - კადმიუმი, ტელური, სპილენძი, ინდიუმი, გალიუმი, სელენი - როგორც მრავალკომპონენტის ნაერთი.

ცხრილში 5.12 მოცემულია თანამედროვე ტექნოლოგიით დამზადებული მზის ელემენტების მახასიათებლები.

ტექნოლოგია/მასალა	განაწილება ბაზარზე	ფოტოელექტრული ეფექტურობა	ფასი, აშშ დოლ./კვტ	რესურსი, წელი	შენიშვნა
კრემნიუმის მონოკრისტალური ელემენტი	>90%	12-20%	3-4	>20	დამკვიდრებული ტექნოლოგია
კრემნიუმის მულტიკრისტალური ელემენტი	6-7%	9-12	3-4	>15	დამკვიდრებული ტექნოლოგია
ამორფული კრემნიუმის ელემენტი	3-5%	5-10%	4-5	>10	ეფექტურობის გაუარესება ექსპლუატაციის პირველივე წელს
რთული ნახევარგამტარული ელემენტი	<1%	7.5% (მაქს. 13-16% ლაბორატორიულ პირობებში)			კომერციულად შესაძლებელი
კადმიუმ-ტელურის ელემენტი	<1%	7.5% (მაქს. 13-16% ლაბორატორიულ პირობებში)			კომერციულად შესაძლებელი

ცხრილი 5.12.. თანამედროვე მზის ელემენტების მახასიათებლები

ცხრილში 5.13. მოცემულია სხვადასხვა სიმძლავრის ფოტოელექტრული სისტემების (ელექტროსადგურების) მახასიათებლები.

ტექნიკური მახვენებლები	მცირე ფოტოელექტრული სისტემა		ფოტოელექტრული სადგური მინი ქსელისათვის	ფოტოელექტრული სადგური დიდი ქსელისათვის
	მზის ფოტოელექტრული სისტემის სიმძლავრე	50 კვტ	300 კვტ	25 000 კვტ
სიმძლავრის გამოყენების კოეფიციენტი	20%	20%	20%	20%
ელექტროენერჯის გამომუშავება ბრუტო, კვტ*სთ/წ.	88	526	43 800	8 760 000
რესურსი (სასიცოცხლო ციკლი)	20 წ.	20 წ.	20 წ.	20 წ.
აკუმულატორის რესურსი	5 წ.	5 წ.	5 წ.	

მზის ფოტოელექტრული სისტემის ღირებულება, აშშ დოლარი/კვტ

პროექტირება და საინჟინრო მომსახურება	0	0	200	200
დანაგარების ღირებულება	7 170	7 170	5 340	5 040
სამშენებლო სამუშაოები	0	0	980	980
კონსტრუირება/მონტაჟი	0	0	700	560
გაუთვალისწინებელი დანახარჯები	50	50	100	100
ჯამი	7 220	7 220	7 320	6 880

ელექტროენერჯის გენერაციის ღირებულება მზის ფოტოელექტრულ სადგურებზე, ცენტ/კვტ*სთ

დაყვანილი კაპიტალური დანახარჯები (Levelized Capital Cost)	44	44	44.61	41.93
ფიქსირებული საოპერაციო და მომსახურების დანახარჯები (Fixed O&M Cost)	3.45	1.72	1.21	0.97

ცვლადი საოპერაციო და მომსახურების დანახარჯები (Variable O&M Cost)	17.58	5.89	4.98	0.24
ელექტროენერჯის გენერაციის დაყვანილი ფასი (Generating Cost) *)	65.03	51.61	50.8	43.14

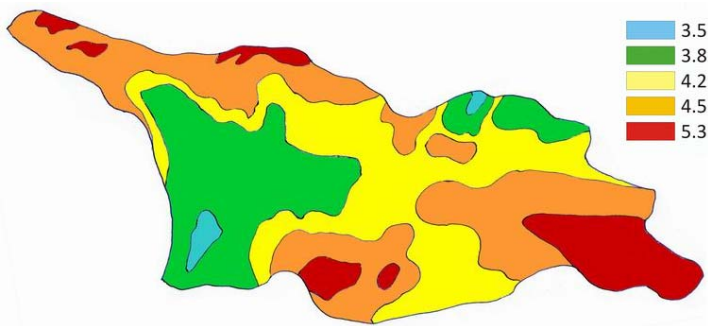
ცხრილი 5.13. სხვადასხვა სიმძლავრის ფოტოელექტრული სისტემების (მზის ელექტროსადგურების) მახასიათებლები.

*) ელექტროენერჯის გენერაციის დაყვანილი ფასი იანგარიშება მარტივი უკუგების 10-წლიანი პერიოდისათვის; წყარო: Technical and Economic Assessment: Off Grid, Mini-Grid and Grid Electrification Technologies. Energy and Water Department. The World Bank. November, 2005.

5.4.5. მზის ენერჯის პოტენციალი საქართველოში

5.4.5.1. მზის რადიაციის მონაცემები

საქართველოში მზის ენერჯის პოტენციალის შეფასებისათვის სამუშაოში გამოყენებული იყო ორი წყარო. ერთის თანახმად³ საქართველო დაყოფილია ხუთ რადიაციულ ზონად - ნახ. 5-28. ასეთ დაყოფას საფუძვლად უდევს მრავალწლიანი დაკვირვება 8 აქტინომეტრული სადგურიდან. მონაცემები საქართველოს მთელს ტერიტორიაზე განზოგადებულია ჰაერის საშუალო ტემპერატურების მიხედვით.



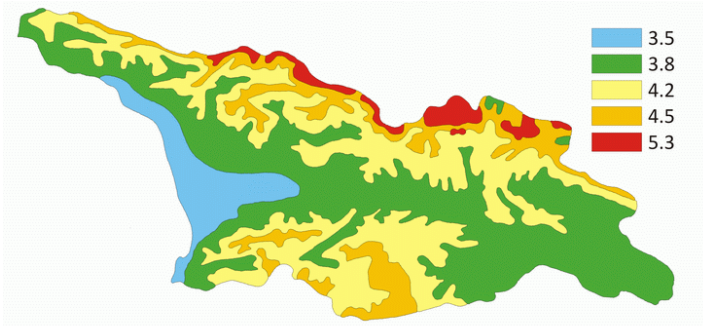
ნახ. 5-28. საქართველოში მზის რადიაციის რუკა³:

- 3.5) - საშუალო წლიური რადიაცია
3.5კვტ*სთ/(მ²*დ-ლ)=1278კვტ*სთ/(მ²*წ);
- 3.8) - საშუალო წლიური რადიაცია
3.8კვტ*სთ/(მ²*დ-ლ)=1387კვტ*სთ/(მ²*წ);
- 4.2) - საშუალო წლიური რადიაცია
4.2კვტ*სთ/(მ²*დ-ლ)=1533კვტ*სთ/(მ²*წ);
- 4.5) - საშუალო წლიური რადიაცია
4.5კვტ*სთ/(მ²*დ-ლ)=1643კვტ*სთ/(მ²*წ);
- 5.3) - საშუალო წლიური რადიაცია
5.3კვტ*სთ/(მ²*დ-ლ)=1935 კვტ*სთ/(მ²*წ);

მეორე წყაროს⁴ მიხედვით, რომელიც ემყარება შედარებით ახალი და მოკლევადიანი დაკვირვების შედეგებს, განსხვავებულია ამ ზონების ტერიტორიული განაწილება და ფართობი - ნახ. 5.29. მონაცემები აღებულია ათი ადგილიდან და საქართველოს მთელს ტერიტორიაზე განზოგადებულია ზღვის დონიდან ზონების განთავსების სიმაღლეების მიხედვით.

³ გ.გ.სვანიძე, ვ.პ.გაგუა, ე.ვ.სუხიშვილი – საქართველოს განახლებადი ენერჯეტიკული რესურსები. თბილისი, 1987 წ.

⁴ მდგრადი ენერჯიების ცენტრი – “მზის სახლი”, 2007



ნახ. 5.29. საქართველოში მზის რადიაციის რუკა³:

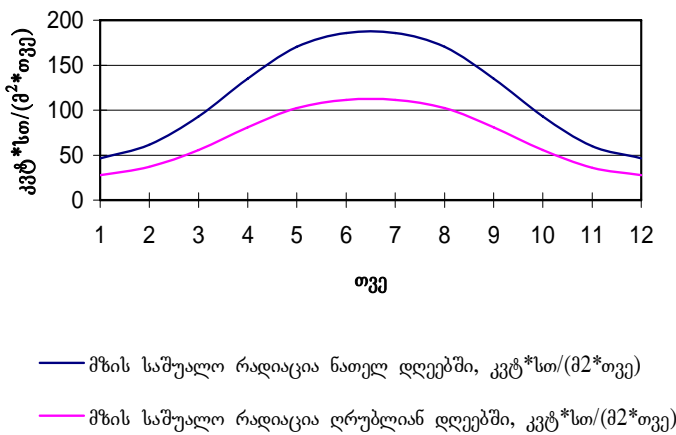
- 3.5) - საშუალო წლიური რადიაცია
 $3.5 \text{ კვტ*სთ}/(\text{მ}^2 \cdot \text{დ-ლ}) = 1278 \text{ კვტ*სთ}/(\text{მ}^2 \cdot \text{წ})$;
- 3.8) - საშუალო წლიური რადიაცია
 $3.8 \text{ კვტ*სთ}/(\text{მ}^2 \cdot \text{დ-ლ}) = 1387 \text{ კვტ*სთ}/(\text{მ}^2 \cdot \text{წ})$;
- 4.2) - საშუალო წლიური რადიაცია
 $4.2 \text{ კვტ*სთ}/(\text{მ}^2 \cdot \text{დ-ლ}) = 1533 \text{ კვტ*სთ}/(\text{მ}^2 \cdot \text{წ})$;
- 4.5) - საშუალო წლიური რადიაცია
 $4.5 \text{ კვტ*სთ}/(\text{მ}^2 \cdot \text{დ-ლ}) = 1643 \text{ კვტ*სთ}/(\text{მ}^2 \cdot \text{წ})$;
- 5.3) - საშუალო წლიური რადიაცია
 $5.3 \text{ კვტ*სთ}/(\text{მ}^2 \cdot \text{დ-ლ}) = 1935 \text{ კვტ*სთ}/(\text{მ}^2 \cdot \text{წ})$;

სამუშაოში ანალიზისათვის გამოყენებული იყო უფრო ხანგრძლივი დაკვირვების შედეგად მიღებული მონაცემები (ნახ. 5.28), რომლის თანახმადაც მზის საშუალო წლიური რადიაციის სიდიდელ საქართველოში მიღებულია 1550 კვტ*სთ/(მ²*წ).

ნახ. 5-30-ზე ნაჩვენებია საქართველოში მზის რადიაციის ყოველთვიური ცვლილების გრაფიკი³, საიდანაც ჩანს, რომ რადიაციის სეზონური უთანაბრობა (მინიმალური რადიაციის შეფარდება მაქსიმალურთან) აღწევს 25%, ხოლო “მზის დანადგარების” სიმძლავრის გამოყენების კოეფიციენტი შესაძლებელია იცვლებოდეს 35-60% ინტერვალში.

თუ სიმძლავრის გამოყენების კოეფიციენტის გარანტირებულ მნიშვნელობად მივიღებთ 35%, მაშინ 5.9, 5.10 და 5.13 ცხრილებში მოყვანილი ფასების მიხედვით შესაძლებელია განვსაზღვროთ მზის ფოტოელექტრული სისტემებითა და მზის თბოელექტროსადგურებით მიღებული ელექტროენერჯის თვითღირებულება.

მზის საშუალო რადიაცია საქართველოში



ნახ. 5.30. მზის რადიაცია საქართველოში:

- აღებულია რადიაციის ყოველთვიური საშუალო მნიშვნელობები, რომლებიც განზოგადებულია საქართველოს მთელი ტერიტორიისათვის;
- წლიური რადიაცია ნათელ დღეებში 1380 კვტ*სთ/(მ²*წ);
- წლიური რადიაცია ღრუბლიან დღეებში 830 კვტ*სთ/(მ²*წ);
- მზის რადიაციის საშუალო მნიშვნელობა გათბობის სეზონის (ნოემბერი, დეკემბერი, იანვარი, თებერვალი, მარტი, აპრილი, - სულ 6 თვე) განმავლობაში - 450 კვტ*სთ/(მ²*წ)

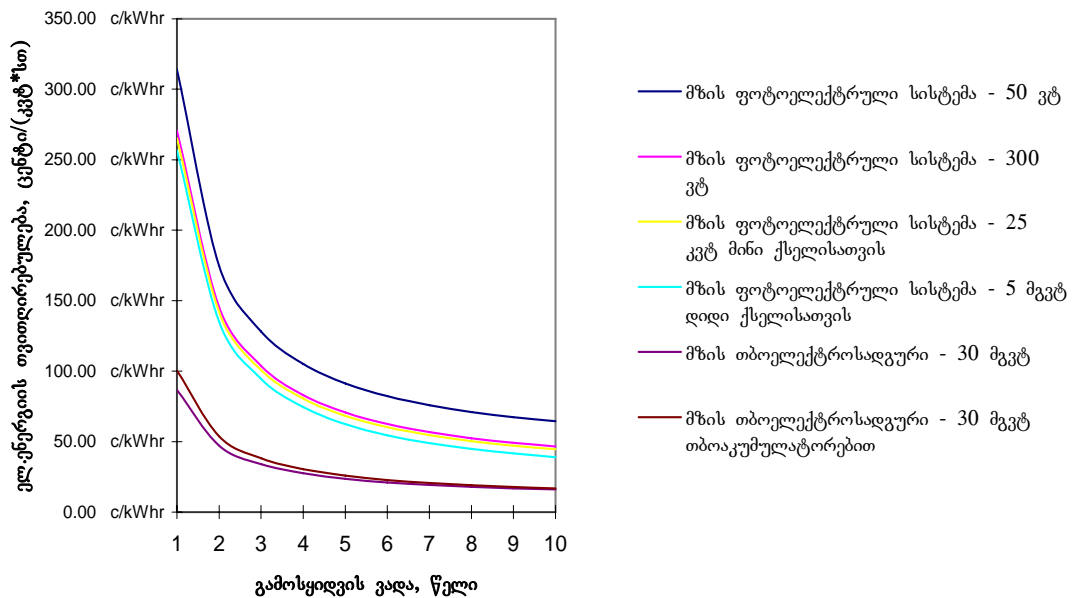
ნახ. 5.31 –ზე ნაჩვენებია ელექტროენერჯის თვითღირებულების დამოკიდებულების გრაფიკი გამოსყიდვის ვადის ხანგრძლივობაზე სხვადასხვა “მზის დანადგარებისათვის” მიმდინარე ეტაპზე.

5.4.5.2. მზის ენერჯის გამოყენების შესაძლებლობები

საქართველოსთვის განსაკუთრებულ ინტერესს წარმოადგენს გათბობისა და ცხელწყალმომარაგების ჰელიოსისტემების გამოყენების საკითხი. ბოლო გამოკვლევების

მიხედვით⁵ საქართველოში ერთი 3-5 სულიანი ოჯახის ცხელწყალმომარაგების სიმძლავრე შეადგენს საშუალოდ 1.5 კვტ-ს; ამ სიმძლავრით უწყვეტი მუშაობის ხანგრძლივობაა “ 1300-2500 სთ/წ, ხოლო სითბური ენერჯის მოხმარება - 1.5 (1300-2500)(2000-4000 კვტ*სთ/წ/ოჯახი. აუცილებელია დავაზუსტოდ თუ რა იგულისხმება უწყვეტი მუშაობის ქვეშ. პრაქტიკულად ყველა წყალგამაცხელებელი მოწყობილობა მუშაობს დისკრეტულად. ის ჩაირთვება როცა ტემპერატურა ცხელი წყლის ავზში შემცირდება გარკვეულ მნიშვნელობამდე ან როცა გავსხნით ცხელი წყლის ონკანს (პირდაპირი დინების წყალგამაცხელებლის შემთხვევაში) და გამოირთვება როცა წყლის ტემპერატურა ავზში მიაღწევს წინასწარგანსაზღვრულ მნიშვნელობას ან დააკეცავთ ცხელი წყლის ონკანს. აქტიური მუშაობის ასეთი ციკლი მეორდება სხვადასხვა სიხშირით – მაღალი სიხშირით როცა ცხელი წყლის მოხმარება დიდი და პირიქით. უწყვეტი მუშაობის ხანგრძლივობაში იგულისხმება წყალგამაცხელებელი მოწყობილობის აქტიური მუშაობის ჯამური ხანგრძლივობა წლის განმავლობაში. ამ სიდიდის ფარდობა წლის ხანგრძლივობასთან (8760 სთ/წ) განვსაზღვროთ როგორც ცხელწყალმომარაგების აქტიური სიმძლავრის გამოყენების კოეფიციენტი. უკანასკნელის მნიშვნელობა საქართველოს საყოფაცხოვრებო სექტორისათვის ცვალებადობს $1300/8760-2500/8760=15-30\%$ ინტერვალში. ის, რომ ეს სიდიდე ნაკლებია “მზის დანადგარების” სიმძლავრის გამოყენების კოეფიციენტის ზემომოყვანილ სიდიდეზე (35-60%) ნიშნავს იმას, რომ საქართველოში მზის ენერჯის პოტენციალი შესაძლებელია გამოყენებული იქნეს ცხელწყალმომარაგებისათვის მთელი წლის განმავლობაში.

ელექტროენერჯის თვითღირებულების დამოკიდებულება გამოსყიდვის ვადის ხანგრძლივობაზე “მზის დანადგარებისათვის”



ნახ. 5.31. ელექტროენერჯის თვითღირებულების დამოკიდებულება გამოსყიდვის ვადის ხანგრძლივობაზე “მზის დანადგარებისათვის”

პირობები: შინაგანი ამოგების ნორმა 10%; სიმძლავრის გამოყენების კოეფიციენტი 35%.

შედეგები. ელექტროენერჯის თვითღირებულება გამოსყიდვის ვადის 10 წ. მნიშვნელობაზე:

- 64.4 ცენტ/(კვტ*სთ) მზის ფოტოელექტრული სისტემისათვის - 50 ვტ;
- 46.55 ცენტ/(კვტ*სთ) მზის ფოტოელექტრული სისტემისათვის - 300 ვტ;

⁵ Energy Efficiency and Energy Conservation Effects on the Georgian Economy. WEG, Winrock, 2007.

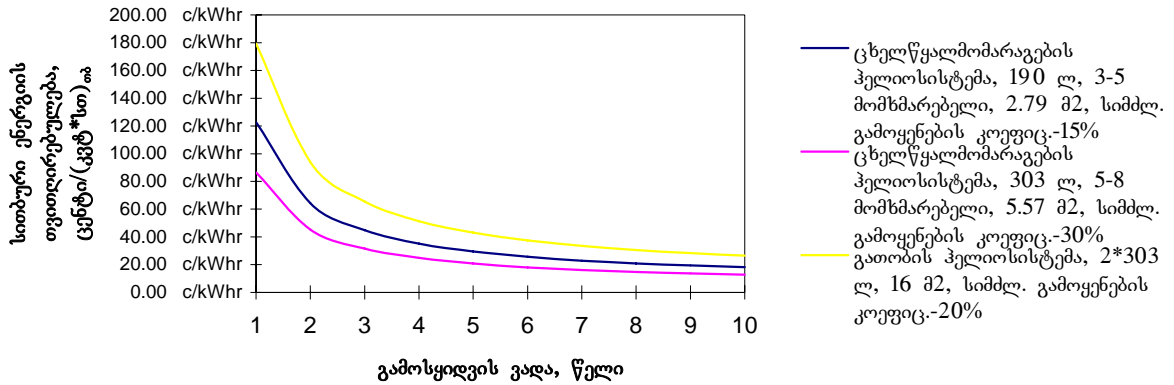
- 44.54 ცენტი/(კვტ*სთ) მინი ქსელისათვის განკუთვნილი 25 კვტ სიმძლავრის ფოტოელექტრული სისტემისათვის;
- 39 ცენტი/(კვტ*სთ) დიდი ქსელისათვის განკუთვნილი 5 მგვტ სიმძლავრის ფოტოელექტრული სისტემისათვის;
- 16.02 ცენტი/(კვტ*სთ) 30 მგვტ სიმძლავრის მზის თბოელექტროსადგურისათვის;
- 16.8 ცენტი/(კვტ*სთ) 30 მგვტ სიმძლავრის მზის თბოელექტროსადგურისათვის თბოაკუმულატორებით, როცა სიმძლავრის გამოყენების კოეფიციენტი აღწევს 60%.

თუ გავითვალისწინებთ, რომ ცხელწყალმომარაგების ჰელიოსისტემების მ.ქ. კოეფიციენტია 85-95%, მივიღებთ, რომ 2000-4000 კვტ*სთ/წ/ოჯახი მოხმარებას შეესაბამება არაუმეტეს 2300-4700 კვტ*სთ/წ/ოჯახი სიმძლავრის ჰელიოსისტემა. ასეთი ჰელიოსისტემის კოლექტორების ზედაპირის ფართობი, უკიდურეს შემთხვევაში (ღრუბლიან დღეებში, როცა წლიური რადიაციაა 830 კვტ*სთ/მ²/წ - იხ. ნახ. 5-14), უნდა იყოს $2300/830-4700/830=2.8-5.7$ მ²/ოჯახი. მიღებულ პირობებს აკმაყოფილებს სტანდარტული ჰელიოსისტემები 190-303 ლიტრი ტევადობის რეზერვუარით და 2.79-5.57 მ² ზედაპირის ფართობის მქონე კოლექტორებით, რომელთა ფასებია შესაბამისად 2200-3100 აშშ დოლარი (იხ. ცხრილი 5-3, ვარიანტები 2 და 5). ამ სიდიდეების გამოყენებით შეფასდა ცხელწყალმომარაგების ჰელიოსისტემებით გამოუმუშავებული სითბური ენერჯის თვითღირებულება.

ნახ. 5.26 –ზე ნაჩვენებია თბოენერჯის თვითღირებულების დამოკიდებულების გრაფიკი გამოსყიდვის ვადის ხანგრძლივობაზე გათბობისა და ცხელწყალმომარაგების სტანდარტული ტიპის ჰელიოსისტემებისათვის.

რაც შეეხება გათბობას, იგივე გამოკვლევებით, საქართველოში ერთი საშუალო ოჯახის გათბობის სიმძლავრეა 3.5 კვტ; ამ სიმძლავრით უწყვეტი მუშაობის ხანგრძლივობაა “ 1800-2700 სთ/წ/ოჯახი (აქტიური სიმძლავრის გამოყენების კოეფიციენტი – 1800/8760-2700/8760(20-30%), ხოლო სითბური ენერჯის მოხმარება - 3.5 (1800-2700)(6300-9450 კვტ*სთ/წ/ოჯახი. ასეთ მოხმარებას შეესაბამება 7400-11100 კვტ*სთ/წ/ოჯახი სიმძლავრის ჰელიოსისტემა (როცა სისტემის მ.ქ. კოეფიციენტია 85%). იმის გათვალისწინებით, რომ საქართველოში გათბობის სეზონის განმავლობაში (ნოემბერი, დეკემბერი, იანვარი, თებერვალი, მარტი, აპრილი, - სულ 6 თვე) მზის რადიაციის მეტ-ნაკლებად გარანტირებული მნიშვნელობაა 450 კვტ*სთ/(მ²*წ), - ჰელიოსისტემის კოლექტორების ზედაპირის ფართობი უნდა იყოს $7400/450-11100/450(16-25$ მ²/ოჯახი. ასეთი პირობის დასაკმაყოფილებლად საჭიროა 2-3 სტანდარტული ჰელიოსისტემის ერთდროული გამოყენება, რაც გაუმართლებლად აძვირებს სითბური ენერჯის თვითღირებულებას. მაგალითად, 16 მ² ზედაპირის ფართობის კოლექტორებიანი ჰელიოსისტემისათვის, რომლის საშუალო ფასია 10 000 აშშ დოლარი, სითბური ენერჯის თვითღირებულებაა 26.54 ცენტი/(კვტ*სთ) – იხ. ნახ. 5-32.

**სითბური ენერჯის თვითღირებულების დამოკიდებულება გამოსყიდვის ვადის ხანგრძლივობაზე
გათბობისა და ცხელწყალმომარაგების ჰელიოსისტემებისათვის**



ნახ. 5.32. სითბური ენერჯის თვითღირებულების დამოკიდებულება გამოსყიდვის ვადის ხანგრძლივობაზე გათბობისა და ცხელწყალმომარაგების ჰელიოსისტემებისათვის

პირობები: შინაგანი ამოცების ნორმა 10%.

შედეგები: სითბური ენერჯის თვითღირებულება გამოსყიდვის ვადის 10 წ. მნიშვნელობაზე:

- 18.17 ცენტი/(კვტ*სთ) ცხელწყალმომარაგების სისტემისათვის - 190 ლ., 3-5 მომხმარებელი, 2,79 მ²;
- 12.8 ცენტი/(კვტ*სთ) ცხელწყალმომარაგების სისტემისათვის - 303 ლ., 5-8 მომხმარებელი, 5,57 მ²;
- 26.54 ცენტი/(კვტ*სთ) გათბობის სისტემისათვის - 2*303 ლ., 16 მ².

ძვირი ჰელიოსისტემების გამოყენებისაგან თავის დასაღწევად არსებობს კომბინირებული სისტემები, რომელებიც აერთიანებს ჩვეულებრივ წყალსატობს ქვას და ჰელიოსისტემას (ნახ. 5.33). ასეთი სისტემების ტექნიკური, საინვესტიციო და ეკონომიკური მაჩვენებლები განსხვავებულია და უნდა განისაზღვროს ცალკეული კონკრეტული შემთხვევებისათვის.

როგორც ზემოთ მოყვანილი შეფასებებიდან ჩანს, საქართველოში ელექტროენერჯიაზე ამჟამად არსებული ტარიფებისა და სითბური ენერჯის მიღების შესაძლო ფასების პირობებში ჰელიოსისტემების კონკურენტუნარიანობა დაბალია გენერაციის სხვა საშუალებებთან შედარებით. მიუხედავად ამისა, საქართველოში არსებობს რეგიონები, სადაც ელექტროენერჯით მომარაგების ერთადერთ გზას წარმოადგენს ჰელიოსისტემების გამოყენება. ჰელიოსისტემების გამოყენების აუცილებლობა, სავარაუდოა, გაიზრდება ქვეყანაში ტურიზმის განვითარებასთან ერთად, რომ აღარაფერი ვთქვათ ჰელიოსისტემების კონკურენტუნარიანობის ბუნებრივ მატებაზე მისი გათვლებისა და ორგანულ სათბობზე ფასების მუდმივი ზრდის პირობებში.

ჰელიოსისტემების ფასების შემცირების ბუნებრივი ტენდენციების პარალელურად, ვფიქრობთ, საჭიროა სახელმწიფო ძალისხმევით გაძლიერება ამ სისტემების იმპორტირების გათვლებისა და მაკომპლექტებლების ადგილზე წარმოების წასახალისებლად.

საქართველოში მზის ენერჯეტიკის განვითარების სრული პოტენციალი შესაძლებელია შევავსოთ ტექნიკური და ტექნიკურ-ეკონომიკური თვალსაზრისით. უკანასკნელ შემთხვევაში გამოვიყენებთ საქართველოს მსგავსი კლიმატური პირობების მქონე რომელიმე განვითარებული ქვეყნის (მაგალითად, თურქეთის) გამოცდილებას.

ტექნიკური პოტენციალი. მზის ენერჯის გამოყენების სრული ტექნიკური პოტენციალის შეფასება მოიცავს საქართველოს საყოფაცხოვრებო სექტორის მხოლოდ გათბობის და ცხელწყალმომარაგების სისტემებს. ამასთან, შეფასება ვრცელდება საყოფაცხოვრებო სექტორის გაზიფიცირებული აბონენტების მხოლოდ იმ ნაწილზე, რომელიც ცხოვრობს ინდივიდუალურ სახლებში, რადგანაც მხოლოდ ასეთ სახლებზეა შესაძლებელი ჰელიოსისტემების დაყენება სერიოზული ტექნიკური პრობლემების გარეშე.

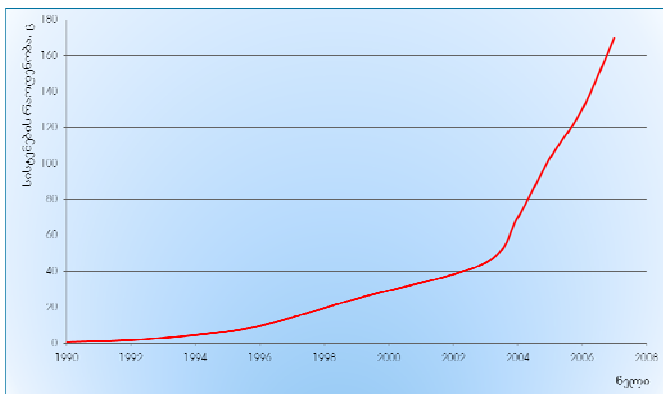
უკანასკნელი შეფასებებით საქართველოს საყოფაცხოვრებო სექტორის გაზიფიცირებული ნაწილი მოიხმარს საშუალოდ 950 მლნ. კვტ*სთ/წ სითბურ ენერგიას გათბობა-ცხელწყალმომარაგებისათვის. მომხმარებლების დაახლოებით 66% ცხოვრობს ინდივიდუალურ სახლებში, რასაც, უხეშად, შეესაბამება 630 მლნ. კვტ*სთ/წ მოხმარება (54 ათსი ტონა ნავთობის ეკვივალენტი ანუ 77 ათსი ტონა პირობითი სათბობი⁶). გათბობა-ცხელწყალმომარაგების თანამედროვე ჰელიოსისტემების გამოყენებისას, რომელთა მ.ქ. კოეფიციენტია დაახლოებით 85%, ასეთი ენერჯის მისაღებად საჭირო მზის კოლექტორების ზედაპირის ფართობი შეადგენს 900 000 - 1 600 000 მ², ხოლო ფასი დაახლოებით 540-960 მლნ. აშშ დოლარს. მეორე მხრივ, 630 მლნ. კვტ*სთ/წ სასარგებლო სითბური ენერჯის მისაღებად ბუნებრივ აირზე მომუშავე ტრადიციულ წყალგამაცხელებლებში, რომელთა მ.ქ. კოეფიციენტია “75%, იხარჯება 630/0.75=840 მლნ. კვტ*სთ/წ ენერჯია. უკანასკნელი მიიღება “85-90 მლნ. მ³/წ ბუნებრივი აირისაგან, რომლის ღირებულებაა 18-19 მლნ. აშშ დოლარი (მოსახლეობისათვის დადგენილი ტარიფით – 0.215 აშშ დოლარი/მ³).

ტექნიკურ-ეკონომიკური პოტენციალი. საქართველოში მზის ენერჯის გამოყენების ტექნიკური-ეკონომიკური პოტენციალის შეფასებისათვის სამუშაოში გამოყენებულია თურქეთის გამოცდილება, სადაც მზის ენერჯის გამოყენება აღწევს პირველადი ენერჯორესურსების საერთო მიწოდების 0.45%. თუ დავუშვებთ, რომ უახლოეს მომავალში საქართველოში შესაძლებელია ანალოგიურმა მაჩვენებელმა მიაღწიოს 0.2-0.4%, - მივიღებთ, რომ მზის ენერჯის გამოყენების მიღწევადი პოტენციალი შეადგენს (0.2-0.4)%* 3252 ათასი ტ.ნ.ე.=6.5-13 ათასი ტ.ნ.ე.-ს, სადაც 3252 ათასი ტ.ნ.ე. წარმოადგენს პირველადი ენერჯეტიკული რესურსების მოწოდების სიდიდეს საქართველოს 2006 წლის სათბობ-ენერჯეტიკულ ბალანსში.

5.4.6. მიმდინარე სიტუაცია და სახელმწიფო დახმარების საჭიროება

ამჟამად საქართველოში არსებობს რამოდენიმე სპეციალიზებული კერძო კომპანია, რომელიც ამონტაჟებს მზის სისტემებს: “SpecHelioTbomontaji”, “Ekoeni”, “Aido”, “Solar House”, და ა.შ. სისტემების უმრავლესობა არის იმპორტირებული, მხოლოდ ზოგიერთი კომპანია ამზადებს ადგილზე იაფ სისტემებს.

ნახ. 5.33-ზე ნაჩვენებია ერთ-ერთი ადგილობრივი კომპანიის მიერ მზის პანელების დაყენების დინამიკა, რაც წარმოაჩენს საქართველოში მზის სისტემების გავნითარების მზარდ ტენდენციას.



ნახ. 5.33. მზის პანელების დაყენების დინამიკა საქართველოში (ერთი ადგილობრივი კომპანიის მაგალითზე)

⁶ Energy Efficiency and Energy Conservation Effects on the Georgian Economy. WEG, Winrock, 2007.

⁷ 1 მლნ. კვტ*სთ=0.086 ათასი ტონა ნავთობის ეკვივალენტი; 1 ტ.ნ.ე.=1.43 ტ.პ.ს.

მიმდინარე ეტაპზე არ არსებობს საკანონმდებლო აქტები საქართველოში მზის ენერგეტიკის განვითარების ხელშეწყობისათვის. ბოლო პერიოდამდე მზის სისტემებისათვის არსებობდა საგადასახადო შეღავათები და კომპანიები განთავსდებოდა იყვნენ დამატებითი ღირებულების გადასახადისაგან. ახალი საგადასახადო კანონების მიხედვით ეს შეღავათები გაუქმდა. ამის შედეგად მზის პანელების ფასი საქართველოში გაიზარდა 35-40%-ით.

მსოფლიოს მრავალ ქვეყანაში მზის ენერგეტიკის განვითარება სარგებლობს დიდი ხელშეწყობით. ამის მაგალითებია:

- მზის კოლექტორების პირდაპირი სუბსიდირება 100 €/მ² ოდენობით (გერმანია);
- გადასახადების შემცირება – 1994 წელს საბერძნეთში 75% შეამცირეს მოგების გადასახადი მზის ენერგეტიკულ ტექნოლოგიაზე, რაც იყო 30% სუბსიდირების ტოლფასი;
- “სუფთა ენერჯის” შესყიდვა გარანტირებული მაღალი ტარიფით – 41-56 €/კვტ*სთ) (გერმანია);
- გრძელვადიანი და დაბალპროცენტუანი კრედიტები (გერმანია);
- ე.წ. თეთრი მოწმობა – 2005 წლიდან იტალიაში ენერჯის მწარმოებელი კომპანიები ვალდებული არიან გაატარონ ენერჯის დაზოგვის ღონისძიებები და მოიპოვონ “თეთრი მოწმობა”, რომელიც გაიცემა ენერგოეფექტურობის გადიდების, ასევე მზის და სხვა სუფთა ტექნოლოგიების დანერგვის დასტურად;
- მშენებლობის კრედიტი/დადგენილება – 2006 წლიდან ესპანეთში მზის ცხელწყალმომარაგების სისტემები უნდა დამონტაჟდეს ყველა ადგილზე ან ახლად აშენებულ სახლზე.

ზემოთ მოყვანილი მაგალითების ჩამონათვალი შეიძლება გავაგრძელოთ, რამდენადაც განახლებადი ენერგეტიკის განვითარების მთავარ ფაქტორს ყველა ევროპულ ქვეყანაში წარმოადგენს ეროვნული ენერგეტიკის განვითარების პოლიტიკა, ხოლო ეკონომიკური ფაქტორები გადასულია მეორე პლანზე.

5.5. გეოთერმული ენერჯის გამოყენების პოტენციული საქართველოში

5.5.1. შესავალი.

გეოთერმული რესურსები წარმოადგენს სიღრმული სითბოს მარაგს, რომელიც წარმოიქმნება დედამიწის წიაღში მიმდინარე თერმოქიმიური და ფიზიკური პროცესების შედეგად, როგორცაა დედამიწის ბირთვში მიმდინარე რადიოაქტიური დაშლის რეაქციები (ძირითადად ურანისა და თორიუმის იზოტოპების დაშლა), ეგზოთერმული ქიმიური რეაქციები მანტიამ, ხაზუნი ტექტონიკურ ფილებს შორის დას სხვ. გეოთერმული სითბო დედამიწის გულიდან ზედაპირისაკენ ვრცელდება თბოგამტარობით მყარ ქანებში და კონვექციით ოკიანეებსა და გათხევადებულ მაგმაში.

ტემპერატურის გრადიენტის მიხედვით დედამიწის ქერქი იყოფა ჰიპერთერმულ-ნახევრადთერმულ და ზომიერად თერმულ რაიონებად. ჰიპოთერმული რაიონები, სადაც ტემპერატურის გრადიენტი აღემატება 80 °C/კმ (ზოგიერთ სეისმურად აქტიურ რაიონებში კი აღწევს 100 °C/კმ), - განთავსებულია ტექტონიკურ ზონებში კონტინენტური ფილების საზღვრებთან. ნახევრადთერმული რაიონები, ტემპერატურის გრადიენტით 40-80 °C/კმ, განთავსებულია მოშორებით კონტინენტური ფილების საზღვრებისაგან. ზომიერად თერმულ

რაიონებში, რომლებიც ფართოდაა გავრცელებული, ტემპერატურის გრადიენტი ნაკლებია $40^{\circ}\text{C}/\text{კმ-ზე}$.

დედამიწის ქერქში² აკუმულირებული სითბური ენერჯია, დაყვანილი დედამიწის ზედაპირის ფართობზე, შეადგენს 10^{17} კჯ/კმ². ამ ენერჯიის ნაწილი აღწევს დედამიწის ზედაპირამდე (3-5 კმ სიღრმის ფენებამდე). ზომიერად თერმულ რაიონებში თბური ნაკადის სიმკვრივე ზედაპირზე შეადგენს 0.06 ვტ/მ². არსებობს ანომალიებიც, სადაც თბური ნაკადის სიმკვრივე აღწევს $10-20$ ვტ/მ².

ბუნებრივ ციკლში წყალი დედამიწის ზედაპირიდან ჟონავს დედამიწის ქერქის სიღრმეში, სადაც თბება და კვლავ მოემართება ზედაპირისაკენ (ბუნებრივი ჰიდროთერმული ცირკულაცია), ვიდრე ის მოხვდება წყალგაუმტარი პლასტებისაგან წარმოქმნილ ბუნებრივ რეზერვუარებში (ჰიდროთერმული რეზერვუარები); ან ამოდის ზედაპირზე დედამიწის ქერქში არსებული ხვრელებიდან და ნაპრალებიდან (ფუმაროლებიდან) ცხელი წყლის ან ორთქლის სახით. ბუნებრივი ჰიდროთერმული რეზერვუარები, როგორც წესი, გვხვდება $3000-4000$ მ სიღრმეზე. წყლის ტემპერატურა ასეთ რეზერვუარებში საკმაოდ მაღალია და გეოთერმული ანომალიების რაიონებში აღემატება $150-170^{\circ}\text{C}$.

ამჟამად არსებობს გეოთერმული სითბოს მოპოვების სამი მეთოდი: ბუნებრივი ჰიდროთერმული ცირკულაცია, ე.წ. ხელოვნური გადახურება და მშრალი კლდოვანი ქანების (ე.წ. ცხელი მშრალი გრუნტი – Hot dry rocks) გაცივება.

ბუნებრივი ჰიდროთერმული ცირკულაციის დროს სითბური ენერჯია, როგორც ზემოთ იყო აღნიშნული, მოიპოვება ცხელი წყლის ან ორთქლის სახით. ამისათვის ჰიდროთერმულ რეზერვუარებში (საბადოებში) აკეთებენ საექსპლუატაციო ჭაბურღილებს, საიდანაც ცხელი წყალი ამოდის თვითდინებით. ხშირად, გეოთერმული საბადოს სიმძლავრის გადიდების მიზნით იყენებენ ინტენსიური ცირკულაციის მეთოდს. ამ დროს უკვე გამოყენებულ (ნამუშევარ) გეოთერმულ წყალს ტუმბავენ უკანვე, საბადოში, სპეციალური საინჟექციო ჭაბურღილების და დამჭირხნი ტუმბოების გამოყენებით.

ხელოვნური გადახურების მეთოდი ითვალისწინებს ნახევრადთხევადი მაგმის გაცივებას, რომელიც დედამიწის ზედაპირზე ამოსულია ლავას სახით (როგორც, მაგ., 3 მგვტ სიმძლავრის გეოთერმულ ელექტრისადგურზე ჰავაიში; 1982 წ.).

მშრალი კლდოვანი ქანების გაცივების მეთოდი ითვალისწინებს ღრმა ქანების (5-10 კმ სიღრმეზე) გაცივებას მასში წყლის იზულებითი გატარებით. ამისათვის ქანებს ხსნიან ე.წ. ჰიდრაულიკური რღვევით (Hydraulic fracturing) და აწყობენ საცირკულაციო კონტურს დამჭირხნ და მიმღებ ჭაბურღილებს შორის (კონსტრუირებული გეოთერმული სისტემები – Engineered Geothermal Systems - EGS). ასეთი ქანების თბოგამტარობა დაბალია და შეიცავს მილიონობით წლების განმავლობაში დაგროვილი სითბური ენერჯიის მნიშვნელოვან მარაგს. კონსტრუირებული გეოთერმული სისტემების უმეტესობა დღეისათვის არის ექსპერიმენტული, თუმცა, სავარაუდოა, რომ სამომავლოდ მათ ექნებათ კომერციული მნიშვნელობა.

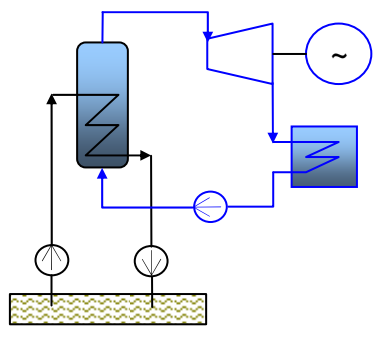
² დედამიწის ქერქი: სიმკვრივე – 2700 კგ/მ³; სითბოტევადობა – 1 კჯ/(კგ* $^{\circ}\text{K}$); თბოგამტარობა – 2 ვტ/(მ* $^{\circ}\text{K}$); სისქე – 30 კმ; მასა $\sim 4.5 \cdot 10^{22}$ კგ; აკუმულირებული სითბური ენერჯია $\sim 5.8 \cdot 10^{25}$ კჯ [John W. Twidell, Anthony D. Weir. Renewable Energy Resources. London: E. & F.N. Spon, 1986]

ტემპერატურის მიხედვით ჰიდროთერმული რესურსები იყოფა (პირობითად) სამ კატეგორიად: მაღალი ტემპერატურის - 170°C , საშუალო - $125-170^{\circ}\text{C}$ და დაბალი ტემპერატურის - $35-120^{\circ}\text{C}$ რესურსები. განსხვავებულია ამ რესურსების სითბოს გამოყენების ტექნოლოგია. მაღალი და საშუალო ტემპერატურის ჰიდროთერმულ რესურსებს იყენებენ გეოთერმულ ელექტროსადგურებში (გეოთესი) ელექტრული ენერჯის საწარმოებლად. დაბალი ტემპერატურის რესურსები გამოიყენება ძირითადად გათბობა-ციხელწყალმომარაგებისათვის, ასევე სხვადასხვა ტექნოლოგიური პროცესებისათვის აგრარულ სექტორში.

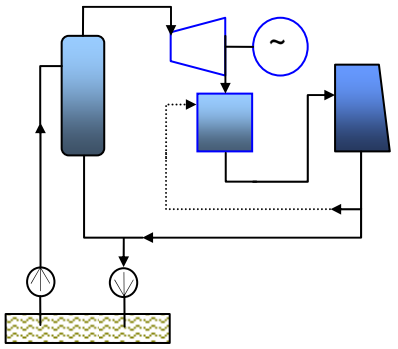
არსებობს ე. წ. მყისიერი აორთქლების და ბინარული ციკლის გეოთერმული ელექტროსადგურები. მყისიერი აორთქლების ელექტროსადგურებში (ნახ. 5.34. Flash-steam Geothermal Power Plant) იყენებენ ცხელ წყალს, რომლის ტემპერატურაც აღემატება 170°C . ის მაღალი წნევით მიეწოდება საფართოებელ რეზერვუარში, სადაც ფართოვდება და გარდაიქმნება ორთქლად. ორთქლი გადადის ტურბინაში, სადაც ასრულებს ელექტროენერჯის მისაღებად საჭირო მუშაობას. ბინარული ციკლის ელექტროსადგურებში (ნახ. 5.35. Binary-cycle Geothermal Power Plant) გამოიყენება 170°C -ზე ნაკლები ტემპერატურის მქონე წყალი. მისი სითბო თბოგადამცემის გავლით გადაეცემა იოლად აორთქლებად სითხეს (მაგ., იზობუტანს ან იზოპენტანს), რომელიც ორთქლდება და მეორე კონტურის გავლით მიეწოდება ტურბინას. ასეთი ელექტროსადგურებით გეოთერმული ანომალიების რაიონებში შესაძლებელია $20-25$ მგვტ/კმ² - მდე სიმძლავრის მიღება. $5-7$ კმ სიღრმეზე ინტენსიური ცირკულაციის გამოყენებისას ეს სიღრმე აღწევს $200-250$ მგვტ/კმ² - მდე (ამ შემთხვევაში გეოთერმული ენერჯია კარგავს ენერჯის განახლებადი წყაროს სტატუსს და ხდება ენერჯის ამოწურვადი რესურსი).

ნახ. 5.36-ზე ნაჩვენებია გეოთერმული ელექტროსადგურების დადგმული სიმძლავრეები მსოფლიოს სხვადასხვა ქვეყნებში.

ცხრილში-5.28 მოცემულია სხვადასხვა სიმძლავრის გეოთერმული ელექტროსადგურების ტექნიკურ-ეკონომიკური მაჩვენებლები.

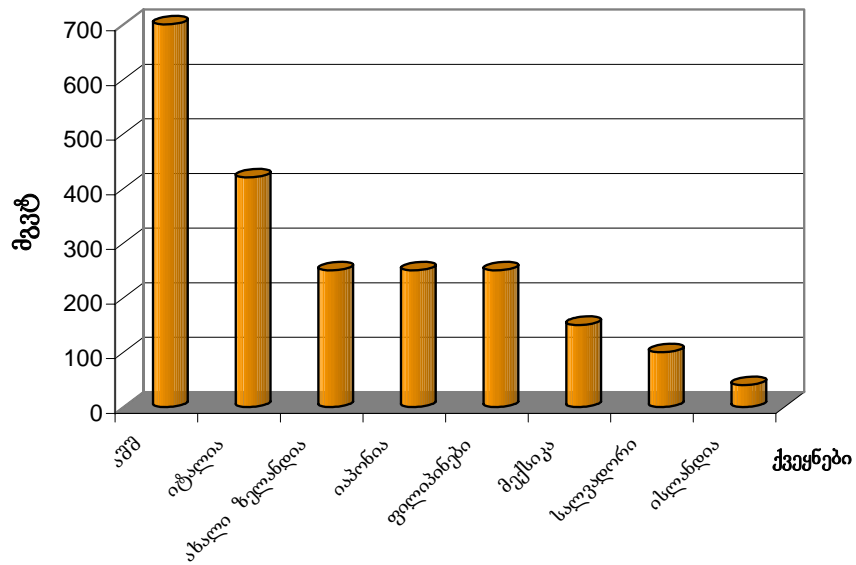


ნახ. 5.34. ბინარული ციკლის გეოთერმული ელექტროსადგურის პრინციპული სქემა



ნახ. 5.35. მყისიერი აორთქლების გეოთერმული ელექტროსადგურის პრინციპული სქემა

გეოთერმული ელექტროსადგურების დადგმული სიმძლავრეები



ნახ. 5.36. გეოთერმული ელექტროსადგურების დადგმული სიმძლავრეები მსოფლიოს სხვადასხვა ქვეყნებში

ტექნიკური მაჩვენებლები *)	ბინარული გეოთესები		მყისიერი აორთქლების გეოთესები
	გეოთერმული წყლის ტემპერატურა, °C	125-170	
გეოთეს-ის სიმძლავრე, მგვტ	0.2**)	20***)	50***)
სიმძლავრის გამოყენების კოეფიციენტი, %	30-70	85	90
ელექტროენერჯის გამოშვება ნეტო, კვტ*სთ/წ.	1 226 400	148 920 000	394 200 000
რესურსი (სასიცოცხლო ციკლი), წ.	20	30	30

გეოლოგიური სამუშაოების ღირებულება, აშშ დოლარი/კვტ *)

საძიებო-გეოლოგიური სამუშაოები (პირველი საექსპლუატაციო ჭაბურღილის პონა)	300	320	240
დადასტურება (დამატებითი ბურღვა საბადოს კომერციული მნიშვნელობის დასადასტურებლად)	400	470	370
მთავარი ჭაბურღილები (საექსპლუატაციო ჭაბურღილის შენარჩუნება)	800	710	540
საველე და სხვა სამუშაოები	120	120	60

გეოთესის ღირებულება, აშშ დოლარი/კვტ *)

პროექტირება და საინჟინრო მომსახურება	450	310	180
დანაგარების ღირებულება	3 000	1 200	700
მშენებლობა და მოტაჟი	800	610	200
გეოთეს-ის ღირებულება საძიებო-გეოლოგიური სამუშაოების გარეშე	4 250	2 120	1 080
გაუთვალისწინებელი დანახარჯები	880	190	120

ჯამი	6 750	3 930	2 410
------	-------	-------	-------

ელექტროენერჯის გენერაციის ღირებულება გეოტესტზე (ცენტ/კვტ*სთ) *)

დაყვანილი კაპიტალური დანახარჯები (Levelized Capital Cost)	11	5.28	3.06
ფიქსირებული საოპერაციო და მომსახურების დანახარჯები (Fixed O&M Cost)****)	3	1.90	1.50
ცვლადი საოპერაციო და მომსახურების დანახარჯები (Variable O&M Cost)	0	0	0
ელექტროენერჯის გენერაციის დაყვანილი ფასი (Generating Cost)*****)	14	7.18	4.56

*) Technical and Economic Assessment: Off Grid, Mini-Grid and Grid Electrification Technologies. Energy and Water Department. The World Bank. November, 2005.

***) ავტონომიური (ლოკალური) ელექტრული ქსელისათვის

****) საერთო ელექტრული ქსელისათვის/ენერგოსისტემისათვის

*****) ბინარული გეოტესტისათვის ეს დანახარჯები მოიცავს დამჭირბნი ტუმბოების გამოცვლის დანახარჯებს ყოველ 3-4 წელიწადში ერთხელ

*****) ელექტროენერჯის გენერაციის დაყვანილი ფასი იანგარიშება მარტივი უკუგების

10-წლიანი პერიოდისათვის

ცხრილი 5.14. გეოთერმული ელექტროსადგურების ტექნიკურ-ეკონომიკური მაჩვენებლები

გეოთერმული ელექტროსადგურების ფასები ბოლო 10 წლის განმავლობაში შემცირდა 20%-ით, გეოთერმული ჭაბურღილების ფასი კი - 10%-ით ნავთობის ჭაბურღილების ფასებთან შედარებით.

რაც შეეხება გათბობა-ცხელწყალმომარაგებას გეოთერმული რესურსების ბაზაზე, ის, ჩრდილოეთ ევროპის ქვეყნების გამოცდილებით, რენტაბელურია მაშინ, როცა მისი მომხმარებელი არანაკლებ 300 ადამიანი/კმ², სიმძლავრე - არანაკლებ 100 მგვტ, ხოლო სითბური ენერჯის გადაცემის მანძილი არ აღემატება 30 კმ-ს.

5.5.2. საქართველოს გეოთერმული რესურსების პოტენციალი

საქართველო მდებარეობს სუბტროპიკული ზონის ჩრდილოეთ პერიფერიაზე, ალპური დანაოჭების სარტყელში (ევრაზიის ალპური დანაოჭება). დანაოჭების ინტენსივობის მიხედვით საქართველოს იყოფა შემდეგ გეოტექტონიკურ ერთეულებად: კავკასიონის მთავარი ქედის ანტიკლინორიუმი, კავკასიონის სამხრეთ ფერდის ნაოჭა სისტემა, საქართველოს ბელტი, აჭარა-თრიალეთის ნაოჭა სისტემა, ართვინ-ბოლნისის ბელტი, ლოქ-ყარაბაღის სუსტად დანაოჭებული ზონა². გეოთერმული თვალსაზრისით საქართველო წარმოადგენს ზომიერად თერმულ რაიონს, სადაც ჰიდროთერმული რესურსების ტემპერატურა არ აღემატება 110-120⁰C. დედამიწის ქერქში გეოთერმული ენერჯის განაწილების მიხედვით საქართველოზე მოდის ~7*10²⁴ ჯ ენერჯია.

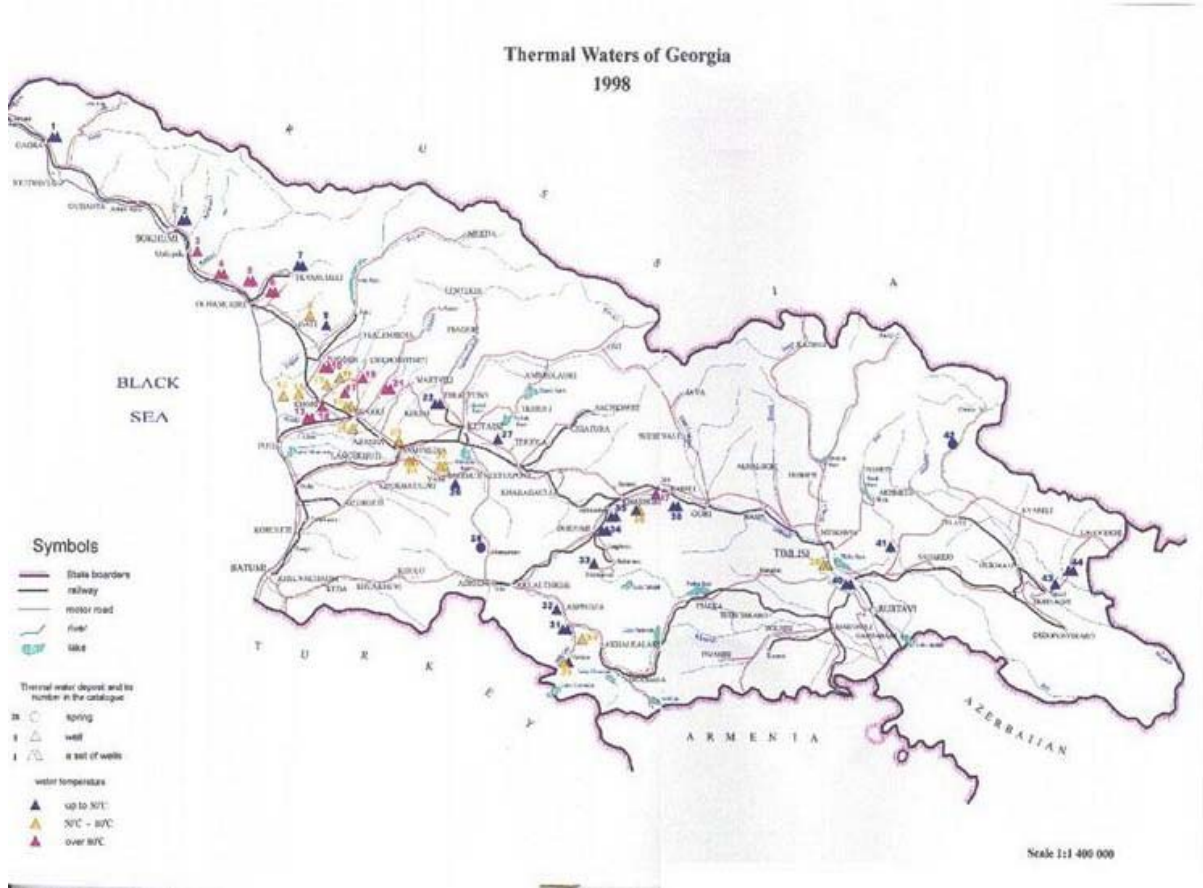
საქართველოში ჰიდროთერმული რესურსების (თერმული წყლების) საპროგნოზო მარაგი შეადგენს 960 000 -1 000 000 კუბ.მ/დ-დ (350 000 000 – 400 000 000 კუბ.მ/წ).

ამჟამად საქართველოს ტერიტორიაზე აღრიცხულია 30-108 °C ტემპერატურის მქონე თერმული წყლის 250-მდე ბუნებრივი და ხელოვნური (ჭაბურღილების სახით) წყარო. მათი

² ქართული საბჭოთა ენციკლოპედია

ჯამური დებიტი შეადგენს ~160 000 კუბ.მ/დ-ლ (60 000 000 კუბ.მ/წ)³. სხვადასხვა მონაცემებით ჰიდროთერმული რესურსების თეორიული პოტენციალი შეფასებულია როგორც 245-290 მგვტ, ტექნიკური პოტენციალი კი – 150 მგვტ⁴.

ნახ. 5.37-ზე ნაჩვენებია საქართველოს თერმული წყლების რუკა. საქართველოს ტერიტორიაზე ამჟამად არსებობს 44 შედარებით მაღალი პოტენციალის მქონე ჰიდროთერმული საბადო (ცხრილი 5.15). მათ შორის 30-მდე საბადოს თბური სიმძლავრე არ აღემატება 2 მგვტ-ს, ხოლო 15-მდე საბადოს სიმძლავრე იცვლება ინტერვალში 3-100 მგვტ. არასაკმარისი პოტენციალის გამო ამ საბადოების უმეტესი ნაწილი უნდა განვიხილოთ მხოლოდ როგორც რესურსი საყოფაცხოვრებო სექტორის ცხელწყალმომარაგებისათვის. 10-12 საბადო, მათი ხელსაყრელი თავმოყრისა და შედარებით მაღალი პოტენციალის გამო, შესაძლებელია გამოყენებულ იქნეს როგორც ცხელწყალმომარაგების, ისე გათბობისათვის. აღნიშნული საბადოების გამოყენება შესაძლებელია ასევე აგრარულ სექტორში - სათბურებში, პროდუქციის პირველადი გადამუშავებისათვის, მეცხოველეობისა და მეფრინველეობის ფერმებში, თევზის მეურნეობებში, ხილის გამრობისათვის, ირიგაციისათვის, გრუნტის შეთბობისათვის და სხვ.



ნახ. 5.37. საქართველოს თერმული წყლების რუკა

რაც შეეხება ჰიდროთერმული რესურსებით ელექტროენერჯის წარმოებას, საქართველოში ამის პოტენციალი პრაქტიკულად არ არსებობს, რადგან არსებული თერმული წყლების

³ შპს “გეოთერმია”

⁴ UNDP. “Georgia – Promoting the Use of Renewable Energy Resources for Local Energy Supply”. September, 2007.

ტემპერატურა მნიშვნელოვნად ნაკლებია თანამედროვე გეოთესებში მოთხოვნილ ტემპერატურასთან ($>150-170^{\circ}\text{C}$) შედარებით. საქართველოსათვის ის (თერმული წყლები) შესაძლებელია განვიხილოთ მხოლოდ როგორც დამხმარე რესურსი ელექტროენერჯის საწარმოებლად.

ამჟამად საქართველოში მოქმედებაშია ლისის გეოთერმული საბადო, რომელიც ცხელი წყლით უზრუნველყოფს საბურთალოს რაიონის მოსახლეობის ნაწილს ქ. თბილისში. კერძოდ, 79 საცხოვრებელი კორპუსი მარაგდება 55°C ტემპერატურის მქონე თერმული წყლით; 15 საცხოვრებელი კორპუსი მარაგდება 70°C ტემპერატურის მქონე თერმული წყლით. საბადოზე მოქმედებს 6 ჭაბურღილი. მათ შორის ორი ჭაბურღილი მუშაობს რეინჟექციით. თერმული წყლის ჯამური დებიტი თვითდინებით შეადგენს 4 000 კუბ.მ/დ-ღ.

საქართველოს თერმული წყლის რესურსების 80%-ზე მეტი თავმოყრილია დასავლეთ საქართველოში, სადაც მისი პოტენციალი საშუალებას იძლევა მოეწყოს სხვადასხვა სიემძლავრის გათბობის ცენტრალიზებული სისტემები შემდეგ რაიონულ ცენტრებში: ხობი – 1.2 მგვტ, სენაკი – 11 მგვტ, სამტრედია – 5 მგვტ, ვანი – 5 მგვტ.

საბაღოს ნომერი	საბაღოს დასახელება	ტემპერატურა, გრად. ცელს	დებიტი, კუბ.მ/დღ	სითბური სიმძლავრე, მგებტ. როცა ΔT=T-25	საშ. სითბ. სიმძლ. მგებტ	
1	გაგრა	38	43	920	0.58 0.80	0.69
2	ბესლეთი	39	41	370	0.25 0.29	0.27
3	დრანდა	93		1 500	4.95 -	4.95
4	კინდლი	75	108	26 600	64.50 107.07	85.78
5	მოქვა	100	105	13 470	48.99 52.26	50.63
6	ოხურეთი	104		3 500	13.41 -	13.41
7	ტყვარჩელი	35	38	690	0.33 0.44	0.38
8	რეჩხი	77		1 080	2.72 -	2.72
9	საბერიო	34		1 230	0.54 -	0.54
10	ზუგდიდი-ცაიში	78	98	24 564	63.14 86.96	75.05
11	თორსა	63		108	0.20 -	0.20
12	ოქროს საწმისი	63		104	0.19 -	0.19
13	ქვალონი	78	98	4 300	11.05 15.22	13.14
14	ხობი	82		450	1.24 -	1.24
15	ბია	65		2 600	5.04 -	5.04
16	ჯაფუშკარი	64		120	0.23 -	0.23
17	ზენი	80		372	0.99 -	0.99
18	ზანა	101		400	1.47 -	1.47
19	მენჯი	57	65	5 750	8.92 11.15	10.04
20	ისულა	75		370	0.90 -	0.90
21	ნოქალაქევი	80	82	700	1.87 1.93	1.90
22	წვალტუბო	31	35	20 000	5.82 9.70	7.76

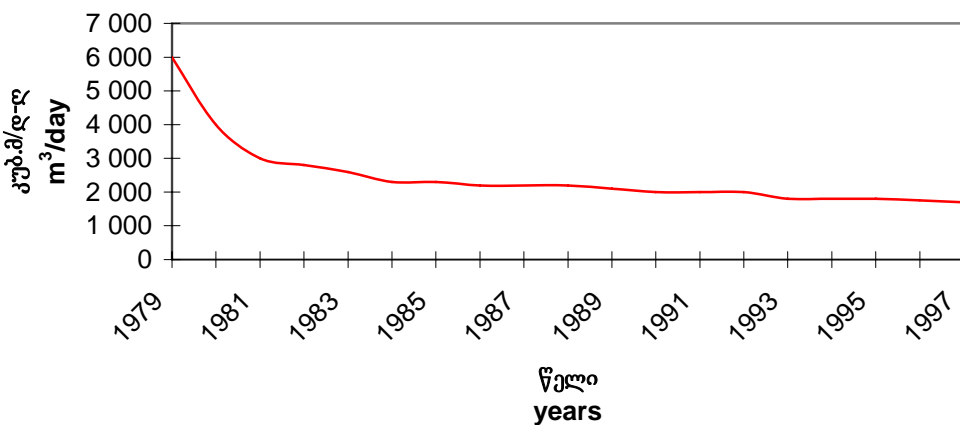
საბაღოს ნომერი	საბაღოს დასახელება	ტემპერატურა, გრად. ცელს	დებიტი, კუბ.მ/დღ	სითბური სიმძლავრე, მგებტ. როცა ΔT=T-25	საშ. სითბ. სიმძლ. მგებტ	
23	სამტრედია	61		3 000	5.24 -	5.24
24	ვანის რაიონი	52	60	2 152	2.82 3.65	3.24
25	ვანი	60		2 780	4.72 -	4.72
26	ამალღება	41		346	0.27 -	0.27
27	სიმონეთი	42		520	0.43 -	0.43
28	აბასთუმანი	48		1 040	1.16 -	1.16
29	ვარძია	45	58	1 330	1.29 2.13	1.71
30	თმოგვი	62		520	0.93 -	0.93
31	ნაქალაქევი	34	58	795	0.35 1.27	0.81
32	ასპინძა	42		864	0.71 -	0.71
33	ცისისჯვარი	32		1 000	0.34 -	0.34
34	ბორჯომი	30	41	537	0.13 0.42	0.27
35	ახალდაბა	33	42	500	0.19 0.41	0.30
36	წრომი	39	55	732	0.50 1.06	0.78
37	აგარა	82		260	0.72 -	0.72
38	ხვედურეთი	45	49	140	0.14 0.16	0.15
39	თბილისი-1	56	70	3 760	5.65 8.21	6.93
40	თბილისი-2	38	48	1 111	0.70 1.24	0.97
41	უჯარმა	42		50	0.04 -	0.04
42	თორღვას-აბანო	35		800	0.39 -	0.39
43	წნორი	37		864	0.50 -	0.50
44	ჰერეთისკარი	34	37	3 300	1.44 1.92	1.68
		ჯამი		135 599	266	310
		კუბ.მ/წელი		49 493 635		

ცხრილი 5.15. საქართველოს ძირითადი ჰიდროთერმული საბაღოების მახასიათებლები

5.3. პოტენციური გეოთერმული პროექტები

როგორც ზემოთ აღვნიშნეთ, საქართველოს ჰიდროთერმული რესურსები შესაძლებელია ეფექტურად იქნეს გამოყენებული სოფლის მეურნეობაში და საყოფაცხოვრებო სექტორში გათბობა-ცხელწყალმომარაგებისათვის. სხვადასხვა წლებში საქართველოში ხორციელდებოდა თერმული წყლების გამოყენების სხვადასხვა პროექტები. ერთ-ერთი წარმატებული პროექტი იყო ზუგდიდის ჩაის ფაბრიკის სითბო-სიცივით მომარაგების პროექტი თბური ტუმბოების გამოყენების ბაზაზე, რომელიც დამუშავდა საქართველოს ტექნიკურ უნივერსიტეტში აკადემიკოს ა. გომელაურისა და პროფ. თ. ვეზირიშვილის ხელმძღვანელობით. საბჭოთა კავშირის დაშლის შემდეგ რამოდენიმე ასეთი პროექტი შეჩერდა და სხვადასხვა მიზეზების გამო ვერ ჰპოვა განვითარება. ამასთან ერთად, თერმული წყლის ჭაბურღილების დაუზოგავი ექსპლუატაციის გამო, რასაც ადგილი ჰქონდა ხანგრძლივი პერიოდის განმავლობაში, მნიშვნელოვნად შემცირდა მათი დებიტი. მაგალითისათვის ნახ. 5.38-ზე ნაჩვენებია თერმული წყლის დებიტის დინამიკა "ლისი-5" ჭაბურღილზე უკანასკნელი 20 წლის განმავლობაში.

თერმული წყლის დებიტის დინამიკა. ჭაბურღილი - "ლისი-5"
Change of flow rate



ნახ. 5.38. თერმული წყლის დებიტის დინამიკა. ჭაბურღილი - "ლისი-5"

ზუგდიდი-ცაიშის პროექტი

1997-98 წლებში USAID-ის ფინანსური მხარდაჭერით ჩატარდა ზუგდიდი-ცაიშის გეოთერმული საბადოს ჰიდროგეოლოგიურ-გეოთერმული ტესტირება, რის შედეგადაც დადგინდა, რომ აღნიშნულ საბადოს გააჩნია საკმარის პოტენციალი (დებიტი 25 000 კუბ.მ/დ-ლ, ტემპერატურა 82-95°C) საიშისოდ, რომ ის გამოყენებულ იქნეს ქ. ზუგდიდის თბობომარაგებისათვის, ასევე აგროკომპლექსის განვითარებისათვის.

ჭაბურღილების განლაგების სქემა ზუგდიდი-ცაიშის გეოთერმულ საბადოზე ნაჩვენებია ნახ. 5.39-ზე. ნახ. 5.40-ზე ნაჩვენებია ზუგდიდის თბობომარაგების შესაძლო ტექნოლოგიური სქემა.

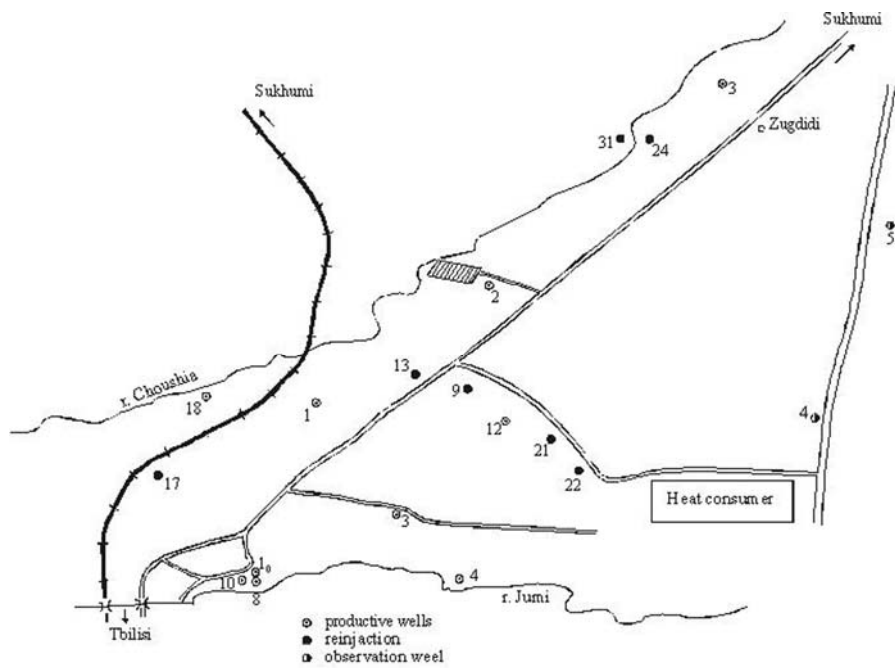


Fig. 2. Well's location on Zugdidi - საქართველოს რესპუბლიკის ტერიტორიაზე

ნახ. 5.39. ჭაბურღილების განლაგების სქემა ზუგდიდი-ცაიშის გეოთერმულ საბადოზე

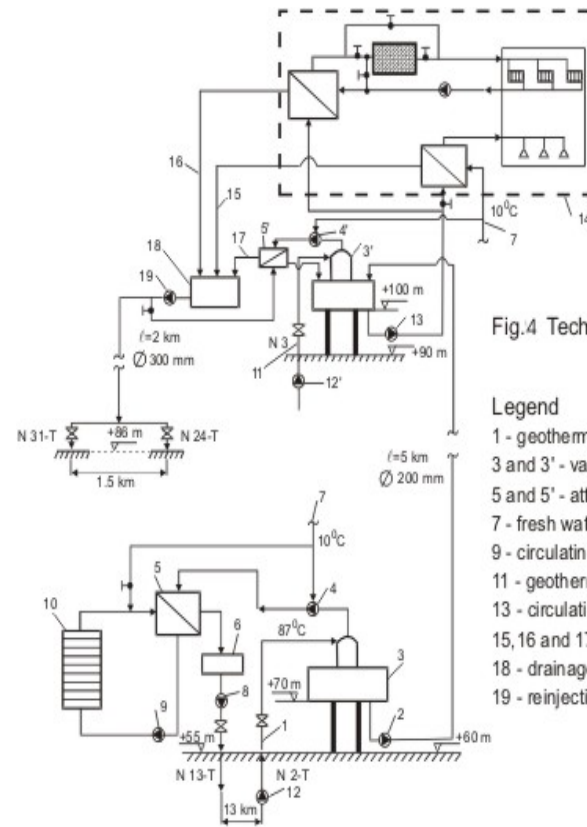


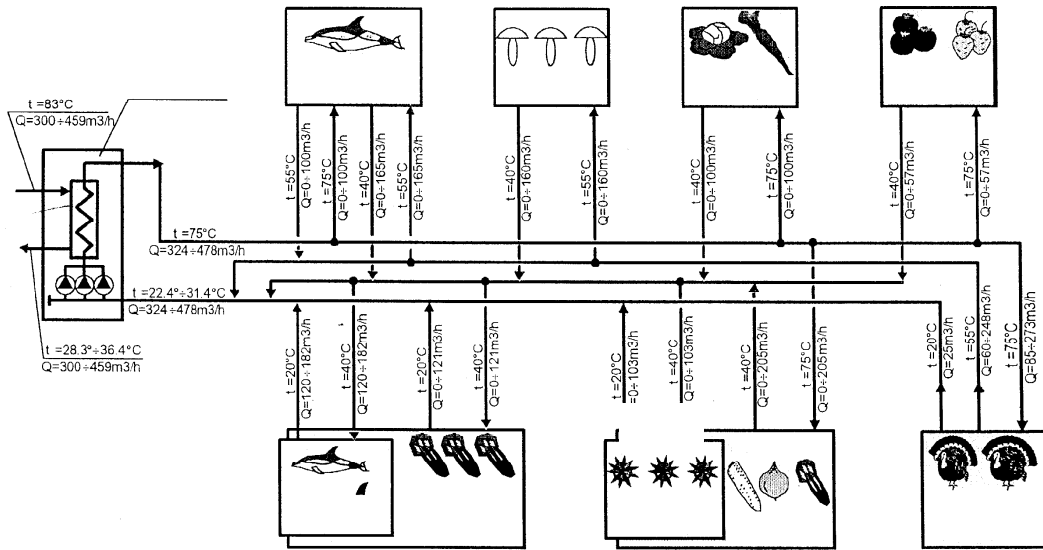
Fig.4 Technological scheme of geothermal heating of Zugdidi

Legend

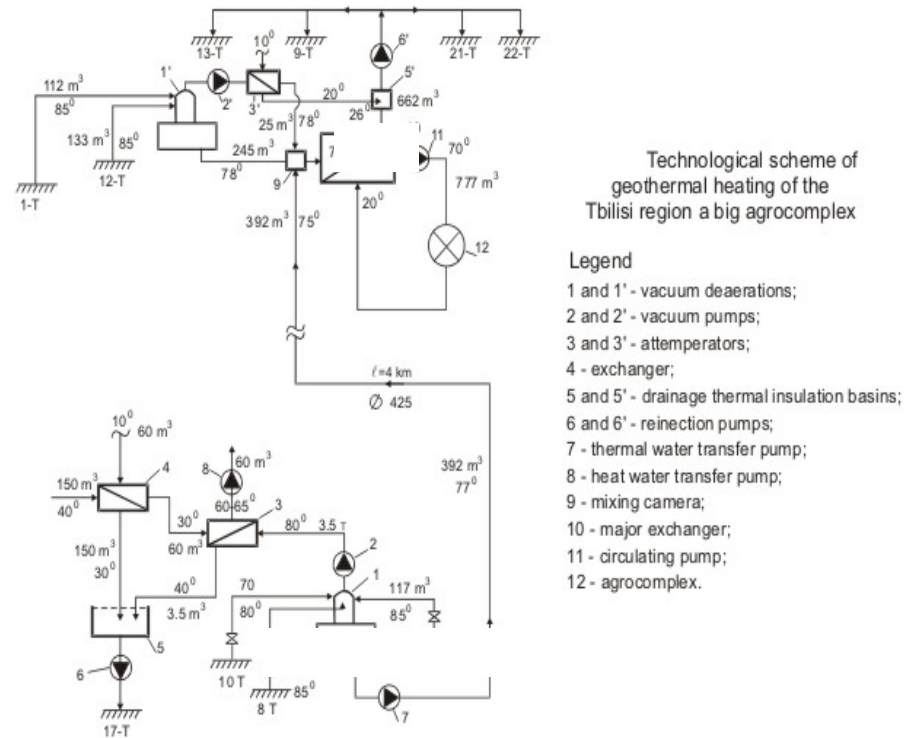
- 1 - geothermal well No 31-T; 2 - reinjection pumps;
- 3 and 3' - vacuum deaerators; 4 and 4' - vacuum pump;
- 5 and 5' - attemperator; 6 - condensate basin;
- 7 - fresh water pipeline; 8 - reinjection pump;
- 9 - circulating pump; 10 - poultry farm;
- 11 - geothermal well No 3; 12 and 12' - submersible pumps;
- 13 - circulating pump; 14 - heating system of Zugdidi;
- 15, 16 and 17 - pipeline system;
- 18 - drainage thermal insulation basin;
- 19 - reinjection pump.

ნახ. 5.40. ჯ. ზუგდიდის თბობომარაგების შესაძლო ტექნოლოგიური სქემა

ნახ. 5.41-ზე ნაჩვენებია ზუგდიდი-ცაიშის პოტენციური აგროკომპლექსის ტექნოლოგიური სქემა. ნახ. 5.42 კი - აგროკომპლექსის თბომომარაგების შესაძლო ტექნოლოგიური სქემა.

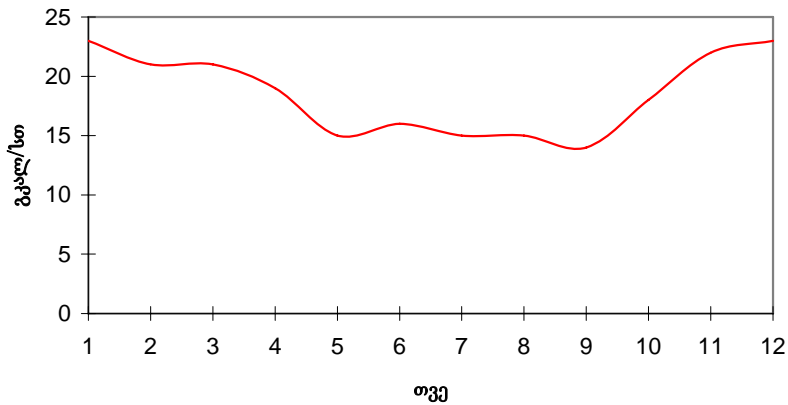


ნახ. 5.41. ზუგდიდი-ცაიშის პოტენციური აგროკომპლექსის ტექნოლოგიური სქემა



ნახ. 5.42. ზუგდიდი-ცაიშის აგროკომპლექსის თბომომარაგების შესაძლო ტექნოლოგიური სქემა

ოს ეფექტურ დატვირთვას მთელი წლის განმავლობაში. ნახ. 5.43-ზე ნაჩვენებია ზუგდიდი-ცაიშის აგროკომპლექსის სითბური დატვირთვის სეზონური გრაფიკი.



ნახ. 5.43. ზუგდიდი-ცაიშის აგროკომპლექსის სითბური დატვირთვის სეზონური გრაფიკი

პროექტის ავტორთა შეფასებით მიღებულია აგროკომპლექსის ფინანსურ-ეკონომიკური პარამეტრები, რომელიც მოცემულია ცხრილში 5.16.

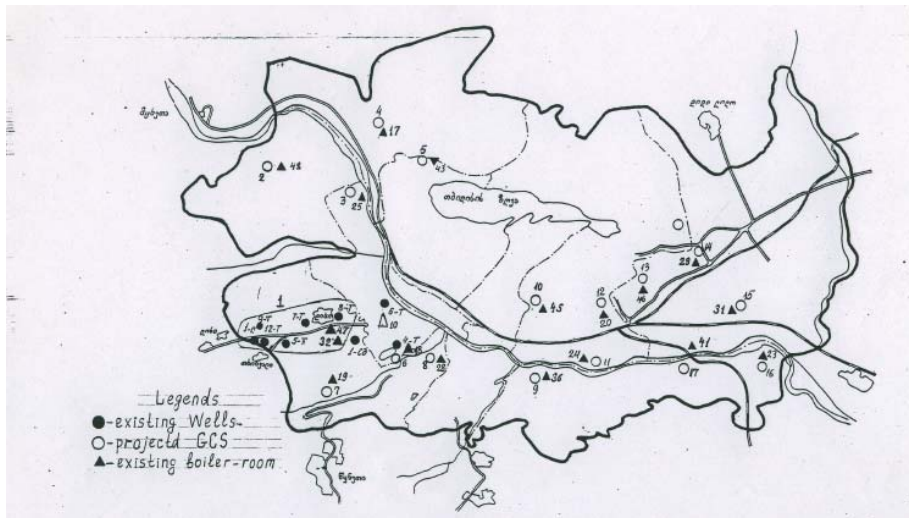
პროექტის კომპონენტები	მწარმოებლურობა	დანახარჯები
1. გეოთერმული საციურკულაციო სისტემისა (გცს) და აგროკომპლექსისათვის სითბოს მიწოდების სისტემის მოწყობა		8,03 მლნ აშშ დოლარი
2. მეფრინველეობის ფაბრიკა	600 ტონა ხორცი წელიწადში	3,3 მლნ აშშ დოლარი
3. სასათბურე მეურნეობა	1800 ტ. ბოსტნეული წელიწადში	4,2 მლნ აშშ დოლარი
4. სათევზე მეურნეობა	120 ტ. თევზი წელიწადში	3,3 მლნ აშშ დოლარი
5. თევზსაშენები	2000 ტ. თევზი წელიწადში	1,2 მლნ აშშ დოლარი
6. ბოსტნეულის შესანახი მაცივარი	2000 ტ.	1,5 მლნ აშშ დოლარი
7. სხვადასხვა სახის საშრობი დანადგარები		1,5 მლნ აშშ დოლარი
8. შამპინარიუმი	1500 ტ. წელიწადში	4,9 მლნ აშშ დოლარი
9. ბოსტნეულის წარმოება ღია გამთბარი გრუნტით	1500 ტ. წელიწადში	2,0 მლნ აშშ დოლარი
ჯამი		29,93 მლნ აშშ დოლარი
ამოგების მარტივი პერიოდი		3,5 წელი (ავტორთა შეფასებით)
გეოთერმული სითბოს საანგარიშო თვითღირებულება		9,1 აშშ დოლარი/(მგვტ*სთ) (ავტორთა შეფასებით)
სითბური ენერჯის მდგენელი აგროკომპლექსის მიერ წარმოებულ პროდუქციაში		40% (ავტორთა შეფასებით)

ცხრილი 5.16. ზუგდიდი-ცაიშის აგროკომპლექსის ფინანსურ-ეკონომიკური პარამეტრები

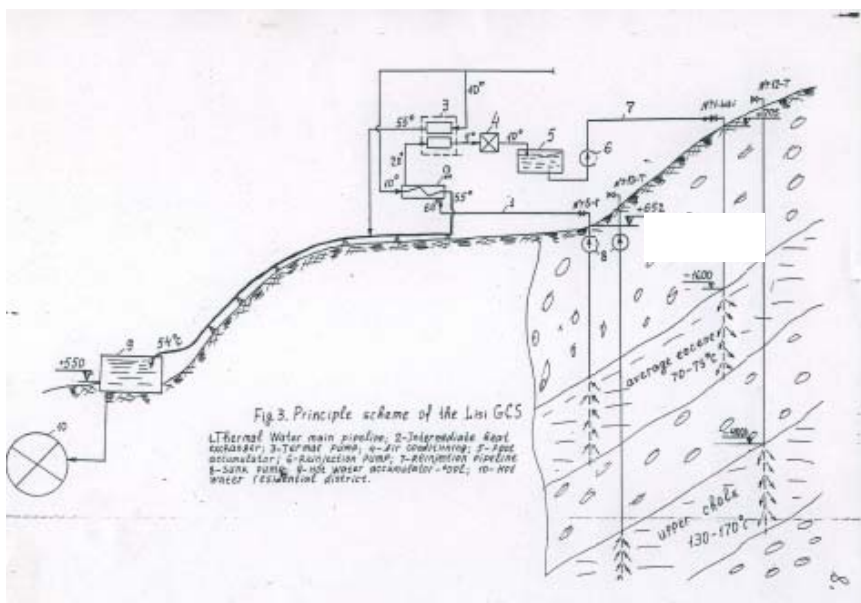
თბილისის გათბობა-ცხელწყალმომარაგება ჰიდროთერმული საბადოს ბაზაზე⁵

თბილისის გათბობა-ცხელწყალმომარაგების პროექტი ჰიდროთერმული საბადოს ბაზაზე ითვალისწინებს გეოთერმული საცირკულაციო სისტემების (გსს) მოწყობას საბადოს ცალკეულ უბნებზე. ასეთი სისტემის შუალედურ თბოგადამცემში ნამუშევარი (გაცივებული) გეოთერმული წყალი სპეციალური ჭაბურღილის საშუალებით ჩაიტუმბება უკანვე, წყალშემცველ ჰორიზონტში (რეინჟექცია).

ჭაბურღილების განლაგების სქემა თბილისის ჰიდროთერმულ საბადოზე ნაჩვენებია ნახ. 5.44-ზე და ნახ. 5.45-ზე ნაჩვენებია თბილისის №1 გეოთერმული საცირკულაციო სისტემის პრინციპული სქემა.



ნახ. 5.44. ჭაბურღილების განლაგების სქემა თბილისის ჰიდროთერმულ საბადოზე



ნახ. 5.45. თბილისის №1 გეოთერმული საცირკულაციო სისტემის პრინციპული სქემა

⁵ შპს “გეოთერმია”

პროექტის განხორციელება დაგეგმილია სამ ეტაპად. ცხრილ 5-4-ში მოცემულია პროექტის ეკონომიკური პარამეტრები ცალკეული ეტაპების მიხედვით⁵.

პირველი ეტაპი. (2007-2008 წწ)

გეოთერმული ცხელწყალმომარაგების მოწყობა საბურთალოს რაიონის 30 000

აბონენტისათვის

პროექტის სრული ღირებულება	დონორები		
	გლობალური გარემოსდაცვითი ფონდი	ქ. თბილისის მერია	მფლობელი - კერძო სტრუქტურა
3,94 მლნ. აშშ დოლარი	2,5 მლნ. აშშ დოლარი	1,0 მლნ. აშშ დოლარი	0,4 მლნ. აშშ დოლარი

სითბური ენერჯის თვითღირებულება	ამოგების შიგა ნორმა	წლიური სუფთა მოგება	ინვესტიციების უკუგების ვადა
13,04 აშშ დოლარი/(მგვტ*სთ)	15,8 %	0,8 მლნ. აშშ დოლარი/წ	5 წელი

მეორე ეტაპი. (2009-2011 წწ)

გეოთერმული თბომომარაგების მოწყობა საბურთალოს რაიონის 30 000 აბონენტისათვის

პროექტის სრული ღირებულება	5,5 მლნ. აშშ დოლარი
---------------------------	---------------------

სითბური ენერჯის თვითღირებულება	ამოგების შიგა ნორმა	წლიური სუფთა მოგება	ინვესტიციების უკუგების ვადა
20,12 აშშ დოლარი/(მგვტ*სთ)	16,2 %	1,2 მლნ. აშშ დოლარი/წ	4,6 წელი

მესამე ეტაპი. (2012-2015 წწ)

ორკონტურიანი გეოთერმული საცირკულაციო სისტემის მოწყობა საბურთალოს რაიონის 100 000 აბონენტის გეოთერმული თბომომარაგებისათვის

პროექტის სრული ღირებულება	32 მლნ. აშშ დოლარი
---------------------------	--------------------

სითბური ენერჯის თვითღირებულება	ამოგების შიგა ნორმა	წლიური სუფთა მოგება	ინვესტიციების უკუგების ვადა
20,0 აშშ დოლარი/(მგვტ*სთ)	-	5 მლნ. აშშ დოლარი/წ	-

ცხრილი 5.17. თბილისის გეოთერმული თბომომარაგების პროექტის ეკონომიკური პარამეტრები

5.4. სითბური ენერჯის ფასი გეოთერმული ცხელწყალმომარაგებისას

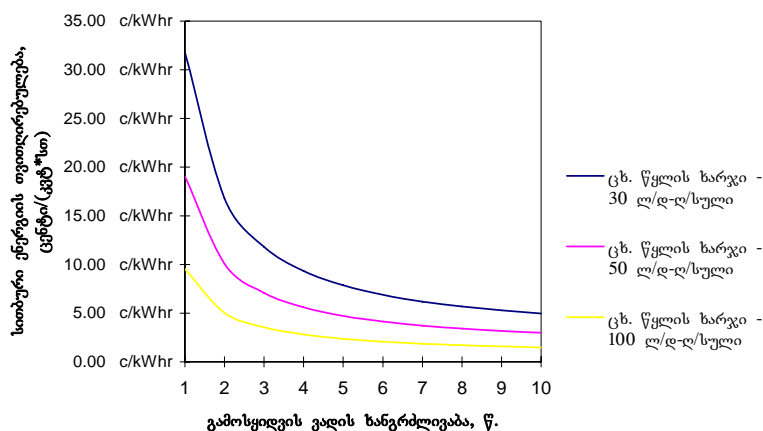
სითბური ენერჯის ფასის ერთ-ერთ განმსაზღვრელ ფაქტორს გეოთერმული ცხელწყალმომარაგებისას წარმოადგენს ჭაბურღილის მოწყობის დანახარჯები (2000 წლის მონაცემებით საქართველოში ყოველი 1 კმ-ის ვერტიკალური ბურღვა ჯდება 2-3 მლნ. აშშ დოლარი; ბურღვის ოპტიმალურ სიღრმედ მიღებულია 5 კმ⁶). ენერჯის ფასის განსაზღვრა ისეთ გეოთერმულ სისტემებზე, რომლებზეც საჭიროა ახალი ჭაბურღილების მოწყობა, მოითხოვს გეოლოგიური სამუშაოების დეტალურ გაფასებას თითოეული კონკრეტული შემთხვევისათვის. უკვე არსებული ჭაბურღილების შემთხვევაში ენერჯის ფასი (მათ შორის სითბური ენერჯის), მნიშვნელოვნად მცირდება. ქვემოთ ცხრილში 5.18. მოგვყავს სითბური ენერჯის წარმოების ფასის გაანგარიშება საბურთალოს რაიონის ცხელწყალმომარაგების გეოთერმული სადგურისათვის, რომელიც შესრულებულია შ.პ.ს. "გეოთერმის" მონაცემების მიხედვით. გაანგარიშებები ჩატარებულია ცხელი წყლის ხარჯის სამი განსხვავებული მნიშვნელობისათვის – 30 ლ/დ-ლ/სული; 50 ლ/დ-ლ/სული; 100 ლ/დ-ლ/სული.

პროექტი	გეოთერმია თბილისი-1	გეოთერმია თბილისი-1	გეოთერმია თბილისი-1
პროდუქტი	ცხელწყალმომარაგება	ცხელწყალმომარაგება	ცხელწყალმომარაგება
ტექნიკური კალკულაცია			
ცხელი წყლის ხარჯი, ლ/დ-ლ/სული	30	50	100
გაცემული წყალი, გრად. ცელს.	55	55	55
დაბრუნებული წყალი, გრად. ცელს.	9	9	9
ცხელწყალმომარაგების სიმძლავრე, კვტ/სული	0.067	0.112	0.223
მომხმარებლები, სული	30 000	30 000	30 000
ცხელწყალმომარაგების სრული სიმძლავრე, კვტ	2 008	3 346	6 692
მზაყოფნის კოეფიციენტი	94%	94%	94%
იძულებითი გაჩერებები, დ-ლ/წ	5	5	5
გეგმიური გაჩერებები, დ-ლ/წ	5	5	5
შეკეთება (რემონტი), დ-ლ/წ	12	12	12
მუშაობის ხანგრძლივობა, დ-ლ/წ	343	343	343
სითბური ენერჯის გაცემა, კვტ*სთ/წ	16 527 455	27 545 758	55 091 517
პაპიტალური დანახარჯები	4 500 000 USD	4 500 000 USD	4 500 000 USD
დანადგარების ღირებულება + ინჟინერინგი	350 000	350 000	350 000
საკუმულაციო რეზერვუარი 2*2000 კუბ.მ თბომცვლელი	350 000	350 000	350 000
სამშენებლო სამუშაოები	1 400 000 USD	1 400 000 USD	1 400 000 USD
გათბობის ქსელის განახლება			
გეოთერმული ცირკულაციის სისტემის მოწყობა	1 400 000	1 400 000	1 400 000
განადგარების დაყენება	2 340 909 USD	2 340 909 USD	2 340 909 USD
ცხ. წყლის მრიცხველების დაყენება	450 000	450 000	450 000
სხვა	1 890 909	1 890 909	1 890 909
გაუთვალისწინებელი ხარჯები	409 091 USD	409 091 USD	409 091 USD
10%			
სამშენებლო სამუშაოების ხარჯები	54 000 USD/yr	54 000 USD/yr	54 000 USD/yr
ფიქსირებული საექსპლ. და მომსახურების ხარჯი	36 000 USD/yr	36 000 USD/yr	36 000 USD/yr
ოპერატიული პერსონალი, ხელფასი მართვა და ადმინისტრირება, ხელფასი დაზღვევა	36 000	36 000	36 000

⁶ საქნავთობის სპეციალისტების შეფასებით

მიწის გადასახადი			
ქონების გადასახადი			
სხვა			
ცვლადი საექსპლ. და მომსახურების ხარჯი	18 000 USD/yr	18 000 USD/yr	18 000 USD/yr
ბრიგადები და მასალა-ხელსაწყოები			
სახარჯი მასალები, მომარაგება და მოხმარება			
წყალის მოხმარების გადასახადი			
ელ. ენერჯის მოხმარების გადასახადი			
სხვა			
50%			
სითბური ენერჯის თვითღირებულება დისკონტირების გარეშე			
საანგარიშო პერიოდი (=გამოსყიდვის პერიოდი), წ	10	10	10
კაპიტალდანახარჯების მდგენელი (Levelized Capital Cost)	2.72 c/kWhr	1.63 c/kWhr	0.82 c/kWhr
ექსპლუატაციის მდგენელი (Operating Cost)	0.33 c/kWhr	0.20 c/kWhr	0.10 c/kWhr
სითბური ენერჯის თვითღირებულება დისკონტირების გარეშე (Generating Cost)	3.05 c/kWhr	1.83 c/kWhr	0.91 c/kWhr
სითბური ენერჯის თვითღირებულება დისკონტირებით			
მშენებლობის პერიოდი, წ	2	2	2
საანგარიშო პერიოდი (=გამოსყიდვის პერიოდი), წ	10	10	10
ამოვების შინაგანი ნორმა (IRR)	10%	10%	10%
კაპიტალური დანახარჯები	4 500 000 USD	4 500 000 USD	4 500 000 USD
საექსპლუატაციო ხარჯები	54 000 USD/yr	54 000 USD/yr	54 000 USD/yr
სითბური ენერჯის გაცემა, კვტ*სთ/წ	16 527 455	27 545 758	55 091 517
ექსპლუატაციის მდგენელი (Operating Cost)	0.33 c/kWhr	0.20 c/kWhr	0.10 c/kWhr
სხვაობის (გაყიდვის შემოსავალს - საექსპლუატაციო ხარჯები) დისკონტირებული მდგენელი	4.65 c/kWhr	2.79 c/kWhr	1.40 c/kWhr
სითბური ენერჯის თვითღირებულება დისკონტირებით	4.98 c/kWhr	2.99 c/kWhr	1.49 c/kWhr

ნახ. 5.46-ზე მოცემულია სითბური ენერჯის თვითღირებულების დამოკიდებულების გრაფიკი გამოსყიდვის (უკუგების) ვადის ხანგრძლივობაზე “თბილისი-1” გეოთერმული სადგურისათვის.



ნახ. 5.46. სითბური ენერჯის თვითღირებულების დამოკიდებულება გამოსყიდვის ვადის ხანგრძლივობაზე “თბილისი 1” - გეოთერმული სადგურისათვის

თავი 6

განახლებადი ენერჯის შეფასება

6.1. ენერჯის განახლებადი წყაროების განვითარების წინაპირობები

როგორც სხვადასხვა ქვეყნის სახელმწიფო მოხელეების ასევე სპეციალისტების მიერ განახლებადი ენერჯორესურსები ხშირად განიხილება როგორც ენერჯექტივის სექტორის განვითარების მეორადი, ნაკლებად მნიშვნელოვანი კომპონენტი.

ასეთ მიდგომას საფუძვლად ედება სხვადასხვა არგუმენტები, მათ შორის:

- განახლებადი ენერჯის წყაროების პოტენციური მასშტაბისაა ტრადიციულ ენერჯექტიკასთან შედარებით;
- განახლებადი ენერჯია უფრო ძვირია ვიდრე ტრადიციული წყაროებიდან მიღებული ენერჯია;
- განახლებადი ენერჯის განვითარებას დიდი ადმინისტრაციული რესურსი ესაჭიროება.

აქედან გამომდინარე, ყურადღება ძირითადად გადატანილია ტრადიციული ენერჯექტივის განვითარებაზე

წინა თავში მკაფიოდ იქნა ნაჩვენები, რომ პირველი არგუმენტი საქართველოსთვის არც მთლად მართებულია და საქართველოში განახლებადი ენერჯის წყაროებს საკმაოდ დიდი პოტენციალი აქვს. აქ ვეცდებით გავაანალიზოთ დანარჩენი არგუმენტებიც. **მპწ** განვითარების ხარჯები და მიღებული სარგებელი ყურადღებით და დეტალურად უნდა იქნას შეფასებული, იმისათვის, რომ ჩამოყალიბდეს რეციონალური **მპწ** განვითარების სტრატეგია, რაც ქვეყნის ენერჯექტივის განვითარების ერთიან სტრატეგიაში ჰარმონიულად ჩაეწერება.

წმინდა ღირებულების კრიტერიუმების გარდა ეგწ განვითარება განისაზღვრება აგრეთვე სხვა ფაქტორებითაც, მათ შორის:

- ენერჯოუზურუნველყოფის უსაფრთხოების გაზრდა,
- სასოფლო და მოშორებული რაიონების განვითარება,
- ეკონომიკური აქტივობის და დასაქმების ზრდა
- გარემოზე მავნე ზემოქმედების შემცირება

ბევრ შემთხვევაში ამ ფაქტორებს ემატება ტრადიციულ წყაროებთან შედარებით ნაკლები ღირებულებაც, განსაკუთრებით ისეთ ადგილებში სადაც არ არის ელექტრენერჯექტიკული ან ბუნებრივი გაზის ქსელები.

ქვემოთ უფრო დაწვრილებით განვიხილავთ ამ საკითხებს.

6.2. განახლებადი ენერჯის ღირებულება

განახლებადი წყაროებიდან მიღებული ენერჯის ღირებულების ძირითად ნაწილს შეადგენს კაპიტალური ხარჯი. მართლაც განახლებადი წყაროების ენერგომატარებლები (წყალი, მზის რადიაცია, ბიონარჩენები და ბიომასა, გეოთერმული წყალი) პრაქტიკულად უფასოა ამიტომ ძირითადი ხარჯი დაკავშირებულია მათი ათვისების დანადგარებსა და ნაგებობებთან. დანართში 11-ში მოყვანილია ძირითადი განახლებადი და ტრადიციული გენერაციის ტექნოლოგიების კაპიტალური და საოპერაციო ხარჯების სიდიდეები (2004 წლის და 2015 წლის პროგნოზი) მსოფლიო ბანკის მონაცემებით. ფასების შედარება გვაჩვენებს, რომ მაგალითად 5 მგვტ-ზე მეტი სიმძლავრის ქარის ელექტროსადგურების დადგმული სიმძლავრის ღირებულება საგრძნობლად ნაკლებია ვიდრე იგივე სიმძლავრის მცირე ჰიდროსადგურებისა, ხოლო მომავალში ეს განსხვავება მოსალოდნელია კიდევ გაიზარდოს.

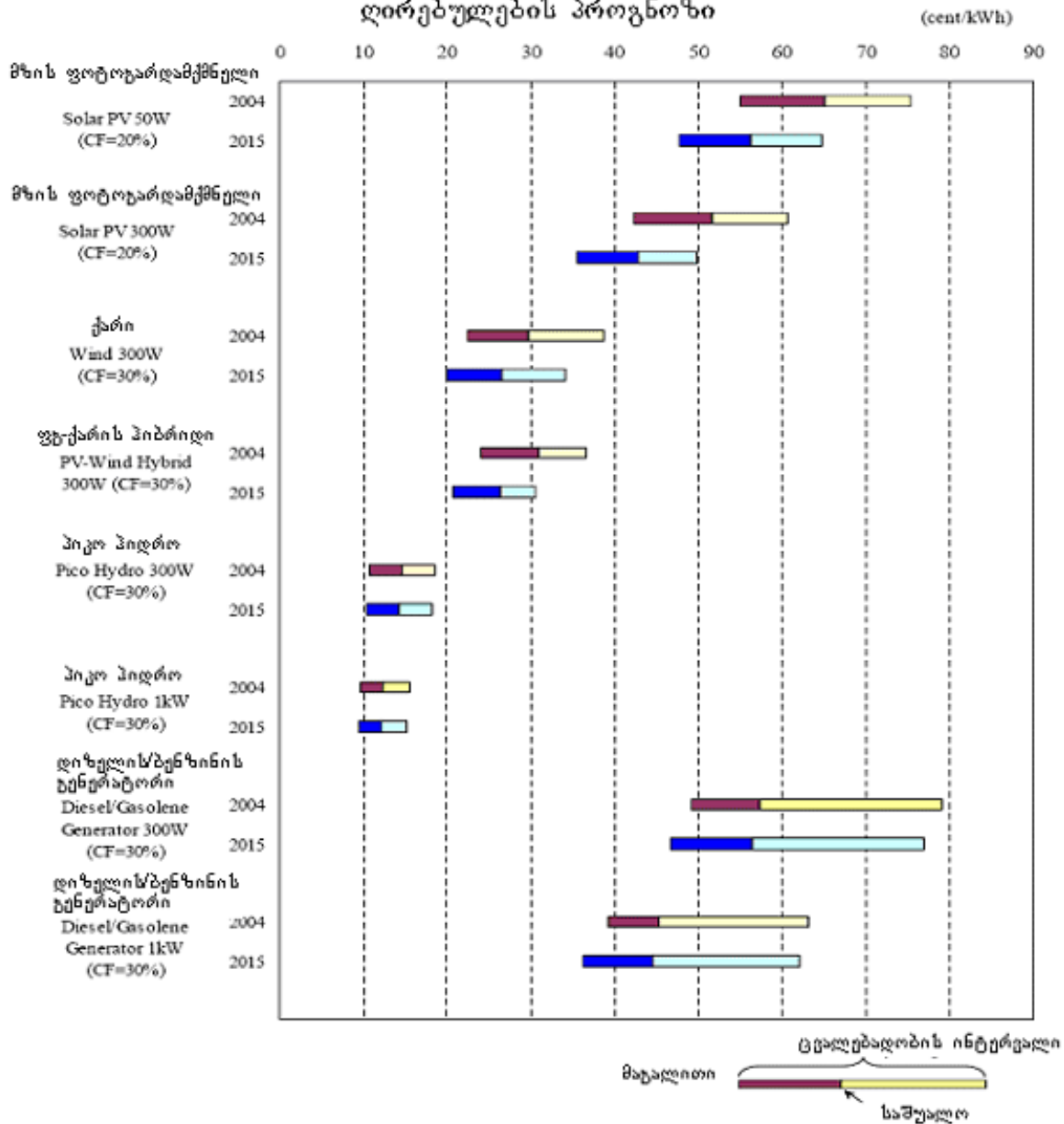
ნახ. 6.1-6.3-ზე ნაჩვენებია ელექტროენერჯის შეფასებითი ღირებულება სხვადასხვა ტრადიციული და განახლებადი ენერჯის წყაროებისათვის 2004 წლის მდგომარეობით და ასევე პროგნოზი 2015 წლისათვის.¹ ცხრილებში მოყვანილია ელექტროენერჯის წარმოების ეკონომიკური ღირებულება სხვადასხვა ქსელური, მინიქსელური და იზოლირებული გენერაციის ტექნოლოგიებისათვის, სადაც არ არის გათვალისწინებული ფინანსირების ხარჯები და გადასახადები. შეფასებები გაკეთებულია ინდოეთის მაგალითზე, რაც შეიძლება გარკვეულწილად მიესადაგოს საქართველოს პირობებსაც. მიმდინარე ღირებულებასთან ერთად, ფასების ცვლილების არსებულ ტენდენციებზე დაყრდნობით, მოყვანილია აგრეთვე საპროგნოზო მაჩვენებლები 2015 წლისათვის. შედარებისას, დადგმული სიმძლავრის სიდიდესთან ერთად, ყურადღება უნდა მიექცეს პირველ სვეტში მოყვანილ სიმძლავრის გამოყენების კოეფიციენტებს ვინაიდან ეს მაჩვენებელი მნიშვნელოვნად განსაზღვრავს წარმოებული ელექტროენერჯის ღირებულებას.

ნახ. 6.1. ზე ნაჩვენებია 1 კვტ-ზე ნაკლები სიმძლავრის დანადგარების გამომუშავებული ელექტროენერჯის ღირებულება. პიკო-ჰიდროგენერაცია (<1კვტ) ყველაზე იაფი ტექნოლოგია არის, მაშინ როდესაც მზის ფოტოგარდამქმნელების საშუალებით მიღებული ელექტროენერჯია ყველაზე ძვირია. ამავე დროს მზის ბატარეების უპირატესობა მაინც არის მხოლოდ მზის ნათებაზე დამოკიდებულება და ის მაინც უფრო იაფია ვიდრე შიგაწვის ძრავებიანი გენერატორების ენერჯია.

აღნიშნული მონაცემები რა თქმა უნდა მნიშვნელოვანია სხვადასხვა ტექნოლოგიების ღირებულების შეფასებისას, მაგრამ საბოლოო გადაწყვეტილების მიღებისას და კონკრეტულ ადგილას განახლებადი ტექნოლოგიებით ელექტროენერჯის მიღებაზე გადაწყვეტილების მისაღებად, არანაკლებ მნიშვნელოვანია მრავალი გარე ფაქტორი, რომლებსაც 6.3. ნაწილში განვიხილავთ.

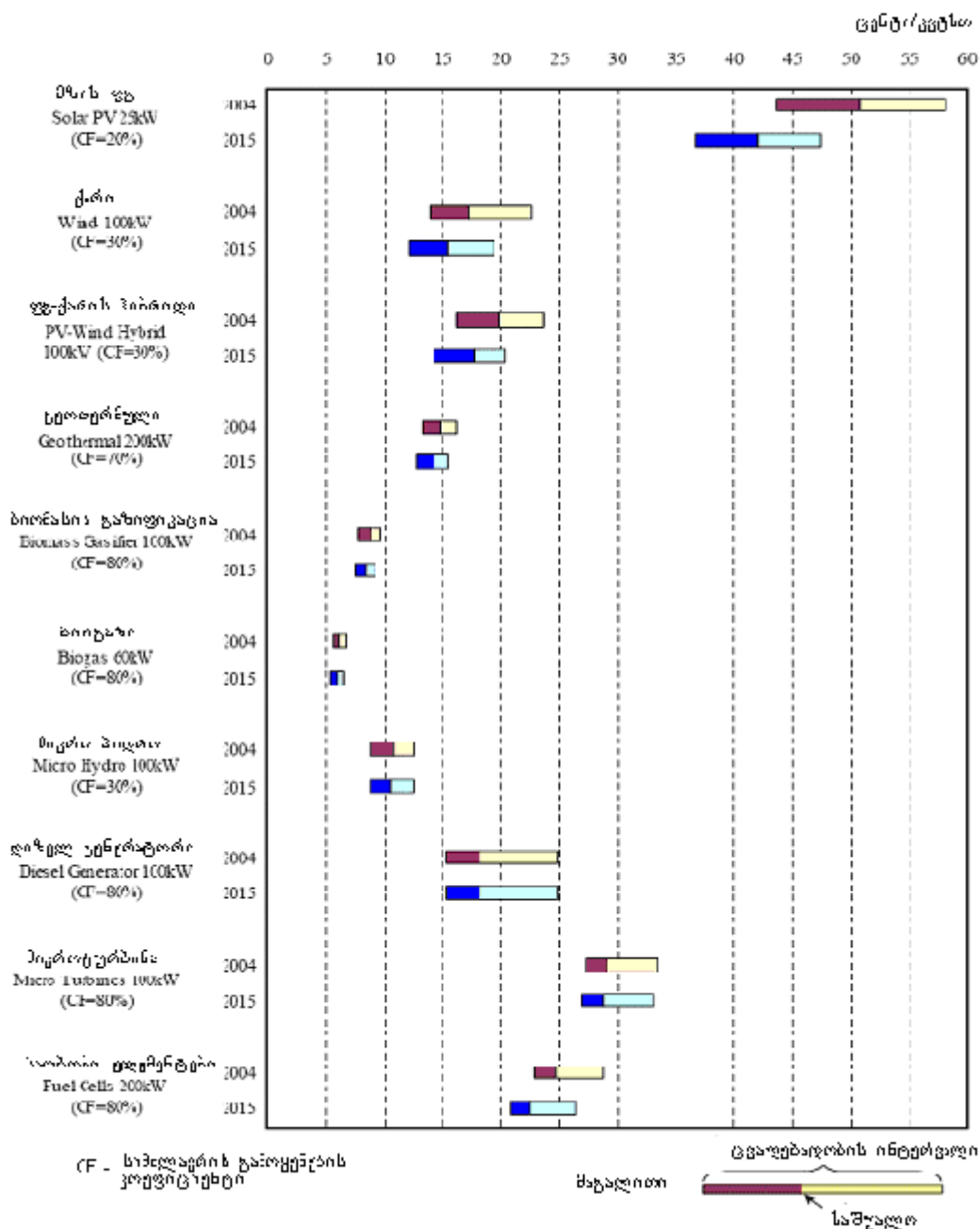
¹ <http://web.worldbank.org/WBSITE/EXTERNAL/TOPICS/EXTENERGY/EXTRETOOLKIT/0,,contentMDK:20794260~menuPK:2069844~pagePK:64168445~piPK:64168309~theSitePK:1040428,00.html>

იზოლირებული გენერაციის ღირებულების პროგნოზი

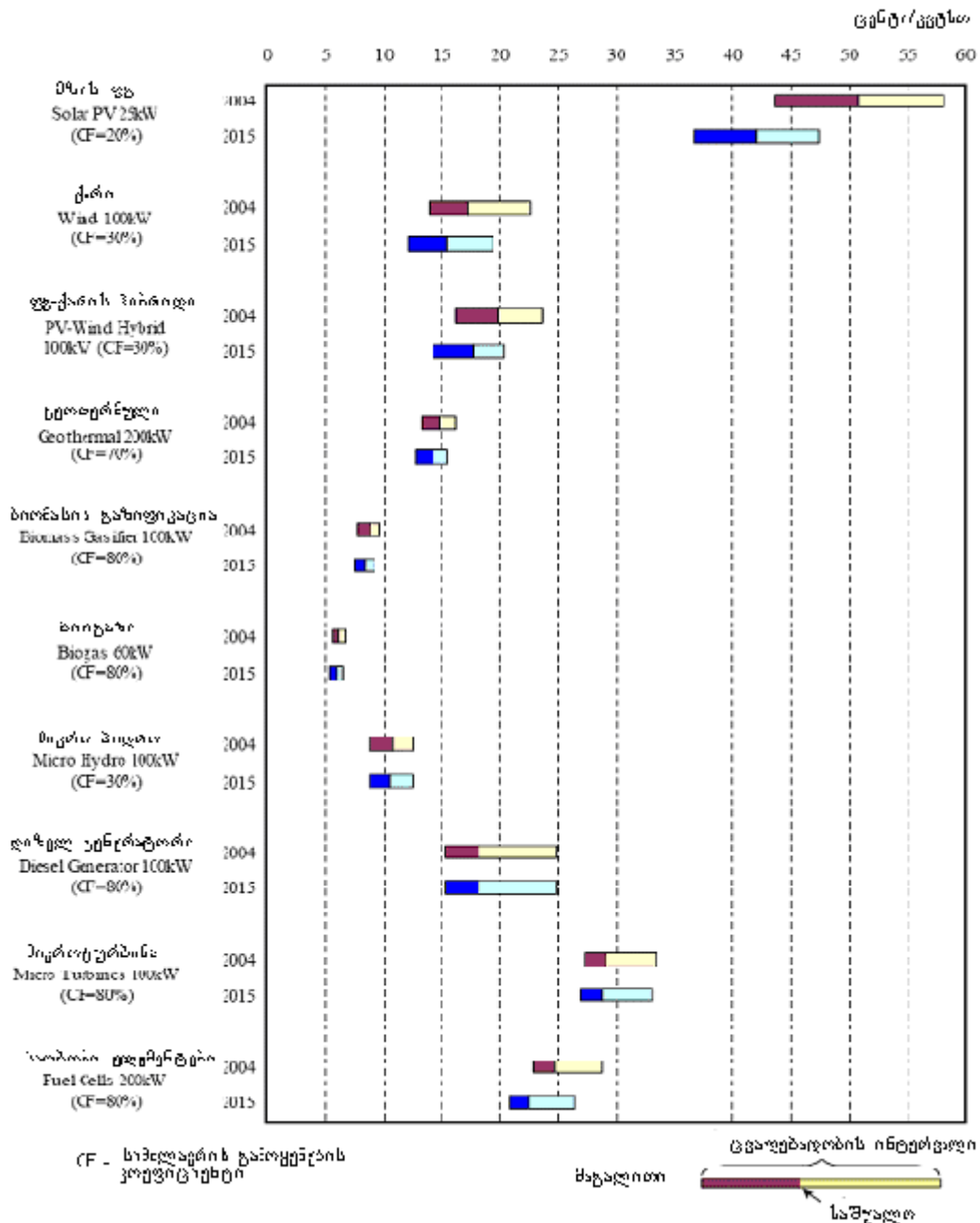


ნახ. 6.1. ელექტროენერჯის ღირებულება: იზოლირებული გენერაციის ტექნოლოგიები (2004-2015წწ) წყარო: World Bank REToolkit

შინიქსელური გენერაციის ღირებულების პროგნოზი



მინიქსელური გენერაციის ღირებულების პროგნოზი

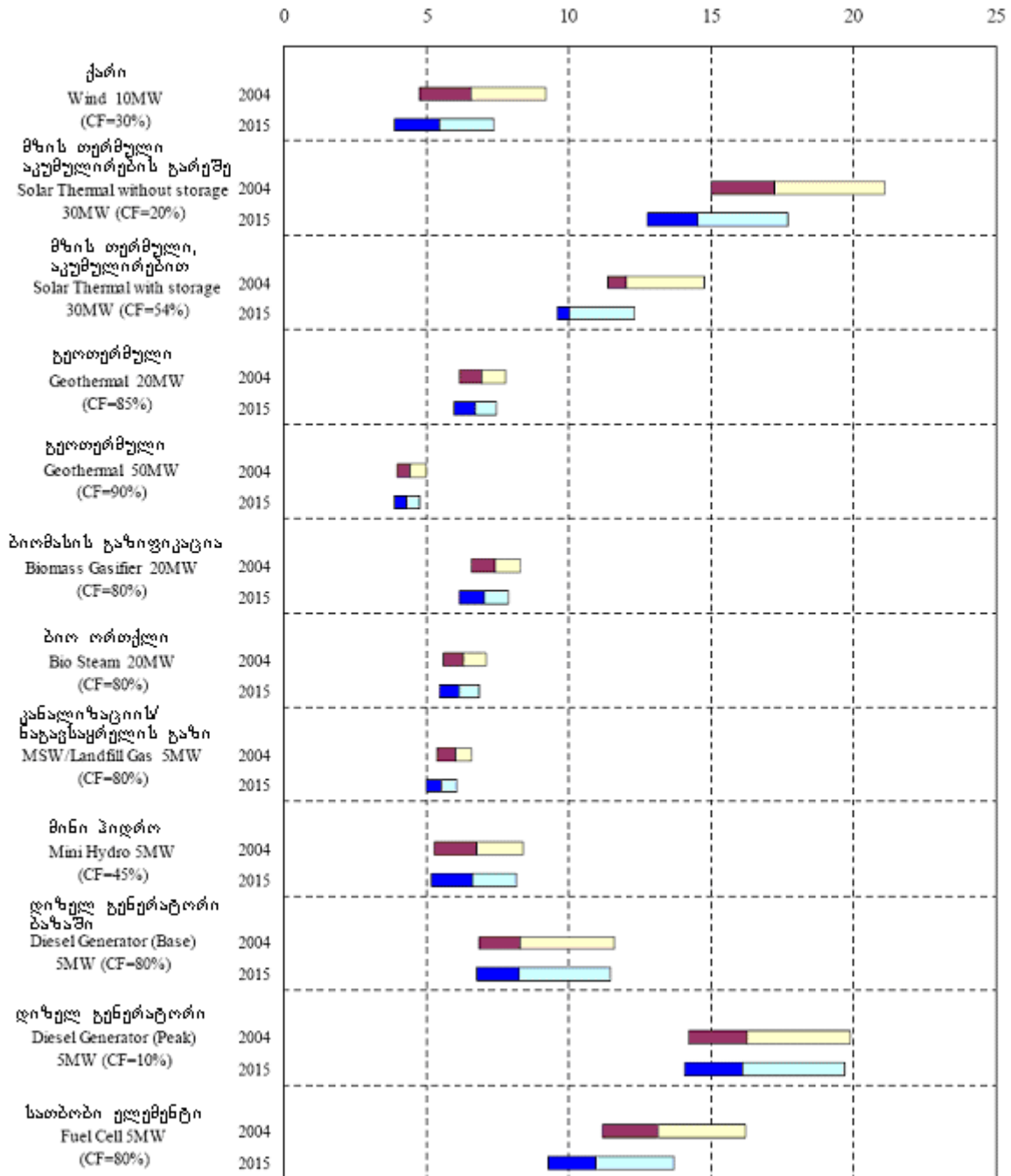


ნახ. 6.2. ელექტროენერჯის ღირებულება მინი-ქსელური გენერაციის ტექნოლოგიები (2004-2015). წყარო: World Bank REToolkit

მინი-ქსელურ ტექნოლოგიებში ბიოგაზზე მომუშავე გენერატორები ფასით ყველაზე მომგებიანი ტექნოლოგია არის. განახლებადი ტექნოლოგიები, როგორც არის მინი ჰიდროსადგურები, გეოთერმული და მცირე სიმძლავრის ქარის გენერატორები უფრო ეკონომიურია, ვიდრე დიზელ-გენერატორები და მიკრო-ტურბინები.

ქსელური გენერაციის (5-50მგვტ) ღირებულების პროგნოზი

ცენტ/კვტსთ



ნახ. 6.3. ქსელური ტექნოლოგიები (2004-2015) წყარო: World Bank REToolkit

როგორც დიაგრამიდან სჩანს, ქსელური გენერაციის შემთხვევაში ქარის ელექტროსადგურები უფრო კონკურენტუნარიანია ვიდრე მცირე ჰიდროსადგურები. მზის ელექტროენერგია კი ყველაზე ძვირადღირებულია გენერაციის სიმძლავრის ყველა ინტერვალში

6.3. მძლავრი ტრადიციული გენერაცია და განახლებადი ენერჯის წყაროები: გარე პირობების გათვალისწინება

რომელიმე განახლებადი ენერგეტიკული წყაროს ათვისების გადაწყვეტილება დიდ წილად არის დამოკიდებული მის ღირებულებაზე, მაგრამ როგორ ზემოთ ითქვას, აგრეთვე მნიშვნელოვან როლს თამაშობს ადგილობრივი და გლობალური გარე ფაქტორების დიდი რაოდენობა, რომელთა ერთობლიობამ შეიძლება განაპირობოს გადაწყვეტილება განახლებადი ენერჯის წყაროს ათვისების შესახებ, თუმცა ერთი შეხედვით, შესაძლებელია ტრადიციული ტექნოლოგია უფრო იაფი ჩანდეს. სახელმწიფომ შეიძლება გადაწყვიტოს რომელიმე კონკრეტული მშპ ტექნოლოგიის წახალისების შესახებ, ენერჯის გამომუშავების საბაზო ღირებულების გარდა მრავალი სხვა ფაქტორის გათვალისწინებით.

- ეგწ განვითარების შესახებ გადაწყვეტილების მიღებისას ადგილობრივი გარე ფაქტორები ბევრად უფრო დიდ როლს თამაშობს ვიდრე დიდი ტრადიციული ტექნოლოგიებისათვის. მაგალითად ელექტრობის ან გაზის გამანაწილებელი ქსელის არსებობა, იაფი ენერგეტიკული რესურსის (მაგალიტად გეოთერმული საბადოს, ან უხვი ბიონარჩენების) არსებობა, ადგილობრივი გარანტირებული მომხმარებლის არსებობა, დასაქმების პრობლემის მოგვარება (მაგალითად ადგილზე ტურიზმის განვითარება). ამ ფაქტორებმა შესიძლება საბოლოოდ გადამწყვეტი როლი ითამაშონ იმაში, თუ რა სახის ენერგომომარაგება იქნება არჩეული რომელიმე კონკრეტულ ადგილას.

ამ და სხვა გარე ფაქტორების სწორი და სრული გათვალისწინებით ზოგჯერ ყველაზე უფრო ძვირი განახლებადი ტექნოლოგიაც კონკურენტუნარიანი ხდება ტრადიციულ ენერჯის წყაროებთან შედარებით. ეს გარემოება ხაზს უსვამს გარე ფაქტორების სწორად გათვალისწინების მნიშვნელობას, რაც სახელმწიფოს ერთერთი მნიშვნელოვანი ფუნქცია არის მშპ განვითარების საქმეში.

ნახ. 6.4.-ზე ნაჩვენებია ის ძირითადი ფაქტორები, რამაც შეიძლება ზეგავლენა იქონიოს განახლებადი ენერჯის ტექნოლოგიების გავრცელებაზე და თუ როგორი ზეგავლენა შეიძლება იქონიოს ამ ფაქტორებმა მშპ გავრცელებაზე.

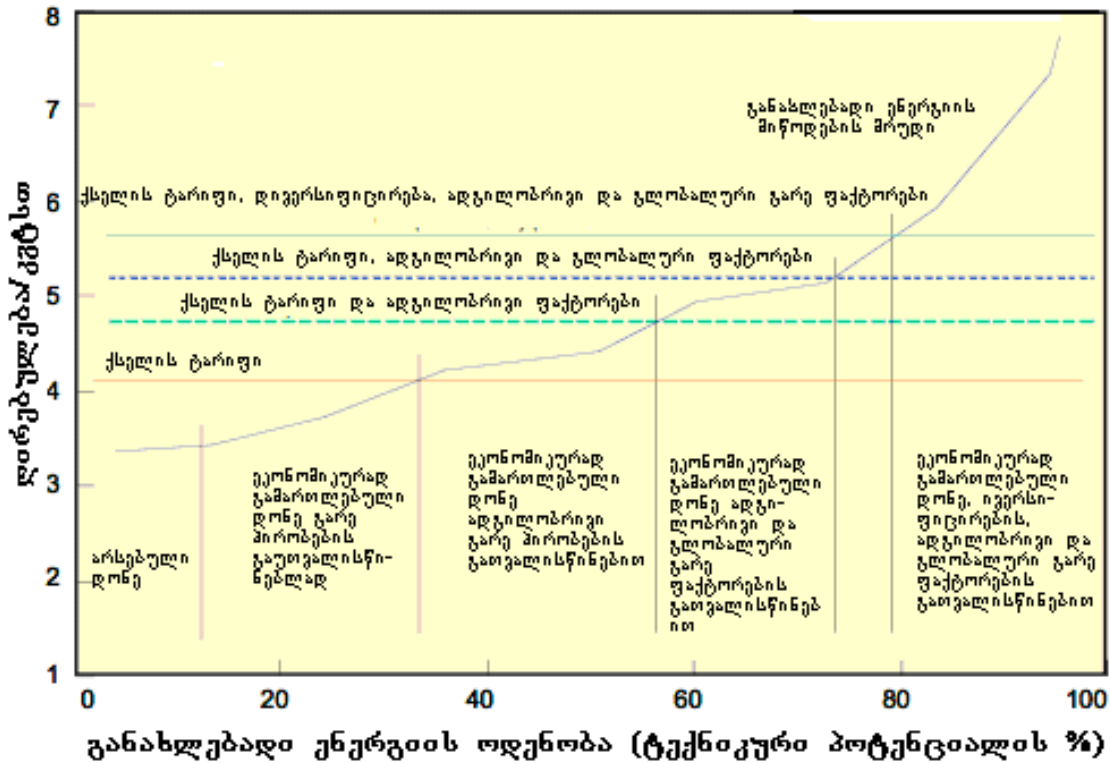
- **ქსელი.** შესაძლოა არსებული ან მომავალი ტრადიციული ენერგეტიკული წყაროს მიერ ენერჯის გენერირება უფრო იაფი იყოს ვიდრე ენერჯის განახლებადი წყაროდან, მაგრამ ქსელის არარსებობის პირობებში ბევრად იაფი იქნება ადგილობრივი წყაროს ათვისება. ქსელის არსებობის შემთხვევაშიც, ტრადიციული ენერჯის წყაროდან ენერჯის ღირებულებას ემატება მისი ტრანსპორტირების და შესაბამისად გადაცემისა და განაწილების ქსელის ექსპლუატაციის და კომერციული საქმიანობის წარმატების ხარჯები. ამ შემთხვევაში, ქსელური ენერჯის (ელექტრობის, გაზის) მაღალი ტარიფის პირობებში, შესაძლებელია რომ განახლებადი ენერჯის წყარო უფრო ეკონომიკური იყოს, რაც ხელს შეუწყობს მის გავრცელებას,

მომხმარებლისთვის მომგებიანად. ეს არის აგრეთვე განაწილებული გენერაციის (distributed generation) გავრცელების ერთერთი ხელშემწყობი გარემოება.

- ადგილობრივი განახლებადი ენერჯის წყაროს განვითარებას შეიძლება დამატებითი ღირებულება შესძინოს **ადგილობრივმა საჭიროებამ ან ხელშემწყობმა პირობებმა**. მაგალითად: გარემოს დაბინძურების აღმოფხვრის საჭიროებამ (ცხოველური ნარჩენები, ხე-ტყის გადამუშავების ნარჩენები და ა.შ.); ადგილობრივი ბიზნესის განვითარების საჭიროება (სასტუმრო მოშორებულ ადგილას); ქსელის არასაიმედო მუშაობით გაოწვეული ზარალი და ა.შ.. ამ გარემოებათა გამო მოიძებნება ისეთი ადგილები, სადაც განახლებადი ენერჯის წყაროს განვითარებისათვის და არსებული პრობლემების მოსაგვარებლად დამატებითი თანხების გადახდა იქნება მისაღები. (იხ. ნახ. 6.4. ცისფერი წყვეტილი ხაზი და **მპწ** გავრცელების შესაბამისი დონე)
- **გლობალური გარე ფაქტორები** დამატებით ფასეულობას სძენს **მპწ** განვითარებას, რითაც საშუალებას იძლევა კიდევ უფრო ძვირი ტექნოლოგიები მომგებიანი გახდეს. ამის მაგალითია **სბმ** – სუფთა განვითარების მექანიზმი, რომლის დაფინანსებითაც შესაძლებელი ხდება თუნდაც ნაკლებად მომგებიანი პროექტების განხორციელება (იხ. ნახ. 6.4. ლურჯი წყვეტილი ხაზი და **მპწ** გავრცელების შესაბამისი დონე აბსცისათა ღერძზე)
- გარე ფაქტორთაგან ერთერთი მნიშვნელოვანია **ენერგომომარაგების საიმედობის და უსაფრთხოების საკითხი**. ამ ფაქტორის გათვალისწინებით კონკრეტულმა მომხმარებელმა, ან ქვეყანამ შეიძლება მნიშვნელოვანი დამატებითი საზღაური გადაიხადოს, რათა თავიდან აიცილოს ენერჯის მიწოდების შეწყვეტა ან ფასების მოსალოდნელი არასტაბილობა და ზრდა. აღნიშნული ფაქტორის გათვალისწინება დამატებით სტიმულს მისცემს **მპწ** გავრცელებას (ცისფერი უწყვეტი ხაზი და მისი შესაბამისი **მპწ** გავრცელების დონე ნახ.6.4.)

ინვესტორების ან მომხმარებლების მიერ კონკრეტული პროექტების განხილვისას შეიძლება გასათვალისწინებელი იყოს ამ ფაქტორთაგან ერთი ან რამდენიმე, მაგრამ ეს აუცილებლად უნდა მოხდეს საბოლოო ეკონომიკური შეფასების დროს.

განახლებადი ენერჯის ეკონომიკური შეფასება



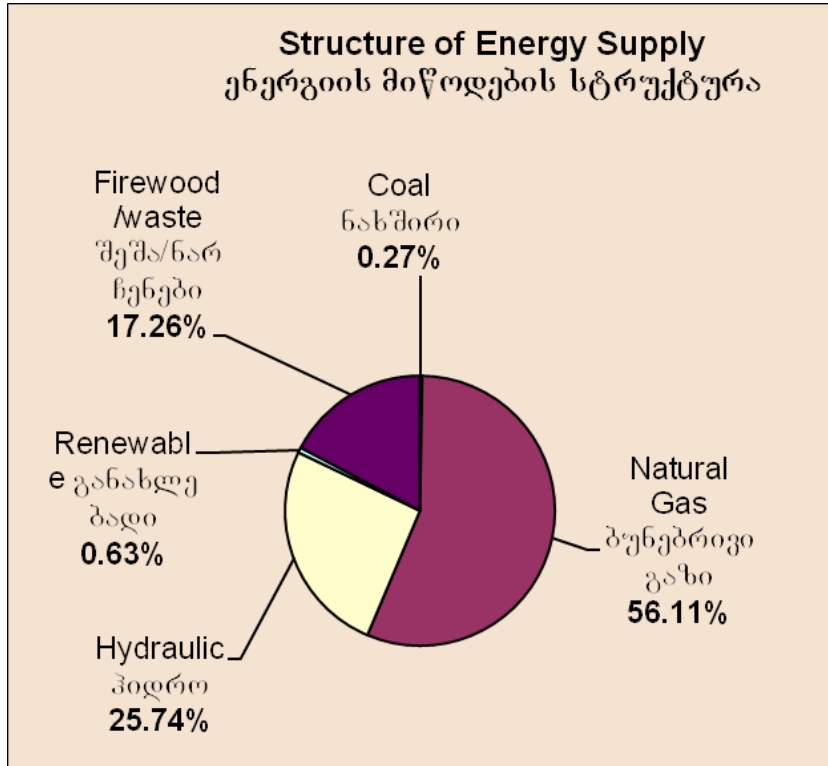
ნახ. 6.4. გარე ფაქტორები რომლებიც განსაზღვრავს ეკონომიკური პროექტების ღირებულების გადახდის მზადყოფნას და შესაბამისად გავრცელების დონეს.

გარე ფაქტორების სწორმა გათვალისწინებამ შეიძლება გადამწყვეტი ზეგავლენა იქონიოს ქვეყანაში ეკონომიკური გავრცელებაზე. მაგალითად, შეიძლება არგუმენტების მოყვანა იმის სასარგებლოდ, რომ მძვინვარება და მცირე ქარის გენერატორებს უნდა დაუწესდეს ფიქსირებული შესასყიდი ტარიფები, რაც ადგილობრივი საქსელო ტარიფის შესადარი იქნება. მართლაც ისინი საბოლოოდ იგივე საქმეს ემსახურებიან, რასაც გადაცემის და მაღალი ძაბვის განაწილების ქსელები, ანუ მოაქვთ ელექტროენერჯია ლოკალურ ქსელზე მიერთებულ მომხმარებლებამდე. ამ სადგურების აშენებით შემცირდება დატვირთვა გადამცემ და გამანაწილებელ ქსელებზე და მოხმარების ზრდის პირობებშიც არ წარმოიშობა მოიხსნება მათი შემდგომი კაპიტალური გაფართოების აუცილებლობა. დეტალური ანალიზის საფუძველზე შესაძლებელია დადგინდეს ფიქსირებული შესასყიდი ტარიფის ის დონე, რომელიც ერთდროულად მომგებიანი იქნება მთელი საზოგადოებისათვის და უზრუნველყოფს მომგებიანობის საკმარის დონეს ეკონომიკური პროექტის დეველოპერისათვის.

6.4. წვლილი ენერგოუსაფრთხოებაში

ენერგეტიკული უსაფრთხოების უზრუნველყოფა საქართველოს ენერგეტიკის ერთერთი მთავარი ამოცანაა. როგორც ზემოთ ითქვა, საქართველოში პირველადი ენერჯის მიწოდების 70%-ზე მეტი იმპორტირებულ რესურსებზე მოდის, ხოლო ენერგეტიკული მოხმარების

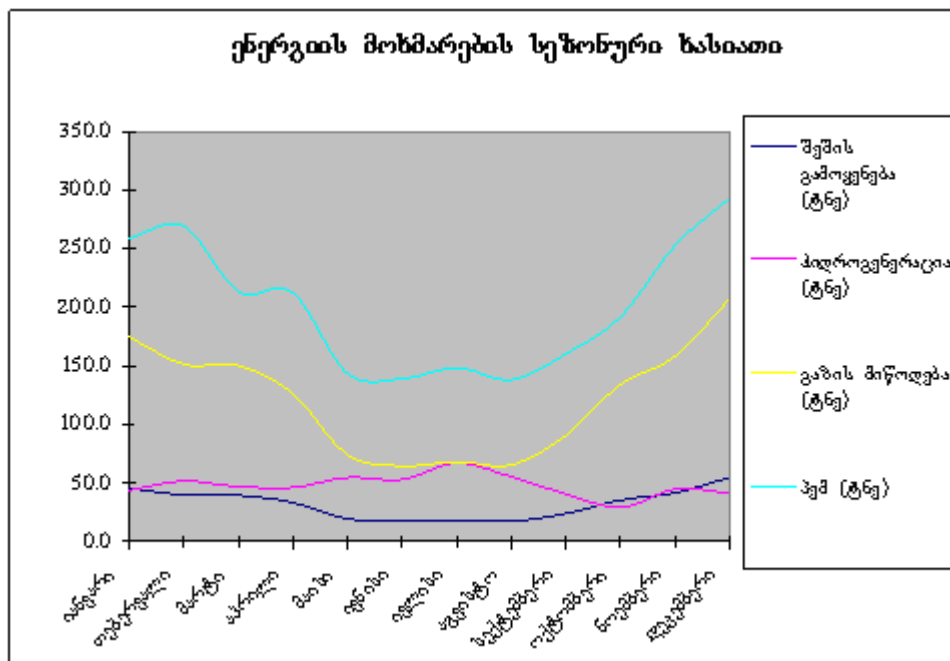
(სატრანსპორტო ენერგეტიკული ხარჯების გარდა) 55% მოდის იმპორტირებულ ბუნებრივ გაზზე.² ნახ. 6.5.ზე მოყვანილია საქართველოში პირველადი ენერჯის მიწოდების სტრუქტურა (ნავთობპორდუქტების გარდა).



ნახ. 6.5. საქართველოს პირველადი ენერჯის მიწოდების სტრუქტურა

ნახ 6.6.-ზე ნაჩვენებია საქართველოში ენერჯის მოხმარება სეზონურობის გათვალისწინებით. როგორც დიაგრამიდან ჩანს ბუნებრივი გაზის იმპორტი ხდება მთელი წლის განმავლობაში, ამავე დროს იმპორტის მოცულობა და შესაბამისად გარე იმპორტზე დამოკიდებულების დონე მკვეთრად (თითქმის ოთხჯერ) მატულობს შემოდგომა ზამთრის სეზონზე. ამდენად განახლებადი ენერჯის იმ წყაროებს რომელთაც შეუძლიათ გაზის იმპორტის ჩანაცვლება მთელი წლის განმავლობაში, ამით აქვთ შესაძლებლობა, რომ ქვეყნის ენერგეტიკულ უსაფრთხოების გაუმჯობესებაში წვლილი შეიტანონ ასევე მთელი წლის განმავლობაში.

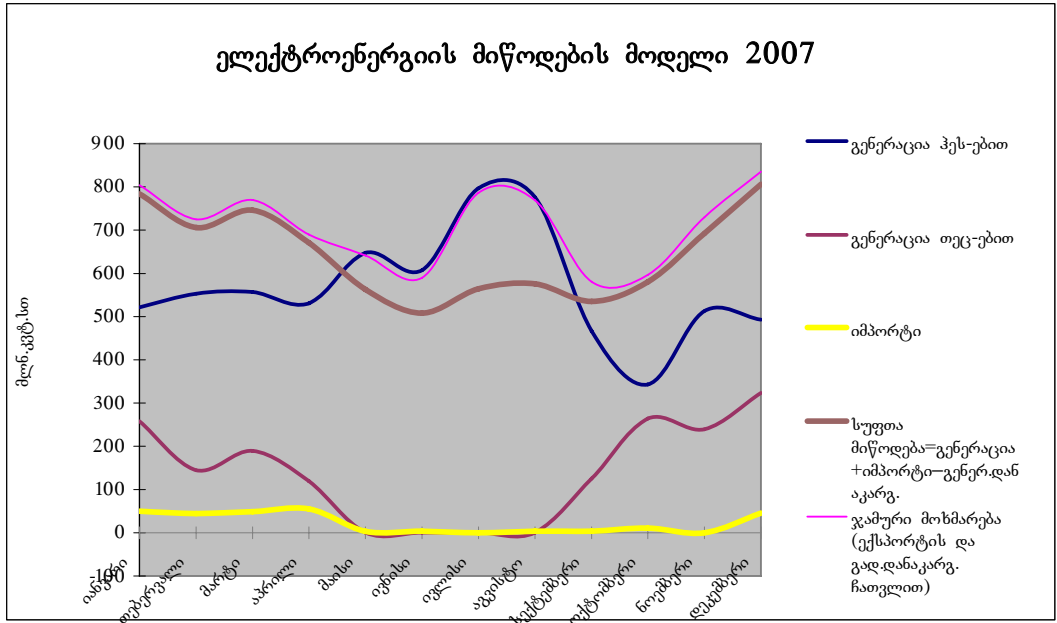
² The practice of recent years is to reduce the electricity imports to the level of swaps between summer and winter, thus instead of net import of electricity, more gas is imported to generate the needed electricity in Georgian thermal plants.



ნახ 6.6 .ერთიანი ენერგომოხმარების სეზონურობა

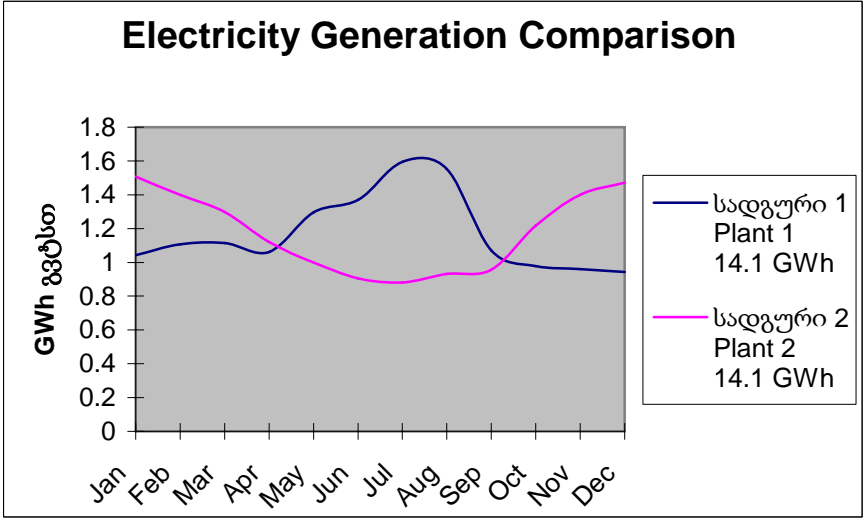
ნახ. 6.7.-ზე მოყვანილია ელექტროენერჯის მიწოდების და მოხმარების ბალანსი წლის განმავლობაში. ელექტროენერჯის გენერაცია თბოსადგურებზე, იმპორტირებული ბუნებრივი გაზის გამოყენებით, საჭირო ხდება მხოლოდ წელიწადის ცივ პერიოდებში. ზაფხულში ადგილობრივი ჰიდროელექტროსადგურების გენერაცია საკმარისია და საკმარისად აღემატება ქვეყნის შიგა მოთხოვნილებას. ამდენად, ქვეყნის ელექტროენერჯით უზრუნველყოფა მხოლოდ ზამთრის განმავლობაში არის დამოკიდებული გარე ფაქტორებზე. შესაბამისად ახალ ელექტროენერჯის გენერატორ განახლებად წყაროებს იმდენად აქვს საშუალება გააუმჯობესოს ქვეყნის ენერგეტიკული უსაფრთხოება, რამდენადაც შესძლებს ჩანაცვლოს თბოსადგურებით, იმპორტირებული გაზის საშუალებით წარმოებული ელექტროენერჯია. ზაფხულის თვეებში ასეთი სადგურების მიერ გამოძევაებული ელექტროენერჯია დაემატება ზაფხულის ენერჯის სიჭარბეს და დამატებითი ღონისძიებების გარეშე (ექსპორტი, ენერჯის გაცვლა როგორც მაგ. 2007 წელს) პირდაპირ წვლილს ვერ შეიტანს ქვეყნის ენერგეტიკული უსაფრთხოების გაუმჯობესებაში.

არასაქსელო მშპ განვითარებას ნაკლები დაბრკოლებები ხვდება, მაშინ როდესაც საქსელო ტექნოლოგიების განვითარებას ესაჭიროება ისეთივე მხარდაჭერა, როგორც ტრადიციული ენერჯის წყაროების განვითარებას. კერძოდ, საჭიროა გარანტირებული ბაზრის ან შესყიდვის ხელსეკრულებების არსებობა, ისევე, როგორც გასაგები და გამჭვირვალე ადმინისტრაციული წესები და პროცედურები, საქსელო ტარიფები და მიერთების საფასურის წინასწარ დადგენილი მეთოდოლოგიები.



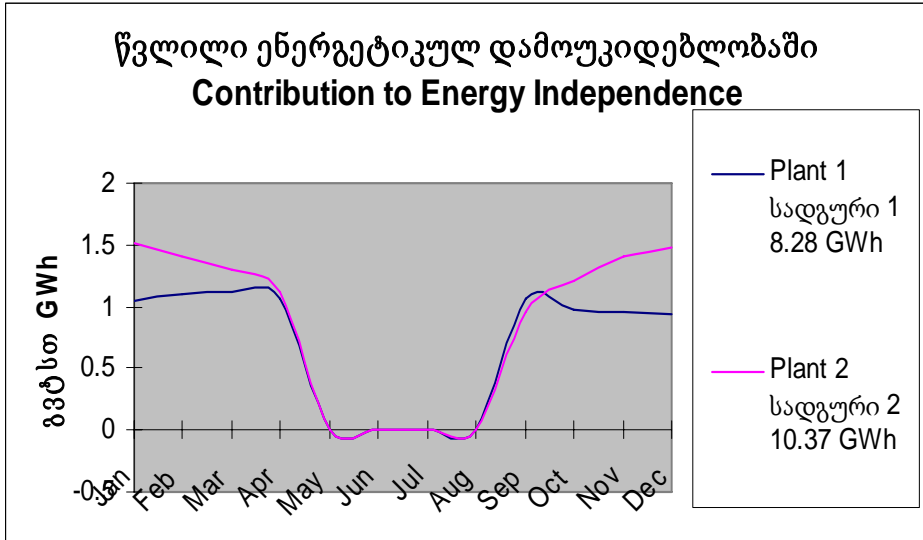
ნახ.6.7. ელექტროენერჯის გენერაციის და მოხმარების სეზონურობა საქართველოში

ელექტროენერჯის მიწოდება/მოხმარების სეზონურობა მნიშვნელოვნად განაპირობებს ამა თუ იმ ელექტროენერჯის უნარს, რომ წვლილი შეიტანოს ქვეყნის ენერჯეტიკულ უსაფრთხოებაში. საილუსტრაციოდ ნახ. 6.8.-ზე მოყვანილია ერთნაირი ჯამური გამოძევაების მქონე ორი პირობითი სადგურის წლიური გენერაციის მრუდები



ნახ 6.8. ორი ელექტროსადგური გამოძევაების განსხვავებული სეზონურობით

მიუხედავად იმისა, რომ ამ ორ ელექტროსადგურს ერთნაირი ჯამური გამოძევა აქვთ, სეზონების მიხედვით მათი გამოძევა მნიშვნელოვნად განსხვავდება. ამდენად, იმ სადგურს რომელსაც ზამთრის პერიოდში მეტი გამოძევა აქვს მეტი წვლილი შეტანა შეუძლია ქვეყნის შიგა ენერჯომოხმარებაში.



ნახ 6.9. ორი სხვადასხვა ელექტროსადგურისათვის თბოელექტროგენერაციის ჩანაცვლების შესაძლებლობის შედარება

ამ ორი გრაფიკის შედარებით ნათლად სჩანს, რომ სწორი რეგულირების პირობებში ბაზარი ხელს შეუწყობს იმ განახლებადი ენერჯის პროექტების განვითარებას, რომელთაც მეტი გამოძევა აქვთ ზამთრის პერიოდში. სახელმწიფო პოლიტიკამ ასევე უნდა მიანიჭოს უპირატესობა ასეთ სადგურებს, ვინაიდან მათ საქართველოს ენერგოდამოუკიდებლობაში მეტი წვლილის შეტანა შეუძლიათ.

როგორც წინამდებარე ანალიზი აჩვენებს, მიუხედავად იმისა, რომ საშუალოდ დიდი სიმძლავრის ტრადიციული ტექნოლოგიები შეიძლება უფრო იაფი იყოს, მაგრამ **მპვ**-ს ასევე აქვს საშუალება, რომ მნიშვნელოვანი წილი შეიტანოს ქვეყნის ენერგეტიკული უსაფრთხოების გაძლიერებაში. აღსანიშნავია აგრეთვე, რომ **მპვ** განვითარებას არ ესაჭიროება ცენტრალური დაგეგმვა და ფინანსირება, ვინაიდან მისი განვითარების ძირითადი სამუშაო უნდა შესრულდეს ადგილობრივ დონეზე მუნიციპალიტეტების, თემების, ცალკეული მომხმარებლების და დეველოპერი მეწარმეების მიერ. ამდენად სახელმწიფოს არ ესაჭიროება დიდი ადმინისტრაციული და ფინანსური რესურსის დათმობა **მპვ** განვითარებისათვის. მას მხოლოდ დასჭირდება არსებული ბარიერების მოხსნა და ხელშემწყობი გარემოს შექმნა რათა განახლებადი რესურსების ათვისება მოხდეს ამ სხვადასხვა დაინტერესებული მხარის მიერ.

თავი 7 დასკვნები და რეკომენდაციები

7.1. საქართველოში განახლებადი ენერჯის წყაროების განვითარების პრიორიტეტების განსაზღვრა

მოცემულ ანგარიშში გაკეთებული ანალიზიდან და ქვემოთ მოყვანილი დასკვნებიდან ჩანს, რომ განახლებადი ენერჯის წყაროებს მნიშვნელოვანი წვლილის შეტანა შეუძლიათ საქართველოს ენერგომომარაგებაში და ამის მიღწევა შეიძლება ხელმისაწვდომ ფასად, საიმედოდ და იოლად. მიუხედავად ამისა, საქართველოში განახლებადი ენერჯის წყაროების სწრაფი განვითარებისათვის საწყის ეტაპზე აუცილებელია ინვესტიციებისათვის ხელსაყრელი გარემოს შექმნა. ანგარიშის დასკვნით ნაწილში მოცემულია ქვეყანაში განახლებადი ენერჯის წყაროების განვითარების გზაზე არსებული დაბრკოლებები და მათი დაძლევის საუკეთესო გზები.

საქართველოს პირველადი ენერჯის მთლიან მიწოდებაში განახლებად ენერჯის წყაროებს მნიშვნელოვანი წვლილის შეტანა შეუძლიათ. მიუხედავად იმისა, რომ ცალკე აღებული თითოეული ობიექტის დონეზე განახლებადი ენერჯის პოტენციალი შედარებით დაბალია, მთელი საქართველოს მასშტაბით წარმოებული ენერჯის მოცულობა შეიძლება ძალიან მნიშვნელოვანი იყოს. მე-5 თავში განხილული საფუძვლიანი სამეცნიერო კვლევები ადასტურებენ, რომ ქვეყანას განახლებადი ენერჯის წყაროების დიდი პოტენციალი აქვს. განახლებადი ენერჯის წყაროების პოტენციალი, რომლის ათვისებაც რეალურადაა შესაძლებელი, წელიწადში 10-15 ტერავატ საათს (ტვტ.სთ) აღწევს, რაც 0.9-1.3 მილიონი ტონა ნავთობის (MTOE) ექვივალენტია და საქართველოს ამჟამინდელი მთლიანი ენერგომომარაგების 30%-ს შეადგენს. ტრადიციული ელექტროსადგურებისაგან განსხვავებით განახლებადი ტექნოლოგიების ათვისება შეიძლება ნაბიჯ-ნაბიჯ, სიმძლავრეების თანდათანობითი ზრდით, ვიდრე გენერაციის მნიშვნელოვან დონეს არ მივალწევთ. ვინაიდან განახლებად ენერჯიაზე მომუშავე სადგურების ექსპლუატაციაში შეყვანისათვის მნიშვნელოვნად მცირე დროა საჭირო, ენერჯის ბაზარზე გატანა უფრო სწრაფად ხდება ტრადიციული სადგურების გენერაციასთან შედარებით.

განახლებადი ენერჯის წყაროების ფასი შეიძლება კონკურენტუნარიანი იყოს ტრადიციული ენერჯის წყაროების ფასებთან შედარებით; მე-6 თავში აღინიშნა, რომ განახლებადი ენერჯის წყაროები ტრადიციულთან შედარებით საშუალოდ უფრო ძვირი ჯდება, მაგრამ თითოეული ობიექტისთვის დამახასიათებელი სპეციფიკური პირობების და ტრადიციულ გენერაციასთან დაკავშირებული ეკოლოგიური გარემო ხარჯების გათვალისწინებით, განახლებადი ენერჯის წყაროების გამოყენება შეიძლება ჯამში უფრო იაფი აღტერნატივა აღმოჩნდეს ქვეყანაში არსებული მოთხოვნილების დასაკმაყოფილებლად (მოცულობების, სიმძლავრეების ან საიმედობის თვალსაზრისით).

ენერჯის ფასის ტრადიციული მეთოდით განსაზღვრის დროს გენერაციის რეალური ხარჯების სრულად გათვალისწინება ვერ ხერხდება. ენერჯის ტრადიციული წყაროების უმეტესობა გამოყენებისას დიდი რაოდენობით CO_2 -ს გამოყოფს, რაც გლობალურ დათბობას უწყობს ხელს; გარდა ამისა, წვის პროცესში გამოიყოფა ისეთი დამაბინძურებელი ნივთიერებები, როგორცაა გოგირდის ანჰიდრიდი და აზოტის მჟავები, რომლებიც მავნე ზემოქმედებას ახდენენ ადამიანის ჯანმრთელობასა და გარემოზე. ამ ზიანის შერბილება ძვირი ჯდება. დიდი ჰიდროსადგურების მშენებლობამ შეიძლება მდინარის ეკოსისტემები დაზიანოს და მიწადმოქმედებისათვის ვარგისი მიწების ფართის შემცირება გამოიწვიოს. უმეტეს შემთხვევებში, განახლებადი ენერჯის წყაროების ათვისების დროს, ეს მავნე შედეგები აცილებულია და ამრიგად *ფარულ ხარჯებში* არ შედის. სინამდვილეში, “ეკოლოგიურად სუფთა განვითარების მექანიზმი”-ს მშპ (CDM) ეკონომიკურ ინსტრუმენტს წარმოადგენს, რომელიც შემუშავდა და გამოიყენება ევროკავშირის მიერ განახლებადი ენერჯის წყაროების ბაზარზე გატანით მიღებული სარგებელის აღრიცხვის მიზნით. რეალურად, ს მშპ-ის პროექტები ხელს უწყობენ ეკოლოგიურად სუფთა ენერჯიაში შედარებით მაღალი პრემიალური ტარიფის გადახდას, რის გამოც განახლებადი წყაროებიდან ენერჯის გენერაცია ხშირად უფრო იაფი ჯდება, ვიდრე ტრადიციული წიაღისეული საწვავის გამოყენება.

მიუხედავად ფასების დადგენის ამჟამად გავრცელებული მეთოდოლოგიისა, არსებობს რამდენიმე მომენტი, როდესაც განახლებადი წყაროების გამოყენება უფრო იაფია, ვიდრე ტრადიციული წიაღისეული საწვავისა. მაგალითად, მაღალი სიმძლავრის ქარის სადგურებს თავისუფლად შეუძლიათ კონკურენცია გაუწიონ დიდ ჰიდროსადგურებს და გარდა ამისა, მოდულური კონსტრუქციის გამო ნაბიჯ-ნაბიჯ აშენდნენ მოთხოვნილების შესაბამისად. მეჩხერად დასახლებულ ტერიტორიებზე, ურბანული ცენტრებიდან მოშორებით, განაწილების ქსელის ტექნოლოგიები და ექსპლუატაცია საკმაოდ ძვირი ჯდება. დიდ მანძილებზე ელექტროენერჯის განაწილების ხარჯები და ღირებულება აისახება ელექტროქსელის საბოლოო ტარიფში და ნაწილდება მომხმარებლების უფრო დიდ ჯგუფზე; რომ არა მომხმარებელთა უფრო დიდი ჯგუფების მიერ ამ ხარჯების სუბსიდირება, განახლებადი ენერჯის წყაროები უფრო კონკურენტუნარიანი იქნებოდა სოფლად, მეჩხერად დასახლებულ ტერიტორიებზე.

დაბოლოს, განახლებადი ენერჯის წყაროების ათვისებამ შეიძლება მოგვცეს დამატებითი სტაბილურობა და საიმედოობა. მაგალითად, აშშ საელჩო განიხილავს ქარის ტურბინა დააყენოს და დამატებითი ელექტროენერჯია მიიღოს, ერთიანი ქსელიდან მიწოდებული ელექტროენერჯის ხარისხის დასაბალანსებლად.

მომავალში, ტექნოლოგიებისა და წარმოების სფეროში მნიშვნელოვანი მიღწევები მოსალოდნელია კვლავაც გაგრძელდეს, ხოლო წიაღისეული საწვავის მზარდი ფასები სავარაუდოდ კვლავ აიწევს, რის გამოც ტრადიციულ წყაროებთან მიმართებაში განახლებადი ენერჯის წყაროების ფინანსური კონკურენტუნარიანობა გაუმჯობესდება.

საქართველოში ხელსაყრელი საინვესტიციო გარემოს შექმნამ შეიძლება ქვეყანა დააყენოს განახლებადი ენერჯის წყაროების თვითსტიმულირებადი განვითარების იოლ

გზაზე. განახლებადი ენერჯის წყაროების განვითარებისათვის მთავრობის ჩარევა არ არის აუცილებელი ისეთ საკითხებში, როგორცაა დაგეგმვა, დაფინანსება, განვითარება და მენეჯმენტი. ეს უმეტესწილად მცირე საწარმოების, ადგილობრივი მუნიციპალიტეტების ან ადგილობრივი თემების საქმეა. ამ თვალსაზრისით, მთავრობისათვის განახლებადი ენერჯის წყაროების განვითარება გაცილებით უფრო იოლია ტრადიციულ ტექნოლოგიებთან შედარებით. ის, რაც განახლებადი ენერჯის წყაროების ათვისებას აუცილებლად სჭირდება, არის ხელსაყრელი საინვესტიციო გარემო, რომელიც სპეციალური კანონმდებლობით და ერთიანი სახელმწიფო სტრატეგიით იქმნება. უფრო მეტიც, განახლებად ენერჯიაზე მომუშავე ელექტროსადგურების ხელშეწყობა უფრო იოლიც კი არის, როდესაც ის ერთიან ქსელში არ არის ჩართული, რადგანაც ამ შემთხვევაში არ გვჭირდება ისეთი ინსტრუმენტების გამოყენება, როგორცაა ტარიფები, ქსელში ჩართვის გადასახადი, ცენტრალური ბაზრის განვითარება და ა.შ. და ხელშეწყობა შეიძლება განხორციელდეს სტიმულირების ფისკალური და ფინანსური მექანიზმების მეშვეობით.

ამჟამად, საქართველოში განახლებადი ენერჯის წყაროების განვითარების ხელსაყრელი საინვესტიციო გარემო ჯერ კიდევ ჩამოსაყალიბებელია. შემდეგ ნაწილში აღწერილია საქართველოში განახლებადი ენერჯის წყაროების განვითარების გზაზე არსებული ძირითადი დაბრკოლებები და მათი დაძლევის შესაძლო გზები.

7.2. საქართველოში განახლებადი ენერჯის წყაროების ათვისების ძირითადი დამაბრკოლებელი ფაქტორები

ამჟამად საქართველოში არ არსებობს განახლებადი ენერჯის წყაროების ბაზრის განვითარების სწრაფი სტიმულირების პროგრამები ან სათანადოდ დამუშავებული სტრატეგია. ეს ინსტრუმენტები უნდა შეიცავდნენ რეალისტურ რიცხობრივ პარამეტრებს და მკაფიო, მიღწევად ორიენტირებს ენერჯის განახლებად წყაროებზე მომუშავე სადგურების სიმძლავრეების ან გენერაციის შესახებ. თუმცა “ქვეყნის ენერჯეტიკული პოლიტიკის ძიდიტად მიმართულებებში” დასახულია გარკვეული მიზნები, მაგრამ ეს მხოლოდ მცირე ჰიდროსადგურებს და ქარის ენერჯის ათვისებას ეხება. უფრო მეტიც, მოყვანილი ციფრები უკვე მოძველებულია და უნდა გადაისინჯოს რეალისტური დაშვებების საფუძველზე, დაგეგმვის დამკვიდრებული მეთოდების და ანალიტიკური ინსტრუმენტების გამოყენებით. დაბოლოს, იმის გათვალისწინებით, რომ მთავრობას ახალი ინვესტიციების მოზიდვის დიდი სურვილი აქვს, ძალიან კარგი იქნებოდა სახელმწიფო პროგრამის განხორციელება, განახლებადი ენერჯის წყაროების შესაძლებლობების და ოპტიმალური განლაგების შესახებ ინფორმაციის გავრცელების მიზნით.

ელექტროენერჯეტიკის სფეროში მცირე ჰიდროსადგურების ხელშეწყობის რამოდენიმე მცდელობა გაკეთდა, რისთვისაც მთელი რიგი ცვლილებები იქნა შეტანილი საქართველოს კანონში “ელექტროენერჯისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ”. და ელექტროენერჯის ბაზრის წესებში. ამისა, ეს წინ გადადგმული ნაბიჯები კიდევ

უფრო უნდა დაიხვეწოს და გაძლიერდეს ისეთი კომპლექსური სამართლებრივი და ინსტიტუციონალური ბაზის შესაქმნელად, რომელიც საქართველოს ადგილობრივი განახლებადი ენერჯის წყაროების ასათვისებლად სჭირდება.

ქვემოთ მოცემულია განახლებადი ენერჯის წყაროების ათვისების სხვა ძირითადი დამაბრკოლებელი ფაქტორების ჩამონათვალი:

- დაბალი მოთხოვნილება ზაფხულის პერიოდში მთავარი დაბრკოლებაა განახლებად ენერჯის წყაროებზე მომუშავე იმ სადგურებისათვის, რომლებიც ერთიან ქსელში არიან ჩართულნი. არსებულ პირობებში, ზაფხულის თვეებში ჰიდროსადგურების მიერ გამოიმუშავებული ელექტროენერჯის სიჭარბის გამო, მცირე ჰიდროსადგურები და ქარის ელექტროსადგურები კონკურენტუნარიანნი ვერ იქნებიან.
- არასაკმარისი საორგანიზაციო რესურსები, რომლებიც მთავრობას განახლებადი ენერჯის ტექნოლოგიების განვითარებისათვის აქვს გამოყოფილი, საშუალებას არ აძლევენ ქვეყანას სათანადო ღონისძიებები გაატაროს ამ სფეროში დასახული მიზნების მისაღწევად. რამდენადაც ჩვენთვისაა ცნობილი, ამჟამად შექმნილი არ არის რაიმე ორგანიზებული სამუშაო ჯგუფი, რომელიც განახლებადი ენერჯის წყაროების ათვისების სტრატეგიაზე, გეგმებზე ან პოლიტიკაზე იმუშავებდა.
- დაბევრის სისტემა უკვე აღარ უწყობს ხელს განახლებადი ენერჯის წყაროების ათვისებას. 2005 წელს ახალი საგადასახადო კოდექსის მიღებით, გაუქმდა განახლებადი ენერჯის წყაროების ათვისებაში ჩადებული ინვესტიციებისათვის დაწესებული საგადასახადო შეღავათები. საგადასახადო შეღავათები და ადგილობრივი გადასახადებისაგან განთავისუფლება მნიშვნელოვანი ეკონომიკური ინსტრუმენტებია, რომლებსაც საქართველოში ამჟამად ჯეროვნად არ არის გამოყენებული განახლებადი ენერჯის წყაროების ათვისების ხელშეწყობის მიზნით. ენერგეტიკული უსაფრთხოების გაძლიერებით და ეკოლოგიურად სუფთა ადგილობრივი გენერაციით მიღებულ სარგებელს შეუძლია გადაწონოს სახელმწიფო საგადასახადო შემოსავლების დროებითი შემცირების შედეგი.
- განახლებადი ენერჯის წყაროების ათვისების ხელშემწყობი საკანონმდებლო ინიციატივები, რომლებიც ასახულია სხვადასხვა სამართლებრივ დოკუმენტებში (მაგ.: “კანონში ელექტროენერჯისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ”, “ელექტროენერჯის ბაზრის წესებში”, “სახელმწიფო ენერგეტიკულ პოლიტიკაში”) მისასაღმებელია, მაგრამ ამავე დროს შემდგომ და დახვეწას მოითხოვს. იმისთვის, რომ ეს საკანონმდებლო ინიციატივები შესრულებადი და ეფექტური იყოს, საჭიროა უფრო ობიექტური ცალსახა განმარტებები, კანონმდებლობასთან ჰარმონიზაცია და რეალური ხორცშესხმის სათანადო მექანიზმების უზრუნველყოფა.

- საზოგადოებაში არსებული ცოდნის დონე განახლებადი ენერჯის პოტენციალისა და შესაძლებლობების შესახებ დაბალია. ამჟამად ცოტა საინფორმაციო კამპანია და ანალიტიკური კვლევითი პროექტი ხორციელდება ქვეყანაში განახლებადი ენერჯის წყაროების პოპულარიზაციის მიზნით.

7.3. რეკომენდაციები განახლებადი ენერჯეტიკის პოლიტიკაზე

საქართველოში განახლებადი ენერჯის წყაროების სათანადო ათვისებაში სახელმწიფოს როლს და ჩარევას კრიტიკული მნიშვნელობა აქვს. ინსტიტუციონალურ და სამართლებრივ ბაზაში ბევრი რამ მნიშვნელოვნად არის შესაცვლელი და/ან ახლიდან შესაქმნელი, თუ გვინდა რომ განახლებადი ენერჯის წყაროების ათვისებას რეალურად ხელი შეეწყოს. ქვემოთ აღწერილია ზოგიერთი ძირითადი გზები, რომელთა მეშვეობითაც საქართველოს მთავრობას ამგვარი ხელშეწყობის და განახლების მიღწევა შეუძლია.

- საჭიროა შემუშავდეს განახლებადი ენერჯის წყაროების ათვისების ყოვლისმომცველი და საფუძვლიანი სახელმწიფო პოლიტიკა, მკაფიოდ ჩამოყალიბებული პრიორიტეტებით და ციფრებით გამოხატული მიზნებით, რომელიც ერთიანი ენერჯეტიკული პოლიტიკის მნიშვნელოვანი ნაწილი გახდება. ეს დაგეგმარება განახლებადი ენერჯის წყაროების განვითარებისაკენ მიმართული ფრაგმენტული ნაბიჯების ჰარმონიზაციაში და შემდეგი სამუშაოების კოორდინაციაში. ამან უნდა მოიცავს:
 - განახლებადი ენერჯის წყაროების ბაზრის განვითარება და დახვეწა (განსაკუთრებით ელექტროენერჯეტიკაში);
 - საგადასახადო შეღავათების შემოღება განახლებადი ენერჯის წყაროების ტექნოლოგიებისათვის;
 - საინფორმაციო / ტექნოლოგიური დახმარება განახლებადი ენერჯის პროექტებისათვის;
 - განახლებადი ენერჯის წყაროების ხელშეწყობი სხვადასხვა ღონისძიებების ჰარმონიზაცია;
 - სხვადასხვა დონორების ძალისხმევის კოორდინაცია; და
 - განახლებადი ენერჯის წყაროების საკითხებზე მომუშავე დეპარტამენტის შექმნა.
- საჭიროა შემუშავდეს და რატიფიცირებულ იქნას “კანონი განახლებადი ენერჯის წყაროების შესახებ”, რომელიც შესაბამისობაში იქნება სახელმწიფოს ენერჯეტიკულ პოლიტიკასთან და განახლებადი ენერჯის წყაროების ათვისების სტრატეგიასთან და უზრუნველყოფს ხელშეწყობი ინსტიტუციონალური და სამართლებრივი ბაზის არსებობას.
- სახელმწიფო სტრუქტურებში საჭიროა შეიქმნას უფლებამოსილი ორგანიზაციული ერთეული, რომელსაც ექნება საშუალება შეიმუშაოს და

განახორციელოს განახლებადი ენერჯის წყაროების პოლიტიკაში ასახული ძირითადი მიმართულებები.

განახლებადი ენერჯის წყაროების პოტენციალის სწორი განვითარების და გამოყენების მიზნით აუცილებელია სახელმწიფოს მხრივ დროულად განხორციელდეს ენერჯიული და კარგად მომზადებული ღონისძიებები, რომლებიც ქვემოთ აღწერილი.

- აუცილებელია განახლებადი ენერჯის წყაროებისათვის საგადასახადო შეღავათების შემოღება. თუ დამტკიცებულია, რომ განახლებადი ენერჯის წყაროების გამოყენება საზოგადოებისათვის სასიკეთოა, გადასახადების ტვირთი მათი განვითარების დამაბრკოლებელ ფაქტორად არ უნდა იქცეს. ამრიგად, საგადასახადო შეღავათები უნდა შემუშავდეს და განხორციელდეს სწორი ეკონომიკური ანალიზის საფუძველზე. ასეთ საგადასახადო შეღავათებში აგრეთვე შედის დღგ-სგან გათავისუფლება, დაჩქარებული ამორტიზაცია, შეღავათები ქონებისა და მოგების გადასახადებზე და ა.შ. ერთერთი ვარიანტია, აღვადგინოთ განახლებადი ენერჯის წყაროებისა და ენერჯიული ტექნოლოგიებისათვის დაწესებული შეღავათები, რომლებიც 2005 წლის 1 იანვარს გაუქმდა.
- საჭიროა შემუშავდეს გრძელვადიანი ტარიფებისა და გადასახდელების დადგენის მეთოდოლოგია განახლებადი ენერჯის წყაროებზე მომუშავე ისეთი სადგურებისათვის, რომლებიც ერთიან ქსელში არიან ჩართულნი. ეს უნდა მოიცავდეს მცირე და ერთიან ქსელებში ჩართული სადგურებისათვის გრძელვადიანი ფიქსირებული შესასყიდი ტარიფების, ქსელში ჩართვის ტარიფის, ელექტროენერჯის ტრანზიტის ტარიფის დადგენის მკაფიო წესებსა და პრინციპებს.
- სტაბილური და პროგნოზირებადი გრძელვადიანი მექანიზმის შექმნა ზეფხულში ქვეყანაში არსებული ჭარბი ელექტროენერჯის ექსპორტისათვის: ეს მნიშვნელოვანი პირობაა განახლებადი ენერჯის წყაროებზე მომუშავე ისეთი სადგურებისათვის, რომლებიც ერთიან ქსელში არიან ჩართულნი. სტაბილური ექსპორტის უზრუნველსაყოფად მთავრობას შეუძლია დაიწყოს მოლაპარაკებები ელექტროენერჯის გაყიდვის ან სეზონური გაცვლის მიზნით; დროთა განმავლობაში ასეთი სავაჭრო სქემების შედეგად ენერჯის რეგიონალური ბაზარი უნდა ჩამოყალიბდეს. ელექტროსისტემის კომერციულ ოპერატორს ან სხვა ორგანიზაციას უნდა დაევალოს იყიდოს ელექტროენერჯია და ორგანიზაცია გაუკეთოს მის ექსპორტს და სეზონურ გაცვლას.
- გრძელვადიანი გეგმის შემუშავება ენერჯეტიკის სექტორისათვის. განახლებადი ენერჯის წყაროების განვითარება მჭიდროდაა დაკავშირებული ენერჯეტიკის სექტორის სხვა კომპონენტებთან. იმისათვის რომ განახლებადი ენერჯის წყაროების ათვისების სახელმწიფო პოლიტიკა ქმედითი იყოს, საჭიროა ენერჯეტიკის სექტორის ერთიანი პოლიტიკის და განვითარების

გრძელვადიანი გეგმის შემუშავება, რომელიც ჯანსაღ ეკონომიკურ და ტექნიკურ პრინციპებს დაეყრდნობა.

- საერთაშორისო რესურსების კოორდინირებული გამოყენება განახლებადი ენერჯის წყაროების ასათვისებლად. რამოდენიმე საერთაშორისო ორგანიზაციას აქვს CO²-ის გამოყოფის შესამცირებლად გამიზნული კრედიტების პროგრამები, როგორცაა მაგალითად “ეკოლოგიურად სუფთა განვითარების მექანიზმი”. მათი გამოყენება შესაძლებელია განახლებადი ენერჯის წყაროების ათვისების პროექტების დაფინანსების ან შეღავათიანი სესხების უზრუნველსაყოფად. სხვადასხვა ღონისძიების ინიციატივები კოორდინირებული უნდა იყოს განახლებადი ენერჯის წყაროების ათვისების ერთიან სტრატეგიასთან.
- ინფორმაციის გავრცელება და ცნობიერების ამაღლება. საზოგადოება ამჟამად ნაკლებად გარკვეულია განახლებადი ენერჯის ტექნოლოგიების საკითხებში. ამ პრობლემის დასაძლევად საჭიროა მომზადდეს საინფორმაციო კამპანიების მთელი სერია. ასეთი კამპანიები უნდა შეიცავდეს ინფორმაციას განახლებადი ენერჯის წყაროების გამოყენების მარტივი საშუალებების შესახებ (მაგ.: ენერგოეფექტური ღუმელები, მზის ელემენტები), არსებული ფინანსური ინსტრუმენტების შესახებ და სახელმწიფო კონსესიების შესახებ (მაგ.: ხელმისაწვდომი სესხები და სავადასახადო შეღავათები). საჭიროა ტრენინგის სპეციალური პროგრამების შემუშავება; პრაქტიკული ტრენინგების და სადემონსტრაციო ღონისძიებების ჩატარება, აგრეთვე რეგიონებში საკონსულტაციო ცენტრების ჩამოყალიბება ენერჯეტიკის საკითხებში.
- გარემოს დაცვის მკაცრი კანონმდებლობის მიღება ნარჩენების გატანის და გადამუშავების სფეროში. ამით თავიდან ავიცილებთ გარემოს დაბინძურებას ბიოლოგიური ნარჩენების შედეგად და ახელს შევუწყობთ ბიომასის შექმნას, რომელიც ელერჯეტიკის მიზნებისათვის იქნება გამოყენებული.
- აუცილებელია შემოღებულ იქნას მკაფიო და მარტივი პროცედურები განახლებადი ენერჯის წყაროების ათვისების პროექტების დამტკიცებისა და მშენებლობისათვის, აგრეთვე მიწითა და წყლით სარგებლობისათვის ნებართვების მისაღებად.
- საქართველოს კანონმდებლობის ჰარმონიზაცია ენერჯეტიკის კანონების და მარეგულირებელი წესების, სავადასახადო კოდექსის და სხვა იურიდიული დოკუმენტების ჩათვლით, საქართველოში განახლებადი ენერჯის წყაროების განვითარების სტრატეგიის შესაბამისად. მთავრობის მიერ გადასადგმელი პირველი ნაბიჯი: სხვადასხვა იურიდიულ დოკუმენტებში გამოყენებული ტერმინოლოგიის ჰარმონიზაცია და გაუმჯობესება; “ელექტროენერჯისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ” კანონში და “საბაზრო წესებში” მცირე ჰიდროელექტროსადგურებთან დაკავშირებული დებულებების მკაფიოდ

დაზუსტება; აგრეთვე ამ ორი დოკუმენტის ცალსახად შესაბამისობაში მოყვანა ერთმანეთთან და განახლებადი ენერჯის წყაროების ათვისების სტრატეგიასთან;

7.4. რეკომენდაციები პოლიტიკის საკითხების შემდგომი კვლევის შესახებ

წინამდებარე დოკუმენტი ეგწ პოლიტიკის ყოვლისმომცველ კვლევას არ წარმოადგენს. განახლებადი ენერჯის წყაროების ათვისების სტრატეგიის და პოლიტიკის შემუშავებისათვის აუცილებელია ბევრი ზემოხსენებული საკითხის შემდგომი ეკონომიკური და ტექნიკური შესწავლა.

აუცილებელია კვლევა, ანალიტიკური მეთოდების და ინსტრუმენტების შემუშავება:

- ენერჯეტიკის გრძელვადიანი დაგეგმვისათვის;
- ენერჯის გადაცემის და ქსელში ჩართვის ტერიფების დასადგენად;
- ფიქსირებული შესასყიდი ტარიფების ეკონომიკური ანალიზისათვის;
- მცირე და ერთიან ქსელებში ჩართული მცირე ჰიდროსადგურებისათვის ქარის სადგურებისათვის და ა.შ. დიფერენცირებული ტარიფების დასადგენად;
- საგადასახადო შეღავათების ეკონომიკური დასაბუთებისათვის; და
- განახლებადი ენერჯის წყაროების გამოყენების (მაგ.: მზის კოლექტორები ახალი შენობების მშენებლობის დროს) სავალდებულო წესების ეკონომიკური შეფასებისათვის.

ეს და ზოგიერთი სხვა მნიშვნელოვანი საკითხები მოცემულ ანგარიშში მხოლოდ მონიშნა და დატალურად განხილული არ ყოფილა.

ანალიტიკური სამუშაოს შესრულების შემდეგ საჭიროა შიდა დისკუსიების გამართვა ენერჯეტიკის სამინისტროს, გარემოს დაცვის სამინისტროს, სემეკის და სხვა ოფიციალური სტრუქტურების მონაწილეობით, იმისთვის, რომ განისაზღვროს მოქმედების სწორი კურსი განახლებადი ენერჯის წყაროების ათვისების პოლიტიკასთან დაკავშირებით.

სხვა სპეციფიკური კვლევითი სამუშაოები, რომლებიც აუცილებელია პოლიტიკის შესამუშავებლად საჭირო საბაზისო ინფორმაციის უზრუნველყოფისათვის, მოიცავს:

- საქართველოში მზის პოტენციალის შესწავლას;
- საქართველოს ზუსტ და დეტალურ ენერჯობალანსს;
- გეოთერმული რესურსების ამჟამინდელი მდგომარეობის შესწავლას, მათ შორის გეოთერმული რესურსების გამოყენების გაზრდის ბიზნეს- შესაძლებლობების შესწავლას; და
- სასოფლო-სამეურნეო საქმიანობის შედეგად მიღებული რესურსებიდან საწვავის წარმოების პოტენციალის შესწავლას;
- ენერჯეტიკული კულტურების მოყვანის ტექნიკურ-ეკონომიკურ შეფასებას.

დანიართები

დანართი 1

მემორანდუმი საქართველოსა და
დანის მთავრობებს შორის

დანართი 11.

ელექტროენერჯის გენერაციის
ტექნოლოგიების კაპიტალური ხარჯების
შეფასება

მსოფლიო ბანკი – Renewable Energy Toolkit

Memorandum of Understanding

Between the Government of Georgia and the Government of the Kingdom of Denmark on cooperation for the implementation of the Kyoto Protocol to the UN Framework Convention on Climate Change

The Government of Denmark, in particular the Ministry of Environment, Danish Environmental Protection Agency being the competent Danish authority for the purpose of this Memorandum, hereinafter referred as the Danish Party

and

The Government of Georgia, in particular the Ministry of Environment Protection and Natural Resources being the competent Georgian authority for the purpose of this Memorandum, hereinafter referred as the Georgian Party

Taking into consideration that both Parties are parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change, (UNFCCC), and have ratified the Kyoto Protocol to that Convention.

Aiming to implement the provisions of Article 12 of the Kyoto Protocol and its underlying Decisions by the Conference of the Parties to UNFCCC serving as the meeting of the Parties to the Kyoto Protocol (COP/MOP) on the guidelines for its implementation, providing for the transfer from a Party not included, in Annex 1 of UNFCCC to a Party included in Annex 1 of Certified Emission Reductions (CER) accruing from Clean Development Mechanism (CDM) project activities to contribute to compliance with part of its quantified limitation and reduction commitments under Article 3 of the Kyoto Protocol,

Underlining the importance of the domestic policies and measures to meet commitments under the Kyoto Protocol and the supplementary role of the activities under its Article 12,

Accepting any further Guidelines on Article 12 of the Kyoto Protocol to be developed by CoP/MoP, and also taking into account any future decisions by COP/MOP relevant for the prompt and effective implementation of CDM,

Anticipating the entry into force of the Kyoto Protocol,

Considering that co-operation in the field of the CDM under Article 12 of the Kyoto Protocol will result in an efficient contribution to sustainable development and in the reduction of greenhouse gases emissions,

Desirous to express the political will to start and implement a long-standing co-operation on and to facilitate a prompt, efficient implementation of the CDM.

Have agreed as follows:

Article 1
Objective

This memorandum shall apply to procedures that – in accordance with article 12 of the Kyoto Protocol – facilitate the development and implementation of greenhouse gas emission reduction project activities in Georgia and the transfer to Denmark of the agreed part of the CER resulting from those project activities.

Article 2
Competent Authorities

The Ministry of Environment Protection and Natural Resources of Georgia and the Ministry of Environment of the Kingdom of Denmark, Danish Environmental Protection Agency are the competent authorities for agreements on implementation of the projects. For each CDM project there will be prepared a project agreement, which will include all relevant issues to secure the implementation of the specific projects.

Article 3
Contribution of the Georgian Party

1. The Georgian Party will facilitate the development and implementation of projects by supporting the potential beneficiaries interested in carrying out CDM projects with information and formal approval of projects as CDM projects, in accordance with article 12 of the Kyoto Protocol, which meet all national requirements for such project.
2. The project Agreement must contain binding affirmation of the Georgian Party that it will transfer the resulting CERs of the project agreement, to the Danish Party, in accordance with article 12 of the Kyoto Protocol and the guidelines adopted by COP/MOP.
3. The Georgian Party will secure transfer of the agreed and prepaid amount of CERs, within the agreed period for each project as described in the project agreement as long as the CDM-projects keep generating CERs, which can be verified by an independent entity.
4. The project Agreement will also confirm that the transfer of CERs will be free of any specific CDM charge beyond the agreed payment of CERs.
5. The taxation of CDM project activities except transfer of CERs, are to be carried out in accordance with the acting Georgian legislation.

6. The Georgian Party will decide alone and will present to the Danish Party the list of the projects selected to be financed. Priorities will be settled in consultation with both Parties.

Article 4

Contribution of the Danish Party

1. The Danish Party will contribute to the development and implementation of CDM projects by the procurement of CERs originating from those projects or by acceptance and registration of CER procured by private parties from the Georgian Party being the ultimate owners of such CERs. The Danish signatory shall approve the CDM projects in accordance with article 12 of the Kyoto Protocol by signing a project agreement.

2. The Danish Party will inform the Georgian Party about the relevant power of attorney given to private firms.

3. The contribution from the Danish Party to a specific project in Georgia can only be used for the specific project.

Article 5

Payment Schemes

Payment schemes for a CDM project will be agreed on a case by case basis and formally reflected in the project agreements.

Article 6

Independent validation, verification and certification of projects

Validation, verification and certification of projects shall be carried out by independent entities accredited by the executive board under the UNFCCC. Both parties will contribute to the work of these entities.

Article 7

Entering into force

1. The present Memorandum will enter into force at the date of the last notification regarding implementation of the parties of necessary internal procedures for its entry into force.

2. The Memorandum is settled for a period of 5 years and it is automatically prolonged for a period of 5 years, if none of the Parties notifies in writing the other one, with at least 6 months before the end of its validity, about the intention to denounce it.


Article 8
Amendment and earlier termination

1. In case of significant changes in relevant national policies of Georgia or the Kingdom of Denmark which result in difficulties of generation and delivery of CERs by the project executors and/or investors, both parties will do their utmost to have the CERs agreed upon in the project agreement transferred in a practical manner.

2. Parties shall be entitled to notify in written form the other Party about proposed amendments or termination of the present Memorandum. The projects being executed within the framework of the present Memorandum shall be in force until the CER provided by the project agreements are transferred. The Memorandum shall be in force for those projects.

Signed at at200..... in two originals each of them in Georgian and English Languages. In case of disagreement regarding the interpretation of present Memorandum, the English text shall prevail.

On behalf of the Government
of Georgia:


TAMAR LEBANIDZE
Minister of Environment Protection and
Natural Resources of Georgia

12/11/2004
Date

On behalf of the Government
of the Kingdom of Denmark:


CONNIE HEDEGAARD
Minister of Environment
of the Kingdom of Denmark

Nov. 4th. 2004
Date

ურთიერთგაგების მემორანდუმი

საქართველოს მთავრობასა და დანიის სამეფოს მთავრობას შორის
გაეროს კლიმატის ცვლილების ჩარჩო კონვენციის კოტოს ოქმის
განსახორციელებლად თანამშრომლობის შესახებ

დანიის მთავრობა, კერძოდ გარემოს დაცვის სამინისტრო, დანიის გარემოს დაცვის
სააგენტო, ამ მემორანდუმის მიზნებისათვის უფლებამოსილი დანიური ორგანო,
შემდგომში "დანიურ მხარედ" წოდებული,

და

საქართველოს მთავრობა, კერძოდ გარემოს დაცვისა და ბუნებრივი რესურსების
სამინისტრო, ამ მემორანდუმის მიზნებისათვის უფლებამოსილი ქართული ორგანო,
შემდგომში "ქართულ მხარედ" წოდებული

იმის გათვალისწინებით, რომ ორივე მხარე წარმოადგენს გაეროს კლიმატის
ცვლილების ჩარჩო კონვენციის (გკცჩკ) მხარეს, და რატიფიცირებული აქვს ამ
კონვენციის კოტოს ოქმი.

მიზნად ისახევენ რა შეასრულონ კოტოს ოქმის მე-12 მუხლის პირობები და მისი
ქვეშეობარე, ამ ოქმის განხორციელების სახელმძღვანელო გადაწყვეტილებები,
მიღებული გკცჩკ-ს მხარეთა კონფერენციის (მკ) მიერ, მოქმედის როგორც კოტოს
ოქმის მხარეთა სხდომა (მს), რომლებიც უზრუნველყოფენ კონვენციის დანართ 1-
ში არ ჩართული მხარეებიდან დანართ 1-ში ჩართული მხარეებისათვის სუფთა
განვითარების მექანიზმის (სგმ) პროექტით დაგროვილი სერტიფიცირებული
ემისიის შემცირებების (სემ) გადაცემას კოტოს ოქმის მე-3 მუხლით
განსაზღვრული მათი რაოდენობრივი შეზღუდვისა და შემცირების
ვალდებულებების ნაწილის შესრულებაში წვლილის შესატანად,

ჩაახს უსვავენ რა კოტოს ოქმით ნაკისრი ვალდებულებების შესასრულებლად
შედა პოლიტიკისა და ღონისძიებების მნიშვნელობას და მე-12 მუხლით
გათვალისწინებული საქმიანობის დამატებით როლს,

კოტოს ოქმის მე-12 მუხლთან მიმართებაში მკ/მს-ის მიერ შემდგომ შექმნილი
სახელმძღვანელო პრინციპების აღიარებით, ასევე, სგმ-ს დაუყოვნებელ და
ეფექტურ განხორციელებასთან დაკავშირებით მკ/მს-ის რაიმე მომავალი
გადაწყვეტილებების მხედველობაში მიღებით,

გლიან რა კოტოს ოქმის ძალაში შესვლას,

ითვალისწინებენ რა იმას, რომ კოტოს ოქმის მე-12 მუხლით განსაზღვრულ სგმ-ს
სფეროში თანამშრომლობა ეფექტურ წვლილს შეიტანს მდგრად განვითარებაში
და სათბურის გაზების ემისიების შემცირებაში,

მოწადინებულნი გამოხატონ პოლიტიკური ნება დაიწონ და განახორციელონ
ხანგრძლივი თანამშრომლობა სგმ დარგში და ხელი შეუწონ სგმ-ს
დაუყოვნებელი ეფექტურ განხორციელებას.

შეთანხმდნენ შემდეგზე:

მუხლი 1
მიზანი

ეს მემორანდუმი იყენებს პროცედურებს, რომლებიც - კიოტოს ოქმის მე-12 მუხლის თანახმად - ხელს უწყობს საქართველოში სათბურის გაზების ემისიების შემცირების მომტანი საპროექტო საქმიანობის გაშლასა და განხორციელებას და ამგვარი საპროექტო საქმიანობიდან მიღებული სეშ-ების შეთანხმებული ნაწილის დანიისათვის გადაცემას.

მუხლი 2
უფლებამოსილი ორგანოები

საქართველოს გარემოს დაცვისა და ბუნებრივი რესურსების სამინისტრო და დანიის სამეფოს გარემოს დაცვის სამინისტრო, დანიის გარემოს დაცვის სააგენტო წარმოადგენს უფლებამოსილ ორგანოებს პროექტების განსახორციელებელი ხელშეკრულებების დასადებად. ყოველი სგმ პროექტისათვის მომზადდება საპროექტო ხელშეკრულება, რომელიც უნდა შეიცავდეს კონკრეტული პროექტების განხორციელების უზრუნველყოფ შესაბამის საკითხებს.

მუხლი 3
ქართული მხარის წვლილი

1. ქართული მხარე ხელს შეუწყობს პროექტების მომზადებასა და განხორციელებას, აღმოუჩენს რა მხარდაჭერას სგმ პროექტების შესრულებით დაინტერესებულ პოტენციურ ბენეფიციარებს ინფორმაციის მიწოდებით და იმ პროექტების სგმ პროექტებად ოფიციალური დამტკიცებით, რომლებიც კიოტოს ოქმის მე-12 მუხლის შესაბამისად აკმაყოფილებენ ამგვარი პროექტებისათვის გათვალისწინებულ ყველა ეროვნულ მოთხოვნას.

2. საპროექტო ხელშეკრულება უნდა შეიცავდეს ქართული მხარის მიერ იმის ოფიციალურ დადასტურებას, რომ იგი გადასცემს დახიურ მხარეს საპროექტო ხელშეკრულებიდან გამომდინარე სეშ-ებს, კიოტოს ოქმის მე-12 მუხლისა და მკ/მს მიერ დამტკიცებული სახელმძღვანელო პრინციპების შესაბამისად.

3. ქართული მხარე გარანტიას იძლევა, რომ გადასცემს შეთანხმებული და წინასწარ გადახდილი სეშ-ების რაოდენობას თითოეული პროექტისათვის შეთანხმებული პერიოდის ფარგლებში, როგორც ეს აღწერილია საპროექტო ხელშეკრულებაში, მანამდე, სანამ სგმ პროექტი გამოიმუშავებს სეშ-ებს, რომლებიც დამტკიცებული იქნება დამოუკიდებელი ორგანოს მიერ.

4. საპროექტო შეთანხმება ასევე ადასტურებს, რომ სეშ-ების გადაცემა თავისუფალია სგმ-თან დაკავშირებული რაიმე სპეციფიური ხარჯებისაგან სეშ-ების შეთანხმებული ანაზღაურების გარდა.

5. პროექტით გათვალისწინებული ღონისძიებების დაბეგვრა, გარდა სეშ-ების გადაცემისა, უნდა განხორციელდეს საქართველოს მოქმედი კანონმდებლობის შესაბამისად.

6. ქართული მხარე თვითონ გადაწყვეტს და წარუდგენს დანიურ მხარეს დასაფინანსებლად შერჩეული პროექტების ნუსხას. პრიორიტეტები დადგენილება მხარეების კონსულტაციების შედეგად.

მუხლი 4 დანიური მხარის წვლილი

1. დანიური მხარე წვლილს შეიტანს სემ პროექტების მომზადებასა და განხორციელებაში ამ პროექტებით წარმოქმნილი სემების შესყიდვით ან იმ სემების მიღებითა და რეგისტრაციით, რომლებიც მიღებულია ქართული მხრიდან ამგვარი სემების საბოლოო მფლობელი კერძო კომპანიების მიერ. დანიის ხელმოწერილი მხარე დაამტკიცებს სემ პროექტებს კოტის ოქმის მე-12 მუხლის შესაბამისად საპროექტო ხელშეკრულების ხელმოწერით.
2. დანიური მხარე აცხობებს ქართულ მხარეს კერძო ფირმისათვის სათანადო მინდობილობის გაცემას.
3. დანიური მხარის წვლილი საქართველოში განხორციელებულ კონკრეტულ პროექტში შეიძლება გამოყენებული იქნას მხოლოდ ამ კონკრეტული პროექტისათვის.

მუხლი 5 გადახდის სქემები

სემ პროექტისათვის გადახდის სქემები შეთანხმებული იქნება გარემოების შესაბამისად ("შემთხვევიდან შემთხვევამდე" პრინციპით) და ოფიციალურად აისახება საპროექტო ხელშეკრულებებში.

მუხლი 6 პროექტების დამოუკიდებელი დამტკიცება, შემოწმება და სერტიფიცირება

პროექტების დამტკიცება, შემოწმება და სერტიფიცირება ჩატარდება კონვენციის აღმასრულებელი საბჭოს მიერ აკრედიტებული დამოუკიდებელი ორგანიზაციების მიერ. ორივე მხარე თავის წვლილს შეიტანს ამ ორგანიზაციების მუშაობაში.

მუხლი 7 ძალაში შესვლა

1. წინამდებარე მემორანდუმი ძალაში შევა მხარეების მიერ მემორანდუმის ძალაში შესვლისათვის აუცილებელი შიდა პროცედურების თაობაზე ბოლო შეტყობინების მომენტიდან.
2. მემორანდუმი ფორმდება 5 წლიანი პერიოდის ვადით და ავტომატურად გრძელდება კიდევ 5 წლიანი პერიოდით, თუ მხარეებიდან არცერთი, მემორანდუმის მოქმედების ვადის დასრულებამდე სულ ცოტა 6 თვით ადრე, წერილობით არ შეატყობინებს მეორე მხარეს დენონსირების თაობაზე განზრახულობის შესახებ.

მუხლი 8

შესწორება და ხაადრევი შეწყვეტა

1. საქართველოს ან დანიის სამეფოს სემ-თან შეხების მქონე ეროვნულ პოლიტიკაში მნიშვნელოვანი ცვლილებების შემთხვევაში, რის შედეგადაც პროექტის შემსრულებლების და/ან ინვესტორების მიერ სემ-ების გამომუშავებასა და გადაცემას შეექმნება სირთულეები, ორივე მხარემ ყველაფერი უნდა იღონოს, რათა პრაქტიკულად მოხდეს საპროექტო ხელშეკრულებით შეთანხმებული სემ-ების გადაცემა.

2. მხარეებს უფლება ეძლევა წერილობით აცნობონ მეორე მხარეს ამ მემორანდუმში შესწორებების შეტანის თაობაზე წინადადებების ან მემორანდუმის მოქმედების შეწყვეტის შესახებ. წინამდებარე მემორანდუმის ჩარჩოებში შესრულებული პროექტები ძალაში რჩება მანამდე, სანამ ხდება საპროექტო ხელშეკრულებით უზრუნველყოფილი სემ-ების გადაცემა. მემორანდუმში ძალას ინარჩუნებს ამგვარი პროექტების მიმართ.

ხელმოწერილია 2004 წლის 12 ნოემბერს, ორ დედანად, თითოეული ქართულ და ინგლისურ ენებზე. ამ მემორანდუმის ინტერპრეტაციასთან დაკავშირებული შეუთანხმებლობის შემთხვევაში, უპირატესობა მიენიჭება ინგლისური ტექსტს.

საქართველოს მთავრობის სახელით



თამარ ლევანიძე
საქართველოს გარემოს დაცვისა და
ბუნებრივი რესურსების მინისტრი

12/11/2004
თარიღი

დანიის სამეფოს მთავრობის სახელით



კონი პიდეგაარდი
დანიის სამეფოს გარემოს დაცვის
მინისტრი

4/11/2004
თარიღი

დანართი 2

მლქმტრომიწოდება, 2006 წ.

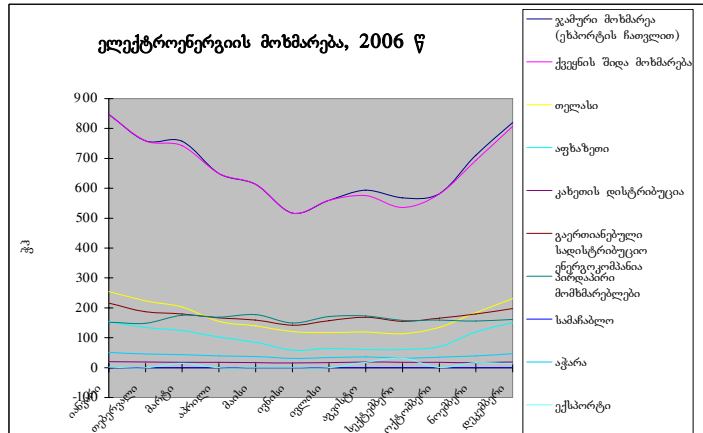
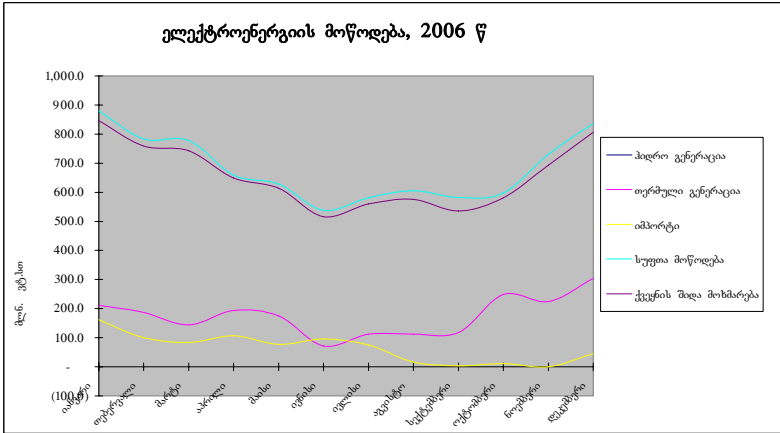
(ენერჯილასის მონაცემებით), კვტ*სთ

	იანვარი	თებერვალი	მარტი	აპრილი	მაისი	ივნისი	ივლისი	აგვისტო	სექტემბერი	ოქტომბერი	ნოემბერი	დეკემბერი	ჯამი
გენერაცია კეს-უბით	506,898,490	495,645,611	549,433,305	358,546,919	376,009,041	370,335,195	393,482,209	475,614,208	460,310,163	338,102,281	505,674,793	485,999,901	5,316,052,116
გენერაცია თეს-უბით	211,122,449	187,234,606	144,593,459	194,186,121	174,957,547	71,570,301	112,808,192	112,476,414	117,717,311	248,214,022	224,816,910	304,103,822	2,103,801,154
ამპორტი	162,137,745	100,701,020	84,238,239	106,316,362	77,015,908	95,927,357	74,486,802	16,658,400	3,761,036	10,747,532	104,227	45,474,014	777,568,642
სუფთა მიწოდება=გენერაცია+ამპორტი-გენერ.	880,158,684	783,581,237	778,265,003	659,049,402	627,982,496	537,832,853	580,777,203	604,749,022	581,788,510	597,063,835	730,595,930	835,577,737	8,197,421,912

მლქმტრომონგარება, 2006 წ.

(ენერჯილასის მონაცემებით), კვტ*სთ

	იანვარი	თებერვალი	მარტი	აპრილი	მაისი	ივნისი	ივლისი	აგვისტო	სექტემბერი	ოქტომბერი	ნოემბერი	დეკემბერი	ჯამი
გამური მოხმარება (ესპორტის და გადღანა)	847,260,871	758,561,181	757,953,320	649,161,919	613,532,843	516,275,176	559,764,075	594,075,229	567,689,209	581,746,081	710,317,358	819,195,655	7,975,532,917
ქვეყნის შიდა მოხმარება=გამური მოხმარება-გ	846,064,113	758,561,181	743,097,472	649,161,919	613,532,843	516,275,176	559,764,075	575,857,372	536,258,604	581,187,831	693,094,737	806,599,608	7,879,454,931
თელასი	254,679,874	223,792,758	203,453,009	154,821,155	139,839,914	120,090,107	117,593,621	119,260,634	113,129,935	134,307,560	183,778,989	231,127,189	1,995,874,745
აფხაზეთი	153,225,144	133,991,134	124,183,721	102,477,564	83,728,166	58,388,577	64,216,261	60,894,598	60,809,288	69,998,720	118,955,860	150,805,582	1,181,674,615
კახეთის ენერჯილასწოდება	19,666,043	19,232,427	18,263,781	17,638,270	16,324,672	15,996,829	16,952,488	18,396,827	17,251,056	17,602,794	16,334,182	19,046,514	212,705,883
ენერჯილასი გაორგია	215,968,888	187,261,215	179,258,488	166,307,964	159,445,100	142,352,808	156,831,260	168,475,033	154,766,503	165,258,513	179,233,103	197,834,792	2,072,993,667
პარლამარი მოხმარებლები	151,550,897	148,149,997	174,718,697	168,411,356	177,379,625	149,234,367	170,630,878	172,653,960	158,420,555	159,402,705	155,385,731	161,022,084	1,946,960,852
სამსახლო	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
აჭარა	50,973,267	46,133,650	43,219,776	39,505,610	36,815,366	30,212,488	33,539,567	36,176,320	31,881,267	34,617,539	39,406,872	46,763,447	469,245,169
ექსპორტი	1,196,758	0	14,855,848	0	0	0	0	18,217,857	31,430,605	558,250	17,222,621	12,596,047	96,077,986
გადაყვანის დანაკარგი	32,897,813	25,020,056	20,311,683	9,887,483	14,449,653	21,557,677	21,013,128	10,673,793	14,099,301	15,317,754	20,278,572	16,382,082	221,888,995



გენერაცია თეს-ები	211,122,449	187,234,606	144,593,459	194,186,121	174,957,547	71,570,301	112,808,192	112,476,414	117,717,311	248,214,022	224,816,910	304,103,822	2,103,801,154
1 მტკვარი	138,239,015	148,448,520	58,436,164	130,612,678	141,446,498	1,503,513			72,431,630	153,993,181	145,137,855	159,200,429	1,149,449,483
2 თბილისრესი	72,883,434	38,786,086	81,445,885	55,506,274	27,863,429	36,171,498	71,758,502	77,424,474	111,981	44,821,821	48,171,315	108,963,093	663,907,792
3 სერტიფიკატი			4,711,410	8,067,169	5,647,620	33,895,290	41,049,690	35,051,940	45,173,700	49,399,020	31,507,740	35,940,300	290,443,879
დაბნული კვეთის შიდა გენერაცია	718,020,939	682,880,217	694,026,764	552,733,040	550,966,588	441,905,496	506,290,401	588,090,622	578,027,474	586,316,303	730,491,703	790,103,723	7,419,853,270
სულ იმპორტი	162,137,745	100,701,020	84,238,239	106,316,362	77,015,908	95,927,357	74,486,802	16,658,400	3,761,036	10,747,532	104,227	45,474,014	777,568,642
მათ შორის:													
1 სიმბეჭეტი	58,007,218	67,305,789	57,135,007	-	-	-	3,299,789	-	-	-	-	-	185,747,803
გვხ ალავერდი	48,943,772	61,992,379	57,135,007	-	-	-	3,299,789	-	-	-	-	-	171,370,947
გვხ ნინოწმინდა	6,626,756	3,362,627	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9,989,383
გვხ ლალვარი	2,436,690	1,950,783	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,387,473
2 რუსეთი	71,360,091	21,472,790	23,501,430	98,580,050	71,148,041	83,202,433	66,826,305	16,658,400	2,054,316	10,747,532	-	-	465,551,388
გვხ კავკასიონი	47,392,773	13,875,784	20,658,678	62,540,788	45,107,081	41,036,353	34,301,505	-	2,054,316	10,747,532	-	-	277,714,810
გვხ ხალხინი	22,419,408	7,144,896	2,842,752	36,039,262	26,040,960	42,166,080	32,524,800	16,658,400	-	-	-	-	185,836,558
გვხ დარიალი	1,547,910	452,110	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,000,020
3 აჭერსაყუანი	4,084,403	-	-	-	-	-	-	-	1,706,720	-	104,227	13,712,391	19,607,741
გვხ გარდაპანი	4,084,403	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,084,403
გვხ გარდ პარალ	-	-	-	-	-	-	-	-	1,706,720	-	104,227	13,712,391	15,523,338
4 თურქეთი	28,686,033	11,922,441	3,601,802	7,736,312	5,867,867	12,724,924	4,360,708	-	-	-	-	-	106,661,710
გვხ აჭარა	28,686,033	11,922,441	3,601,802	7,736,312	5,867,867	12,724,924	4,360,708	-	-	-	-	-	106,661,710
იმპორტი შიდა გენერაცია	880,158,684	783,581,237	778,265,003	659,049,402	627,982,496	537,832,853	580,777,203	604,749,022	581,788,510	597,063,835	730,595,930	835,577,737	8,197,421,912

მლქმტრომონ მარეზა, 2006 წ.
(ენერგობაზრის მონაცემებით), კვტ*სთ

მონ მარეზა

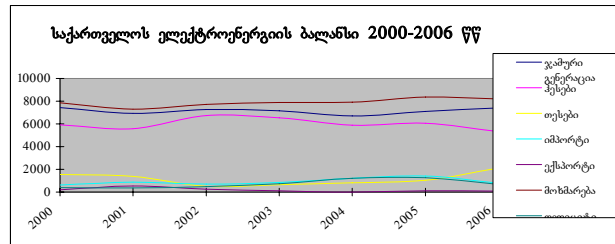
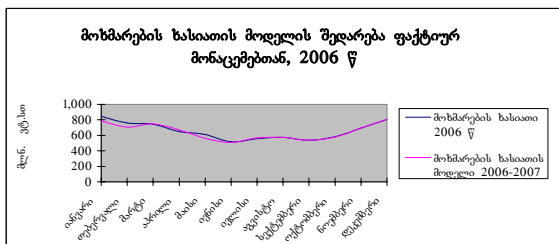
	ინვარი	თებერვალი	მარტი	აპრილი	მაისი	ივნისი	ივლისი	აგვისტო	სექტემბერი	ოქტომბერი	ნოემბერი	დეკემბერი	ჯამი
სადისტრიბუციო კომპანიები	478,544,328	423,149,969	389,120,287	314,442,599	276,708,118	224,688,001	232,301,937	234,728,379	223,071,546	256,526,613	358,475,903	447,742,732	3,859,500,412
1 აფხაზეთი	153,225,144	133,991,134	124,183,721	102,477,564	83,728,166	58,388,577	64,216,261	60,894,598	60,809,288	69,998,720	118,955,860	150,805,582	1,181,674,615
2 სამხაბლო													-
3 აჭარა	50,973,267	46,133,650	43,219,776	39,505,610	36,815,366	30,212,488	33,539,567	36,176,320	31,881,267	34,617,539	39,406,872	46,763,447	469,245,169
4 თელავი	254,679,874	223,792,758	203,453,009	154,821,155	139,839,914	120,090,107	117,593,621	119,260,634	113,129,935	134,307,560	183,778,989	231,127,189	1,995,874,745
5 კახეთის დისტრიბუციის	19,666,043	19,232,427	18,263,781	17,838,270	16,324,872	15,996,829	16,952,488	18,396,827	17,251,056	17,602,794	16,334,182	19,046,514	212,705,883
6 გაერთიანებული სადისტრიბუციო ენერჯიკომპანი	215,968,888	187,261,215	179,258,488	166,307,964	159,445,100	142,352,808	156,831,260	168,475,033	154,766,503	165,258,513	179,233,103	197,834,792	2,072,993,667
პირდაპირი მოხმარებლები	151,550,897	148,149,997	174,718,697	168,411,356	177,379,625	149,234,367	170,630,878	172,653,959	158,420,555	159,402,705	155,385,731	161,022,084	1,946,960,851
1 ფერო	55,378,287	58,796,296	70,279,138	67,496,963	68,979,112	59,594,786	63,823,911	61,781,814	52,799,263	47,073,306	48,191,493	48,223,898	702,418,267
2 კლიაურმანგანუმი	2,998,730	2,552,118	3,306,137	3,211,406	3,279,878	3,018,617	3,153,980	3,348,253	3,332,405	3,598,582	3,571,780	3,639,831	39,011,717
3 გაორევიან მარეზანუმი													-
4 კასპიკემენტი	5,232,592	5,671,794	5,571,893	5,933,471	6,961,408	6,589,013	7,097,482	7,584,688	6,724,578	7,559,249	7,602,458	8,175,387	80,704,013
5 რუსთავეტემენტი	3,415,952	1,904,779	4,259,413	6,248,760	5,864,165	6,022,665	6,261,824	7,081,067	5,848,714	6,484,781	6,461,429	5,548,751	65,402,300
6 მაღნუკული	4439546	3946422	4482165	3499352	4248415	4197380	4775915	5126511	5192053	5706291	5811003	6100500	57,525,553
7 ენერჯი ინვესტი	17,669,099	16,979,334	23,263,321	22,744,594	24,526,642	11,462,802	24,817,062	25,260,006	23,286,489	24,994,261	22,641,365	23,953,239	261,598,214
8 მებრო	5,904,661	5,479,013	5,822,480	5,304,761	5,348,491	5,163,765	4,905,617	4,806,426	4,890,889	5,358,347	5,528,893	5,899,779	64,413,122
9 განათება	3,057,131	2,200,998	2,580,434	2,140,446	2,036,116	1,882,066	1,807,001	1,932,030	2,309,958	2,807,367	3,171,208	3,575,405	29,500,160
10 თბილისის წყალი	27,194,830	25,011,682	27,179,862	24,106,639	27,623,378	26,769,681	28,011,566	28,073,408	26,432,688	27,415,840	25,475,993	25,603,704	318,899,271
11 რკინიგზა	26,260,069	25,607,561	27,973,854	27,724,964	28,512,020	24,533,592	25,976,520	26,576,387	26,563,856	27,656,035	26,530,495	30,127,995	324,043,348
1 რკინიგზ (საცხენ) ს/მ													-
2 მტკვარი ს/მ								672,319	241,405				913,724
3 თბილსრესი ს/მ									236,420	219,548	199,058		655,026
4 თბ. წყალი (ფონ) ს/მ								411,050	520,030	365,400			1,296,480
5 თბ. წყალი (თეთრ) ს/მ												82,346	82,346
6 შაორკესი ს/მ									36,161	109,299	81,776		227,236
7 ქვერულკესი ს/მ										50,345	63,725		114,070
8 რუმბეტალი (ლიონ) ს/მ												35,533	35,533
9 მხორიწუვეკესი ს/მ											37,226		74,348
10 ალახანკესი ს/მ											8,204	5,515	13,719
11 მარტყოფაკესი ს/მ												1,590	1,590
12 კაბალკესი ს/მ									2,286	4,054	9,625	11,489	27,454
13 მაჭახელაკესი ს/მ									3,360				3,360
14 რუსენერგო ეგს/მ													-
ჯამი	630,095,225	571,299,966	563,838,984	482,853,955	454,087,743	373,922,368	402,932,815	407,382,338	381,492,101	415,929,318	513,861,634	608,764,816	5,806,461,263
ექსპორტი სულ	1,196,758	-	14,855,848	-	-	-	-	18,217,857	31,430,605	558,250	17,222,621	12,596,047	96,077,986
მ.შ.													-
1 რუსეთი									10,150	558,250			568,400
2 თურქეთი								9,235,257	31,253,310				40,488,567
3 აზერბაიჯანი	1,196,758		2,887,645										4,084,403
4 აზერბაიჯ (ოპ.პარ)			11,968,203					8,982,600	167,145		17,222,621	12,596,047	50,936,616
სულთა მოხმარება	631,291,983	571,299,966	578,694,832	482,853,955	454,087,743	373,922,368	402,932,815	425,600,195	412,922,706	416,487,568	531,084,255	621,360,863	5,902,539,249

ელექტროენერჯის ბალანსის დინამიკა 2000-2006 წწ

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
ჯამური გენერაცია	7446	6942	7256	7163	6706	7100	7419.9
ჰესები	5905.6	5571.5	6742.9	6527.9	5892.9	6070	5316
თესები	1540.4	1370.5	513.5	635.1	813.2	1030.6	2103.8
იმპორტი	611.5	877.6	713.2	844.2	1210	1399	777.6
ექსპორტი	210.5	523.3	244.5	109.3	-	120	96
მოხმარება	7847	7296.3	7724.7	7898	7916	8379	8197.4
დეფიციტი	401	354.3	468.7	735	1210	1279	681.6

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
ჯამური გენერაცია	7446	6942	7256.4	7163	6706.1	7100.6	7419.9
ჰესები	5905.6	5571.5	6742.9	6527.9	5892.9	6070	5316
თესები	1540.4	1370.5	513.5	635.1	813.2	1030.6	2103.8
იმპორტი	611.5	877.6	713.2	844.2	1210	1399	777.6
ექსპორტი	210.5	523.3	244.5	109.3	0	120	96
მოხმარება	7847	7296.3	7725.1	7897.9	7916.1	8379.6	8197.4
დეფიციტი	401	354.3	468.7	735	1210	1279	681.6

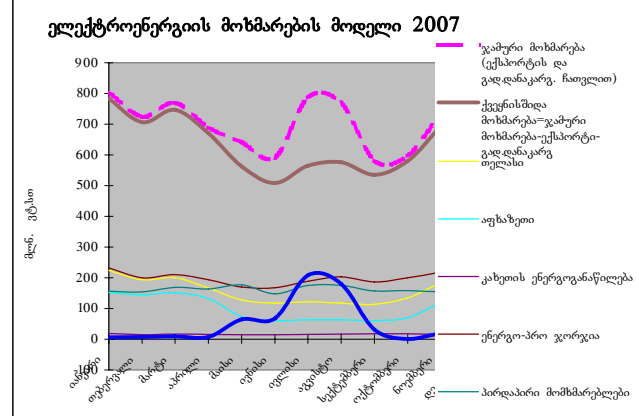
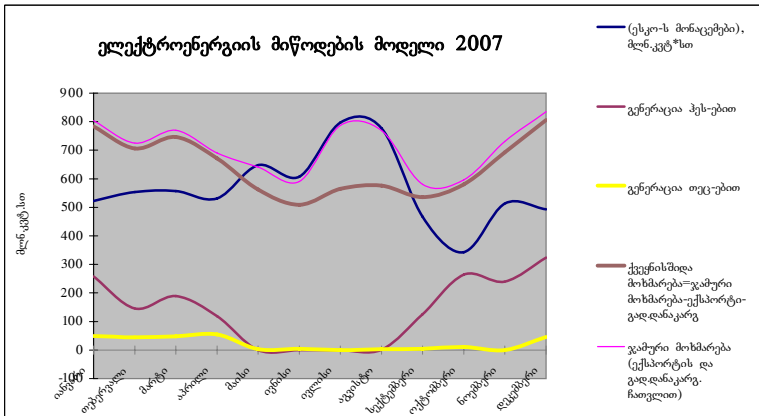
	იანვარი	თებერვალი	მარტი	აპრილი	მაისი	ივნისი	ივლისი	აგვისტო	სექტემბერი	ოქტომბერი	ნოემბერი	დეკემბერი	ჯამი
მოხმარების ხასიათი 2006 წ	846	759	743	649	614	516	560	576	536	581	693	807	7,879
მოხმარების ხასიათის მოდელი 2006-2007 წწ	784	706	746	671	563	508	565	576	535	580	693	806	7,733



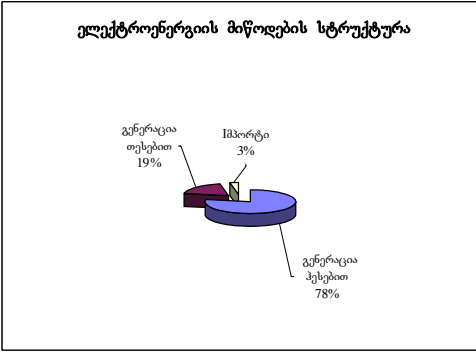
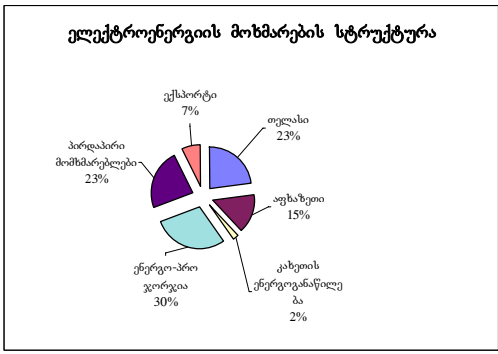
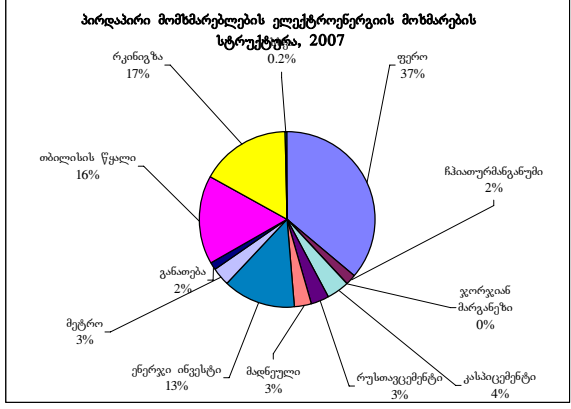
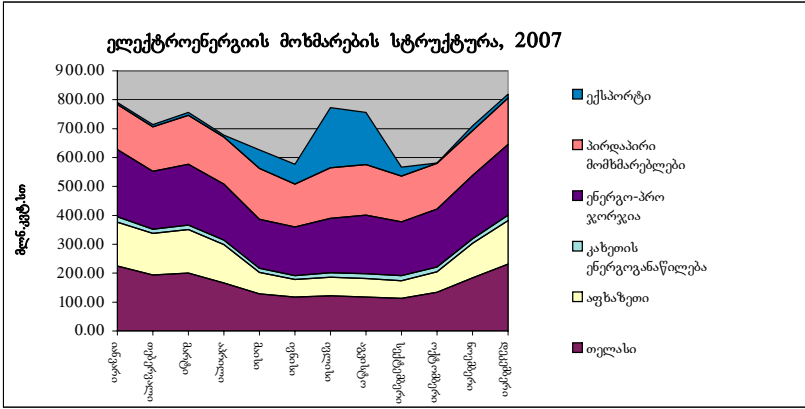
4 **დანართი 3**

ელექტროენერგიის ბალანსის მოდელი 2007

ელექტროენერგიის ბალანსი, 2007 წ.	იანვარი	თებერვალი	მარტი	აპრილი	მაისი	ივნისი	ივლისი	აგვისტო	სექტემბერი	ოქტომბერი	ნოემბერი	დეკემბერი	ჯამი
(ესკო-ს მონაცემები), მლნ.კვტ*სთ	521.70	553.25	557.00	530.63	647.67	607.40	796.73	776.19	466.84	343.00	512.88	492.90	6,806.18
გენერაცია პეს-ებით	257.66	145.11	189.47	119.15	0.32	0.32	0.30	0.40	125.21	264.04	239.15	323.51	1,664.64
გენერაცია თევ-ებით	49.60	44.50	48.50	55.20	3.20	3.90	0.00	3.60	3.80	10.70	0.10	45.50	268.60
იმპორტი	22.80	16.50	19.20	14.60	9.10	8.50	10.30	10.40	14.00	20.60	21.50	26.30	193.80
გენერაციის დანაკარგები და საყოფარი მოხმარება	806.16	726.35	775.77	690.38	642.09	603.12	786.73	769.79	581.85	597.14	730.63	835.61	8,545.62
სუფთა მიწოდება=გენერაცია+იმპორტი-გენერაციის დანაკარგები	466.84	343.00	512.88	492.90	521.70	553.25	557.00	530.63	647.67	607.40			
ელექტროენერგიის ბალანსი, 2007 წ.													
(ესკო-ს მონაცემები), მლნ.კვტ*სთ	იანვარი	თებერვალი	მარტი	აპრილი	მაისი	ივნისი	ივლისი	აგვისტო	სექტემბერი	ოქტომბერი	ნოემბერი	დეკემბერი	ჯამი
ჯამური მოხმარება (ექსპორტის და გადღანაკარგ. ჩათვლით)	804.05	725.43	769.50	689.92	641.40	590.23	786.68	769.39	580.87	596.46	730.25	835.35	8,519.53
ქვეყნის შიდა მოხმარება=ჯამური მოხმარება-ექსპორტი-გადღანაკარგ.	783.65	706.33	746.40	670.92	562.70	508.23	564.67	575.70	535.27	580.46	692.75	806.35	7,733.42
ფელაქსი	224.30	193.60	200.00	166.50	128.30	117.81	121.61	117.86	113.10	134.30	183.80	231.10	1,932.29
ავიაზოლი	152.30	144.30	150.70	132.30	74.30	60.00	63.95	63.67	60.80	70.00	119.00	150.80	1,242.13
კახეთის ენერჯოგანაწილეს	18.60	14.20	16.20	15.50	14.10	14.10	15.59	16.46	17.30	17.60	16.30	19.00	194.95
ენერჯო-პრო ჯორჯია	232.50	200.10	210.30	193.30	169.30	168.00	188.76	202.74	186.70	199.90	218.60	244.60	2,414.80
პირდაპირი მოხმარებულები	155.95	154.13	169.20	163.32	176.70	148.32	174.75	174.96	157.37	158.66	155.05	160.85	1,949.26
ექსპორტი	6.70	7.20	9.70	7.10	64.40	68.00	208.36	180.54	31.50	0.60	17.20	12.60	613.90
გადღანაკარგები	13.70	11.90	13.40	11.90	14.30	14.00	13.65	13.16	14.10	15.40	20.30	16.40	172.21
დისბალანსი=სუფთა მიწოდება-ჯამური მოხმარება	2.11	0.92	6.27	0.46	0.69	12.89	0.05	0.39	0.98	0.68	0.38	0.27	26.09

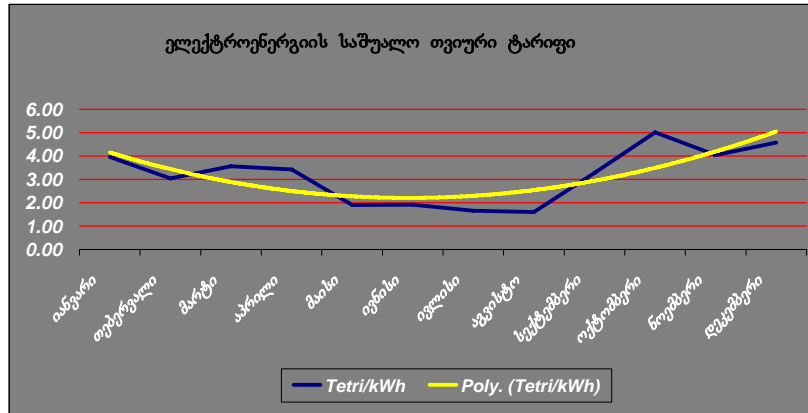


ელექტროენერჯის ბალანსი 2007 <i>(სველს მონაცემები), მლნ კვტ.სთ</i>	El. Balance 2006										ჯამი		
	იანვარი	თებერვალი	მარტი	აპრილი	მაისი	ივნისი	ივლისი	აგვისტო	სექტემბერი	ოქტომბერი		ნოემბერი	დეკემბერი
გენერაცია ჰესებით	521.70	553.25	557.00	530.63	647.67	607.40	796.73	776.19	466.84	343.00	512.88	492.90	6,806.18
inc. Control Dam Plants	367.85	397.46	343.51	291.48	378.19	354.77	579.08	591.30	327.48	165.31	303.96	346.86	4,447.26
ენგური	201.62	225.76	186.21	120.69	256.90	251.52	463.74	453.93	258.11	106.49	220.39	210.04	2,955.40
ვარდნილი	43.41	46.96	42.09	34.99	47.36	28.30	45.43	69.84	39.76	20.69	30.63	42.90	492.36
ხრამი 1	30.43	33.57	27.79	24.44	6.49	14.81	16.30	20.15	12.27	19.37	15.11	27.18	247.91
ხრამი 2	31.24	33.98	19.88	34.18	7.61	0.10	10.97	0.00	16.53	17.55	2.43	3.35	177.80
შაირი	12.68	8.01	12.07	19.07	12.78	10.45	5.89	11.84	0.00	0.00	1.93	19.17	113.88
მკვრული	10.04	12.37	18.76	24.34	5.68	7.51	6.20	7.20	0.71	0.00	0.51	7.91	101.23
მუნღაიკ ჯეორჯია	3.75	4.36	8.11	9.43	1.22	1.72	0.00	0.00	0.10	0.00	0.00	2.33	31.03
ჟინვალი	34.69	32.45	28.60	24.34	40.16	40.37	30.55	28.33	0.00	1.22	32.96	33.98	327.65
გენერირება სავაჭროების ჩათვლით	153.85	155.78	213.49	239.15	269.47	252.64	217.65	184.88	139.35	177.69	208.92	146.04	2,358.92
ვარციხე 2005	63.89	61.56	78.19	79.82	82.05	70.39	60.42	52.05	34.38	43.31	61.36	53.25	740.67
კუბატი	13.08	13.79	20.28	25.25	23.12	31.24	27.61	20.21	14.00	18.05	20.08	12.37	239.10
რიონი	23.02	23.73	27.48	26.98	27.18	22.92	26.50	26.38	23.73	25.56	26.06	22.01	301.56
ლაჯანური	11.05	14.00	25.96	31.74	50.41	38.54	29.50	30.38	17.04	22.72	33.57	11.76	316.68
ორთაჭალენერჯი	6.29	6.39	9.23	10.24	5.48	9.53	6.54	4.31	3.75	6.29	7.20	6.69	81.94
საცხენისი	0.00	0.00	0.00	1.32	5.38	5.17	4.54	6.36	4.56	6.29	5.48	0.10	39.19
თებრისხევი	0.00	0.00	0.00	0.81	4.26	4.06	3.36	3.94	3.04	4.36	3.85	0.10	27.70
ზაპესი	10.85	11.46	17.24	24.14	19.37	21.81	12.86	7.81	6.09	10.34	12.27	11.46	165.78
ბაგუკა	1.83	1.62	2.84	3.85	8.82	8.52	5.98	2.98	3.04	3.75	4.16	2.33	49.73
ნობახევი	7.61	7.10	9.53	11.46	10.34	10.75	10.69	9.36	7.40	9.13	8.82	7.71	109.91
აღმოსავლეთის ენერჯოკორპორაცია (პაღორი)	4.67	2.64	4.87	6.49	14.00	14.30	14.50	9.36	10.55	14.30	11.46	6.39	113.52
აწაქესი	7.10	7.91	10.24	10.24	10.14	6.80	4.63	0.65	2.84	4.06	7.10	7.10	78.81
სრულად მცირე ჰესები	4.46	5.58	7.61	6.80	8.92	8.62	10.51	11.10	8.92	9.53	7.51	4.77	94.33
გენერაცია თესებით	257.66	145.11	189.47	119.15	0.32	0.32	0.30	0.40	125.21	264.04	239.15	323.51	1,664.64
მტკვარი	171.70	144.89	141.91	47.98	0.00	0.00	0.00	0.00	77.02	163.83	154.36	169.36	1,071.06
თბილისრესი	80.32	0.00	32.34	24.26	0.00	0.00	0.00	0.00	0.11	47.66	51.28	115.96	351.91
ვახტანგურბინა (ნურგე ქვესტ)	5.64	0.21	15.21	46.91	0.32	0.32	0.30	0.40	48.09	52.55	33.51	38.19	241.66
იმპორტი	49.60	44.50	48.50	55.20	3.20	3.90	0.00	3.60	3.80	10.70	0.10	45.50	268.60
რუსეთი	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.60	2.10	10.70	0.00	0.00	16.40
თურქეთი	40.50	34.90	38.60	35.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	31.80	180.80
აზერბაიჯანი	9.10	9.60	9.90	20.20	3.20	3.90	0.00	0.00	1.70	0.00	0.10	13.70	71.40
გენერაციის დანაკარგები და საკუთარი მოხმარება	22.80	16.50	19.20	14.60	9.10	8.50	10.30	10.40	14.00	20.60	21.50	26.30	193.80
სულთა მიწოდება გენერაცია+იმპორტი+დანაკარგ	806.16	726.35	775.77	690.38	642.09	603.12	786.73	769.79	581.85	597.14	730.63	835.61	8,545.62



ღანართი 4.3

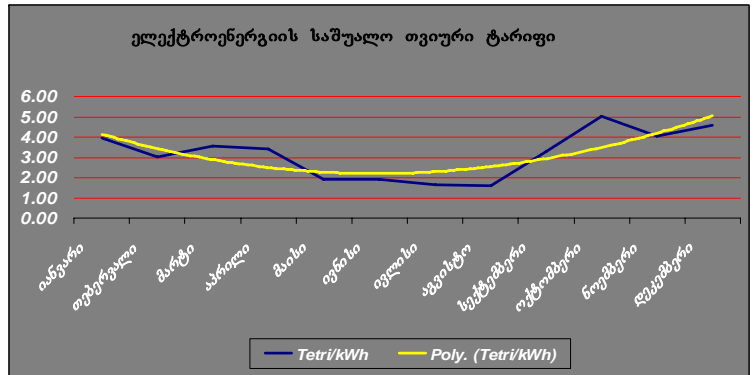
ტარიფი, თეთრი	ელექტროენერჯის გენერაციის ფასი, 2006 (ლარი)													წლიური
	იანვარი	თებერვალი	მარტი	აპრილი	მაისი	ივნისი	ივლისი	აგვისტო	სექტემბერი	ოქტომბერი	ნოემბერი	დეკემბერი		
პილოგენერაციის ფასი	9,018,931	9,355,043	10,438,592	10,892,414	12,327,699	11,635,517	13,228,045	12,453,318	7,715,066	6,871,308	9,401,360	8,742,421	122,079,714	
	5,526,477	5,840,225	5,442,162	5,182,120	5,310,904	5,057,160	7,511,501	7,808,064	4,024,944	2,134,260	3,973,378	5,252,563	63,063,758	
1.187	2,393,262	2,679,779	2,210,276	1,432,586	3,049,362	2,985,558	5,504,546	5,388,185	3,063,808	1,264,047	2,615,975	2,493,182	35,080,565	
1.17	507,870	549,402	492,444	409,381	554,148	331,065	531,578	817,163	465,152	242,069	358,357	501,937	5,760,566	
1.76	535,497	590,832	489,087	430,183	114,239	260,609	286,810	354,640	215,984	340,933	265,963	478,377	4,363,153	
1.51	471,684	513,032	300,162	516,095	114,858	1,531	165,617	0	249,625	264,939	36,755	50,538	2,684,836	
3.82	484,280	306,065	461,034	728,357	488,154	399,047	225,113	452,364	0	0	73,611	732,231	4,350,256	
3.85	386,562	476,369	722,363	937,120	218,661	288,945	238,700	277,200	27,333	0	19,523	304,564	3,897,340	
3	112,576	130,832	243,408	282,961	36,511	51,724	0	0	3,043	0	0	69,980	931,034	
1.83	634,746	593,915	523,387	445,436	734,970	738,682	559,138	518,512	0	22,272	603,195	621,755	5,996,007	
	3,492,454	3,514,817	4,996,430	5,710,294	7,016,795	6,578,357	5,716,544	4,645,254	3,690,122	4,737,049	5,427,982	3,489,858	59,015,956	
1.25	798,682	769,523	977,434	997,718	1,025,609	879,817	755,300	650,613	429,767	541,329	766,988	665,568	9,258,347	
3.64	476,227	502,069	738,337	919,229	841,704	1,137,039	1,005,040	735,717	509,452	657,120	730,953	450,385	8,703,272	
3.5	805,781	830,629	961,968	944,219	951,318	802,231	927,500	923,335	830,629	894,523	912,272	770,284	10,554,689	
3.8	420,081	531,846	986,613	1,206,288	1,915,416	1,464,503	1,121,000	1,154,440	647,465	863,286	1,275,659	447,059	12,033,655	
2.5	157,201	159,736	230,730	256,085	136,917	238,337	163,375	107,725	93,813	157,201	180,020	167,343	2,048,483	
2.33	0	0	0	30,720	125,243	120,517	105,759	148,072	106,339	146,511	127,606	2,363	913,130	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1.42	154,097	162,738	244,828	342,759	275,071	309,635	182,640	110,930	86,410	146,897	174,260	162,738	2,353,003	
4	73,022	64,909	113,590	154,158	352,941	340,771	239,320	119,040	121,704	150,101	166,329	93,306	1,989,192	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7.16	334,037	188,803	348,560	464,746	1,002,110	1,023,895	1,038,200	670,319	755,213	1,023,895	820,568	457,485	8,127,830	
3.85	273,327	304,564	394,371	394,371	390,467	261,613	178,409	25,064	109,331	156,187	273,327	273,327	3,034,355	
საშუალო შეწონილი ტარიფი ჰესებისთვის	1.729	1.691	1.874	2.053	1.903	1.916	1.660	1.604	1.653	2.003	1.833	1.774	1.794	
თბოგენერაციის ფასი	21,831,269	11,881,179	16,170,949	11,341,882	35,563	35,563	33,429	44,572	11,672,676	23,563,619	20,992,724	28,573,190	146,176,615	
8.186	14,055,536	11,860,991	11,617,153	3,927,538	0	0	0	0	6,304,962	13,411,106	12,636,049	13,863,949	87,677,285	
9.015	7,240,771	0	2,915,489	2,186,617	0	0	0	0	9,590	4,296,511	4,622,585	10,453,564	31,725,128	
9.5	534,962	20,187	1,638,307	5,227,727	35,563	35,563	33,429	44,572	5,358,123	5,856,002	3,734,090	4,255,678	26,774,203	
საშუალო შეწონილი ტარიფი თესებისთვის	0.847	0.819	0.853	0.952	1.114	1.114	0	0	0.932	0.892	0.878	0.883	0.878	
ელექტროენერჯის საშუალო შეწონილი ტარიფი	3.958	3.041	3.565	3.422	1.908	1.920	1.664	1.609	3.275	5.014	4.042	4.571	3.167	



6,806.18
 1,664.64
 268.60

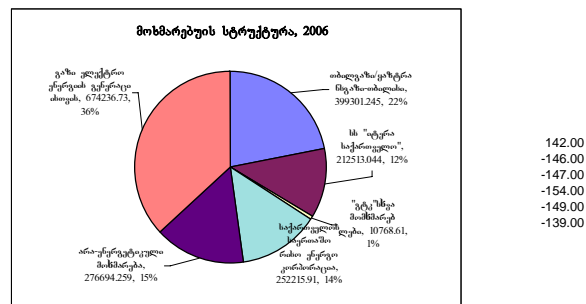
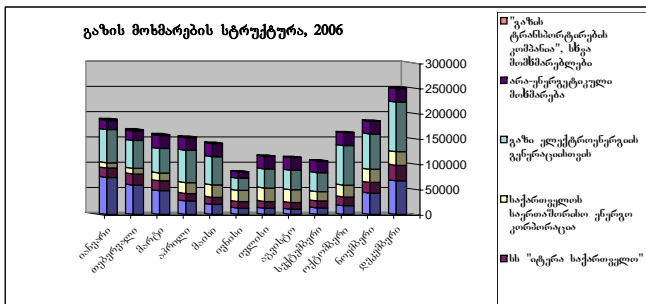
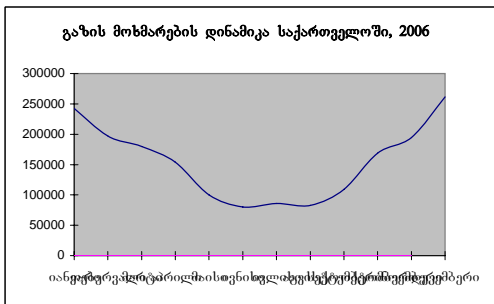
დანართი 4

ტარიფი, თეთრი	ელექტროენერჯის გენერაციის ფასი, 2006 (ლარი)												წლიური
	იანვარი	თებერვალი	მარტი	აპრილი	მაისი	ივნისი	ივლისი	აგვისტო	სექტემბერი	ოქტომბერი	ნოემბერი	დეკემბერი	
პილოტური	9,018,931	9,355,043	10,438,592	10,892,414	12,327,699	11,635,517	13,228,045	12,453,318	7,715,066	6,871,308	9,401,360	8,742,421	122,079,714
	5,526,477	5,840,225	5,442,162	5,182,120	5,310,904	5,057,160	7,511,501	7,808,064	4,024,944	2,134,260	3,973,378	5,252,563	63,063,758
1.187	2,393,262	2,679,779	2,210,276	1,432,586	3,049,362	2,985,558	5,504,546	5,388,185	3,063,808	1,264,047	2,615,975	2,493,182	35,080,565
1.17	507,870	549,402	492,444	409,381	554,148	331,065	531,578	817,163	465,152	242,069	358,357	501,937	5,760,566
1.76	535,497	590,832	489,087	430,183	114,239	260,609	286,810	354,640	215,984	340,933	265,963	478,377	4,363,153
1.51	471,684	513,032	300,162	516,095	114,858	1,531	165,617	0	249,625	264,939	36,755	50,538	2,684,836
3.82	484,280	306,065	461,034	728,357	488,154	399,047	225,113	452,364	0	0	73,611	732,231	4,350,256
3.85	386,562	476,369	722,363	937,120	218,661	288,945	238,700	277,200	27,333	0	19,523	304,564	3,897,340
3	112,576	130,832	243,408	282,961	36,511	51,724	0	0	3,043	0	0	69,980	931,034
1.83	634,746	593,915	523,387	445,436	734,970	738,682	559,138	518,512	0	22,272	603,195	621,755	5,996,007
	3,492,454	3,514,817	4,996,430	5,710,294	7,016,795	6,578,357	5,716,544	4,645,254	3,690,122	4,737,049	5,427,982	3,489,858	59,015,956
1.25	798,682	769,523	977,434	997,718	1,025,609	879,817	755,300	650,613	429,767	541,329	766,988	665,568	9,258,347
3.64	476,227	502,069	738,337	919,229	841,704	1,137,039	1,005,040	735,717	509,452	657,120	730,953	450,385	8,703,272
3.5	805,781	830,629	961,968	944,219	951,318	802,231	927,500	923,335	830,629	894,523	912,272	770,284	10,554,689
3.8	420,081	531,846	986,613	1,206,288	1,915,416	1,464,503	1,121,000	1,154,440	647,465	863,286	1,275,659	447,059	12,033,655
2.5	157,201	159,736	230,730	256,085	136,917	238,337	163,375	107,725	93,813	157,201	180,020	167,343	2,048,483
2.33	0	0	0	30,720	125,243	120,517	105,759	148,072	106,339	146,511	127,606	2,363	913,130
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.42	154,097	162,738	244,828	342,759	275,071	309,635	182,640	110,930	86,410	146,897	174,260	162,738	2,353,003
4	73,022	64,909	113,590	154,158	352,941	340,771	239,320	119,040	121,704	150,101	166,329	93,306	1,989,192
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7.16	334,037	188,803	348,560	464,746	1,002,110	1,023,895	1,038,200	670,319	755,213	1,023,895	820,568	457,485	8,127,830
3.85	273,327	304,564	394,371	394,371	390,467	261,613	178,409	25,064	109,331	156,187	273,327	273,327	3,034,355
საშუალო შეწონილი	1,729	1,691	1,874	2,053	1,903	1,916	1,660	1,604	1,653	2,003	1,833	1,774	1,794
თბოენერჯის ფასი	21,831,269	11,881,179	16,170,949	11,341,882	35,563	35,563	33,429	44,572	11,672,676	23,563,619	20,992,724	28,573,190	146,176,615
8.186	14,055,536	11,860,991	11,617,153	3,927,538	0	0	0	0	6,304,962	13,411,106	12,636,049	13,863,949	87,677,285
9.015	7,240,771	0	2,915,489	2,186,617	0	0	0	0	9,590	4,296,511	4,622,585	10,453,564	31,725,128
9.488	11,143	534,962	20,187	1,638,307	5,227,727	35,563	33,429	44,572	5,358,123	5,856,002	3,734,090	4,255,678	26,774,203
საშუალო შეწონილი	0.847	0.819	0.853	0.952	1.114	1.114	0	0	0.932	0.892	0.878	0.883	0.878
ელექტროენერჯის საშუალო შეწონილი ტარიფი	იანვარი	თებერვალი	მარტი	აპრილი	მაისი	ივნისი	ივლისი	აგვისტო	სექტემბერი	ოქტომბერი	ნოემბერი	დეკემბერი	3.167
	3.958	3.041	3.565	3.422	1.908	1.920	1.664	1.609	3.275	5.014	4.042	4.571	



გაზის მოხმარება 2006წ

	იანვარი	თებერვალი	მარტი	აპრილი	მაისი	ივნისი	ივლისი	აგვისტო	სექტემბერი	ოქტომბერი	ნოემბერი	დეკემბერი	Total
თბილგაზი/ვაზტრანსგაზი-თბილისი	73248.49	58220.97	47019.70	26882.94	19879.32	12422.46	12252.80	10385.01	12825.46	17321.82	42245.83	66596.46	399301.25
სს "იტერა საქართველო"	18750.96	22103.38	19744.17	14683.03	14226.55	13068.75	13495.99	13188.25	14070.91	17231.99	21162.10	30786.96	212513.04
"გაზის ტრანსპორტირების კომპანია", სსჯა მომხმარებლები	2225.90	1926.96	1791.71	1387.13	682.25	0.49	0.00	0.00	40.91	497.58	753.95	1461.74	10768.61
საქართველოს საერთაშორისო ენერჯო კორპორაცია	10495.40	10961.12	15400.73	21502.49	24745.59	22269.73	26641.21	25378.36	18182.92	23696.46	26098.52	26843.39	252215.91
მტკვარი თუხი	40462.52	42447.41	17915.78	40433.54	44630.48	0.00	0.00	0.00	23744.93	47119.21	43990.07	49075.89	349819.84
თბილსრუხი თუხი	25107.47	12830.45	28899.09	19992.85	9341.78	13402.14	25119.66	27524.12	0.00	16068.98	16382.33	38071.95	232740.81
გარდაბანი გაზის ტურბინა	0.00	0.00	1681.73	3734.07	1687.54	10717.76	12662.04	11235.81	13909.47	14931.63	9763.81	11352.23	91676.07
არა-ენერჯეტიკული მოხმარება	17965.37	19127.01	25810.76	24740.86	25863.84	12594.52	25332.60	25144.20	23417.98	25391.54	24744.94	26560.66	276694.26
სულ	169603.13	166768.43	158263.66	153356.90	141057.35	84475.84	115504.30	112855.75	106192.58	162259.20	185141.54	250749.29	1806227.96
გაზი ელექტროენერჯის გენერაციისთვის	65569.99	55277.85	48496.60	64160.46	55659.80	24119.90	37781.70	38759.93	37654.40	78119.82	70136.20	98500.08	674236.73

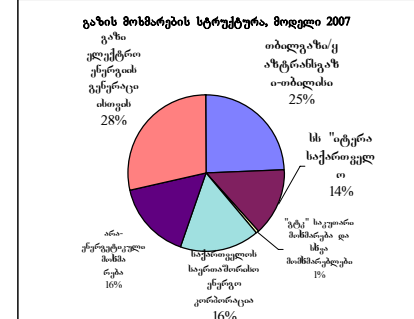
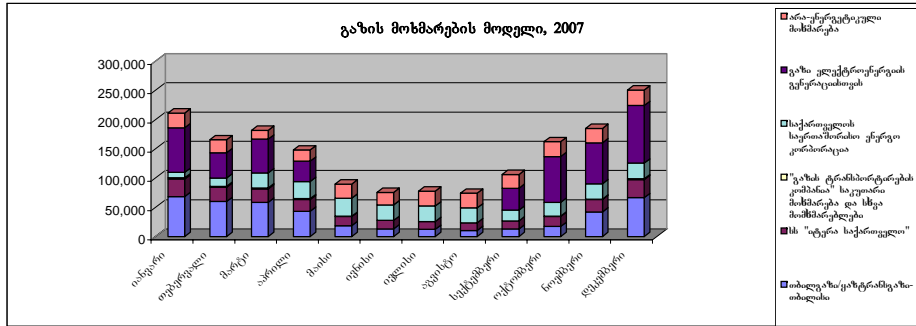


	Total	2006					2007							
		Sept	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	
თბილგაზი/ვაზტრანსგაზი-თბილისი	399301.25	12825.46	17321.82	42245.83	66596.46	68373.41	60069.42	58624.74	43198.56	18745.23	13244.05	12252.80	10385.01	
სს "იტერა საქართველო"	212513.04	14070.91	17231.99	21162.10	30786.96	30032.08	24169.78	22915.36	20039.06	15505.37	14542.60	13495.99	13188.25	
"გაზის ტრანსპორტირების კომპანია", სსჯა მომხმარებლები	10768.61	40.91	497.58	753.95	1461.74	1999.82	1797.37	1804.23	1623.76	645.45	0.00	0.00	0.00	
საქართველოს საერთაშორისო ენერჯო კორპორაცია	252215.91	18182.92	23696.46	26098.52	26843.39	9344.16	14219.34	25551.23	29245.70	30615.27	26200.32	26641.21	25378.36	
მტკვარი თუხი	349819.84	23744.93	47119.21	43990.07	49075.89	49455.16	42807.36	42500.81	14138.51	0.00	0.00	0.00	0.00	
თბილსრუხი თუხი	232740.81	0.00	16068.98	16382.33	38071.95	25063.82	0.00	10426.29	7317.66	32.75	0.00	0.00	0.00	
გარდაბანი გაზის ტურბინა	91676.07	13909.47	14931.63	9763.81	11352.23	1738.35	303.57	4804.25	13451.89	117.68	132.82	0.00	0.00	
არა-ენერჯეტიკული მოხმარება	276694.26	23417.98	25391.54	24744.94	26560.66	25171.53	22334.49	15096.78	19003.55	24279.51	21568.59	25332.60	25144.20	
სულ	1825729.80	106192.58	158674.82	179063.02	243925.90	211178.32	165701.32	181723.69	148018.68	89941.25	75688.38	77722.60	74095.82	
გაზი ელექტროენერჯის გენერაციისთვის	674236.73	37654.40	78119.82	70136.20	98500.08	76257.33	43110.93	57731.35	34908.06	150.43	132.82	0.00	0.00	
		242604.63	197102.83	179599.84	154119.31	100294.19	80214.36	85873.19	82648.02	109111.61	168722.44	194758.60	261251.96	

2007წ გზის მოხმარების მოდელი

54,595,509	57,372,107	47,019,704	26,882,937	19,879,318	12,422,460	12,252,801	10,385,008	12,825,459	17,321,819	42,245,827	66,596,460
------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	TOTAL
თბილგაზ/ვა/სტრანსგაზი-თბილისი	68373.41	60069.42	58624.74	43198.56	18745.23	13244.05	12252.80	10385.01	12825.46	17321.82	42245.83	66596.46	423882.79
სს "იტერა საქართველო"	30032.08	24169.78	22915.36	20039.06	15505.37	14542.60	13495.99	13188.25	14070.91	17231.99	21162.10	30786.96	237140.45
"გაზის ტრანსპორტირების კომპანია" საკუთარი მოხმარება და სხვა მომხმარებლები	1999.82	1797.37	1804.23	1623.76	645.45	0.00	0.00	0.00	40.91	497.58	753.95	1461.74	10624.80
საქართველოს საერთაშორისო ენერჯო კორპორაცია	9344.16	14219.34	25551.23	29245.70	30615.27	26200.32	26641.21	25378.36	18182.92	23696.46	26098.52	26843.39	282016.88
მტკვარი თვის	49455.16	42807.36	42500.81	14138.51	0.00	0.00	0.00	0.00	23744.93	47119.21	43990.07	49075.89	312831.93
თბილსრესი თვის	25063.82	0.00	10426.29	7317.66	32.75	0.00	0.00	0.00	0.00	16068.98	16382.33	38071.95	113363.78
გარდაბანი გაზის ტუბინა	1738.35	303.57	4804.25	13451.89	117.68	132.82	0.00	0.00	13909.47	14931.63	9763.81	11352.23	70505.69
არა-ენერგეტიკული მოხმარება	25171.53	22334.49	15096.78	19003.55	24279.51	21568.59	25332.60	25144.20	23417.98	25391.54	24744.94	26560.66	278046.35
სულ	211178.32	165701.32	181723.69	148018.68	89941.25	75688.38	77722.60	74095.82	106192.58	158674.82	179063.02	243925.90	1711926.37
გაზი ელექტროენერჯის გენერაციისთვის	76257.33	43110.93	57731.35	34908.06	150.43	132.82	0.00	0.00	37654.40	78119.82	70136.20	98500.08	496701.40

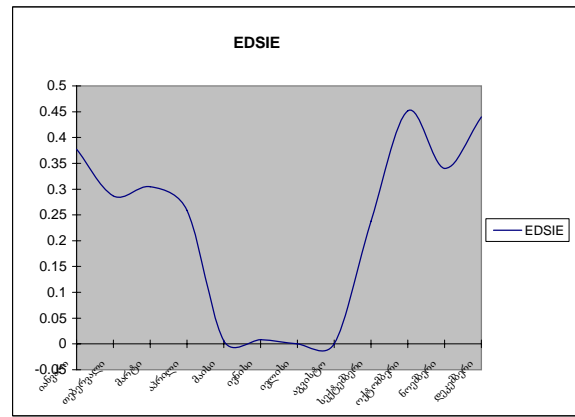
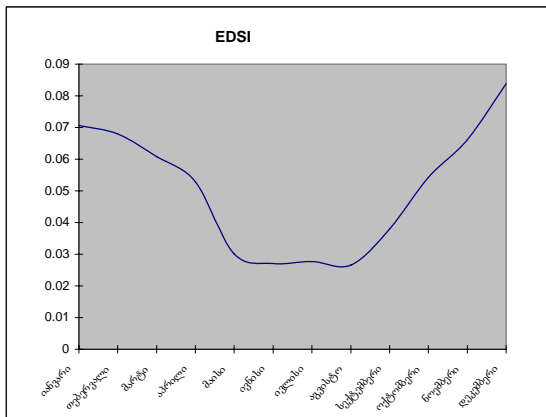
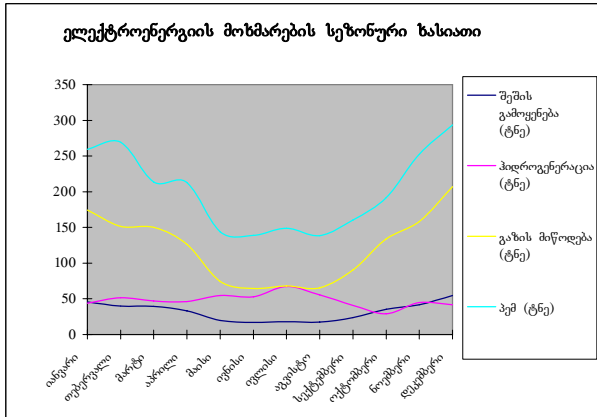


დანართი 6

სეზონურობა და გარეშე ენერგო დამოკიდებულების პარამეტრები

ელექტროენერჯის მოწოდება	იანვარი	თებერვალი	მარტი	აპრილი	მაისი	ივნისი	ივლისი	აგვისტო	სექტემბერი	ოქტომბერი	ნოემბერი	დეკემბერი	
თებერვალი ენერჯია	257.66	145.11	189.47	119.15	0.32	0.32	0.00	0.00	125.21	264.04	239.15	323.51	1,663.9
იმპორტი	49.60	44.50	48.50	55.20	3.20	3.90	0.00	0.00	3.80	10.70	0.10	45.50	265.0
ექსპორტი	-6.70	-7.20	-9.70	-7.10	-64.30	-68.60	-208.40	-180.50	-31.40	-0.60	-17.20	-12.60	1,928.9
შალდენერჯია	521.70	553.25	557.00	530.63	647.67	607.40	796.80	656.80	466.84	343.00	512.88	492.90	6,686.9
ენერჯიის დანაკარგები და საკუთარი მოხმარება	22.80	16.50	19.20	14.60	9.10	8.50	11.81	9.66	14.00	20.60	21.50	26.30	194.6
გამწერი მოხმარება	799.46	719.15	766.07	683.28	577.79	534.52	576.59	466.84	550.45	596.54	713.43	823.01	10,350.2
გაზის მწოდება	იანვარი	თებერვალი	მარტი	აპრილი	მაისი	ივნისი	ივლისი	აგვისტო	სექტემბერი	ოქტომბერი	ნოემბერი	დეკემბერი	
გაზის მოხმარება (კუმ)	211178.322	165701.323	181723.688	148018.681	89941.248	75688.378	82703.532	79454.176	106192.579	162259.2	185141.54	250749.286	1,738,752
გაზის დანაკარგები (მუფ)	9,105.15	7,144.37	7,835.19	6,381.97	3,877.90	3,263.38	3,565.84	3,425.74	4,578.59	6,995.96	7,982.55	10,811.29	74967.95
გაზის მოწოდება	220,283.48	172,845.69	189,558.88	154,400.65	93,819.15	78,951.75	86,269.37	82,879.92	110,771.17	169,255.16	193,124.09	261,560.58	1,813,719.90
გაზის მოწოდება გათბობისთვის (მკმ)	59232.614	46902.02	48303.963	37422.241	14102.443	-132.815	7015.154	3765.798	-7150.202	8451.007	39316.961	76560.83	333790.0
გამწერი ენერჯიის მოწოდება	იანვარი	თებერვალი	მარტი	აპრილი	მაისი	ივნისი	ივლისი	აგვისტო	სექტემბერი	ოქტომბერი	ნოემბერი	დეკემბერი	
შემოს გამოყენება (ტნე)	45.9	39.9	39.5	33.2	19.5	17.0	18.0	17.3	23.8	35.3	41.6	54.5	385.3
ჰიდროენერჯია (ტნე)	44.0	51.7	47.0	46.3	54.7	53.0	67.2	55.4	40.7	28.9	44.7	41.6	575.2
გაზის მოწოდება (ტნე)	174.4	151.5	150.1	126.3	74.3	64.6	68.3	65.6	90.6	134.0	158.0	207.1	1465.0
ელექტროენერჯიის სუფთა იმპორტი	3.6	3.6	3.0	4.3	-5.1	-5.7	-17.3	-15.5	-2.5	0.8	-1.5	2.7	-29.6
პემ (ტნე)	259.4	269.1	213.7	212.7	143.7	139.0	148.6	138.3	160.4	191.8	252.4	293.4	2422.4

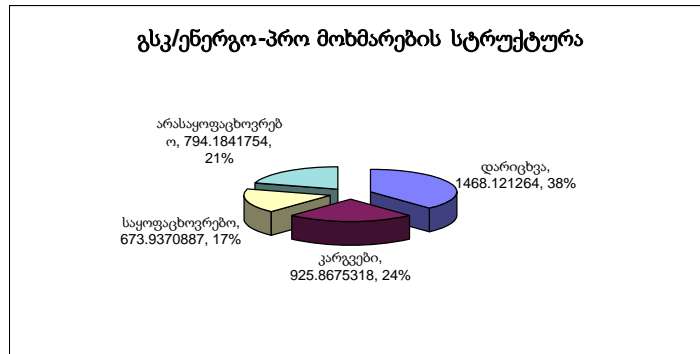
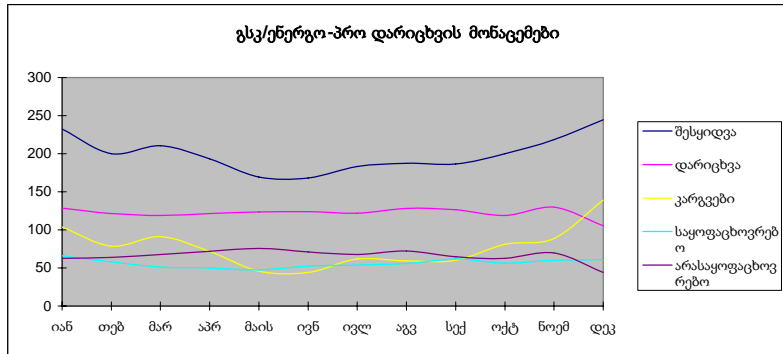
	იანვარი	თებერვალი	მარტი	აპრილი	მაისი	ივნისი	ივლისი	აგვისტო	სექტემბერი	ოქტომბერი	ნოემბერი	დეკემბერი	
EDSI	30.4	31	28	31	30	31	30	31	31	30	30	31	31 EDSI
		7.1%	6.8%	6.1%	5.3%	3.0%	2.7%	2.8%	2.7%	3.8%	5.4%	6.6%	8.4% 60.6%
EDSIE		37.7%	28.6%	30.5%	25.9%	0.6%	0.8%	0.0%	0.0%	23.8%	45.2%	34.0%	44.0% 271.0%
		3.0%	1.8%	2.3%	1.7%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.2%	2.7%	2.3%	3.6% 18.6%



დანართი 7

გსკ/ენერგო-პრო ბილინგის მონაცემები

	იან	თებ	მარ	აპრ	მაის	ივნ	ივლ	აგვ	სექ	ოქტ	ნოემ	დეკ	წელი
შესყიდვა	232.50	200.10	210.30	193.30	169.30	168.00	183.27	187.42	186.70	199.90	218.60	244.60	2,393.99
დარიცხვა	128.62	121.56	118.93	121.64	123.34	123.78	121.64	128.03	126.53	118.86	129.78	105.41	1,468.12
კარგები	103.88	78.54	91.37	71.66	45.96	44.22	61.62	59.40	60.17	81.04	88.82	139.19	925.87
საყოფაცხოვრებო	65.96	57.80	51.46	49.86	47.50	52.65	53.87	55.74	61.84	56.24	59.92	61.09	673.94
არასაყოფაცხოვრებო	62.67	63.76	67.47	71.78	75.84	71.13	67.77	72.28	64.69	62.62	69.86	44.32	794.18



ძრავებიანი საწარმოები

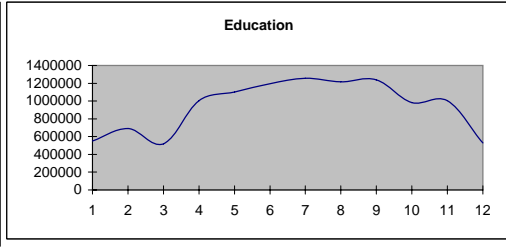
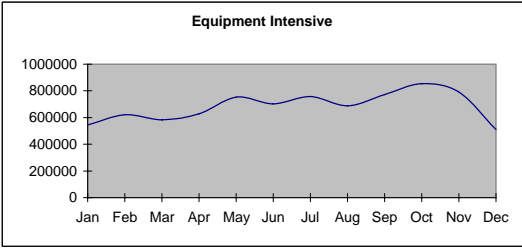
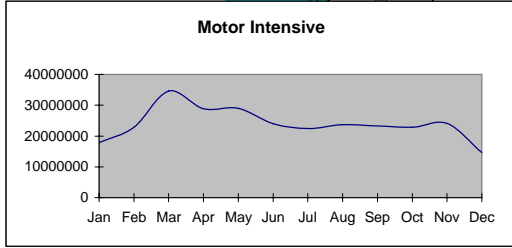
იან	თებ	მარ	აპრ	მაის	ივნ	ივლ	აგვ	სექ	ოქტ	ნოემ	დეკ
31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
1,099,789	1,119,091	1,338,069	1,808,467	1,100,224	1,037,076	1,219,799	1,259,634	1,175,215	1,186,841	1,242,402	924,547
1,219,996	1,721,138	873,114	799,742	810,548	616,406	560,433	481,361	452,128	658,249	1,094,910	460,170
732,596	859,820	789,313	1,240,154	947,324	782,098	685,561	616,280	551,702	518,910	938,475	660,940
3,971,254	8,471,544	3,968,450	10,208,354	9,309,757	8,985,518	8,133,910	8,908,703	9,018,919	8,857,862	7,430,505	5,448,719
9,200,106	7,800,404	26,169,518	13,449,440	15,448,667	11,211,641	10,705,779	10,814,386	10,770,057	9,967,785	12,148,400	5,786,036
668,986	1,904,341	692,461	928,160	871,863	1,084,243	749,066	1,063,997	860,497	883,363	654,531	499,659
986,974	1,030,216	786,689	466,473	483,992	330,099	366,883	514,570	496,052	773,950	602,210	917,423
17,879,733	22,906,582	34,617,644	28,900,820	28,972,407	24,047,111	22,421,461	23,658,962	23,324,602	22,846,992	24,111,462	14,697,526

აპარატურატევადი

იან	თებ	მარ	აპრ	მაის	ივნ	ივლ	აგვ	სექ	ოქტ	ნოემ	დეკ
228,981	301,530	271,223	251,373	386,730	330,338	358,172	331,889	414,199	363,070	326,134	226,102
108,262	118,442	113,160	162,472	128,209	134,861	150,762	117,218	113,342	176,538	196,985	92,403
200,135	191,051	186,590	200,325	212,869	209,600	221,399	211,466	215,366	197,297	256,117	183,244
6,913	10,143	10,728	13,950	24,355	27,247	27,830	27,247	28,461	118,009	13,184	8,375
544,291	621,166	581,702	628,120	752,164	702,045	758,163	687,819	771,368	854,914	792,420	510,124

განათლება

იან	თებ	მარ	აპრ	მაის	ივნ	ივლ	აგვ	სექ	ოქტ	ნოემ	დეკ
157,767	103,607	132,136	198,316	285,897	282,705	346,841	342,560	345,466	281,396	433,378	185,082
48,852	45,557	63,127	47,798	85,884	96,497	96,714	106,752	84,820	70,609	53,039	31,470
27,451	258,388	9,766	131,326	20,119	17,107	25,936	21,444	20,863	20,984	87,509	23,256
40,817	41,201	49,980	37,522	40,771	50,543	47,285	32,896	42,809	36,100	61,588	51,759
208,405	172,803	206,379	501,728	478,024	585,336	563,072	620,350	604,777	461,595	269,292	155,937
67,682	70,984	55,391	85,973	189,996	162,468	175,729	93,470	140,436	110,612	97,774	81,515
550,973	692,540	516,779	1,002,663	1,100,691	1,194,656	1,255,577	1,217,473	1,239,172	981,295	1,002,580	529,019



ოფისები

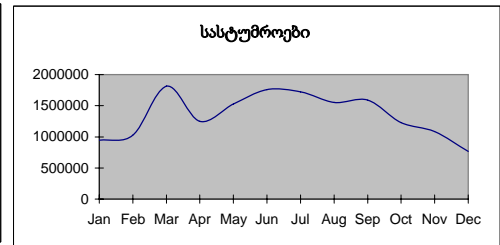
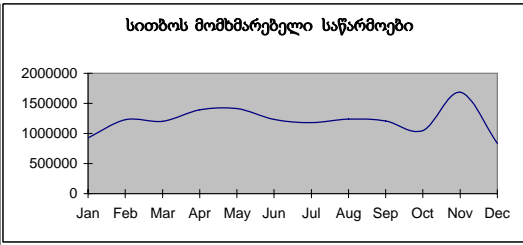
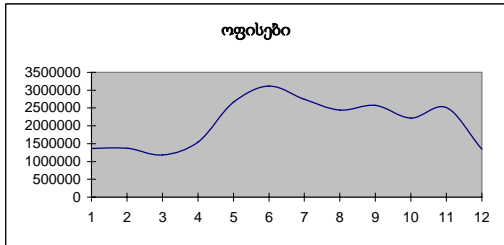
იან	თებ	მარ	აპრ	მაის	ივნ	ივლ	აგვ	სექ	ოქტ	ნოემ	დეკ
72,918	62,335	86,336	103,787	125,553	163,604	150,933	137,522	300,541	136,960	104,783	91,568
850,956	815,098	713,702	873,041	1,721,691	2,143,520	1,727,356	1,531,997	1,471,132	1,381,155	1,892,456	750,605
195,748	242,401	194,976	281,114	487,559	414,530	474,698	429,769	448,991	346,405	263,777	307,741
182,669	228,165	173,411	236,724	268,115	320,753	333,114	263,944	276,780	294,805	213,246	168,412
60,516	28,017	16,408	45,540	58,222	71,446	60,936	75,526	80,869	58,655	36,899	26,527
1,362,807	1,376,016	1,184,833	1,540,206	2,661,141	3,113,853	2,747,036	2,438,757	2,578,313	2,217,981	2,511,162	1,344,853

სითბოს მომხმარებლები

იან	თებ	მარ	აპრ	მაის	ივნ	ივლ	აგვ	სექ	ოქტ	ნოემ	დეკ
174,869	223,512	199,801	338,875	317,588	226,514	313,435	433,584	356,069	262,246	199,708	164,927
442,850	614,491	554,845	548,412	643,545	546,644	487,263	460,697	511,885	399,082	1,064,001	398,297
310,173	388,166	449,391	503,846	452,991	460,119	380,694	347,269	340,438	387,930	424,016	269,938
927,893	1,226,169	1,204,037	1,391,133	1,414,124	1,233,278	1,181,392	1,241,550	1,208,391	1,049,257	1,687,725	833,162

სასტუმროები

იან	თებ	მარ	აპრ	მაის	ივნ	ივლ	აგვ	სექ	ოქტ	ნოემ	დეკ
943,455	1,026,090	1,815,726	1,246,856	1,529,352	1,759,774	1,720,621	1,555,094	1,588,124	1,229,144	1,085,305	767,551



სამედიცინო ცენტრები

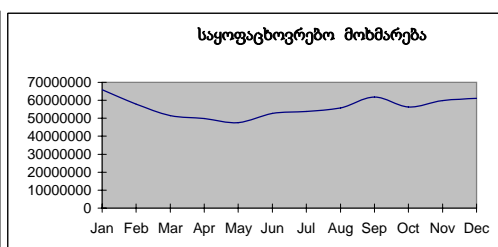
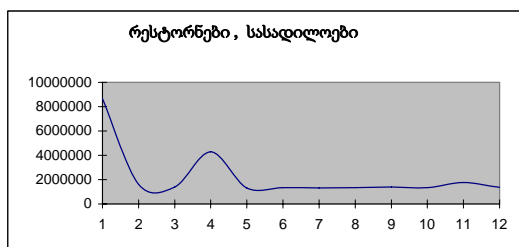
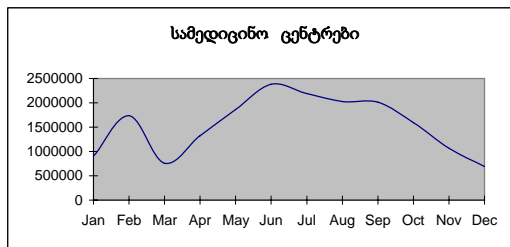
იან	თებ	მარ	აპრ	მაის	ივნ	ივლ	აგვ	სექ	ოქტ	ნოემ	დეკ
439,038	493,050	368,411	497,893	779,819	908,694	855,152	781,546	787,150	640,462	517,272	358,599
424,908	1,222,095	358,720	616,539	1,011,955	1,395,404	1,267,679	1,183,707	1,164,110	898,035	517,457	315,878
45,348	19,687	26,719	208,450	72,557	74,383	71,019	59,928	63,436	53,094	32,707	16,323
909,294	1,734,832	753,850	1,322,882	1,864,331	2,378,481	2,193,850	2,025,181	2,014,696	1,591,591	1,067,436	690,799

რესტორნები -სასადილოები

იან	თებ	მარ	აპრ	მაის	ივნ	ივლ	აგვ	სექ	ოქტ	ნოემ	დეკ
363,117	413,784	479,246	442,107	432,631	385,084	390,372	438,067	404,242	385,186	472,005	395,962
8,290,903	1,200,795	903,040	3,839,836	886,705	966,370	913,357	910,996	995,340	958,450	1,291,105	972,364
8,654,020	1,614,580	1,382,285	4,281,943	1,319,336	1,351,454	1,303,729	1,349,063	1,399,582	1,343,636	1,763,110	1,368,326
143,454	238,757	185,955	125,250	205,584	252,209	255,758	247,832	213,479	194,768	238,191	120,677
1,724,373	1,907,222	1,904,985	1,608,402	1,620,440	1,773,691	1,835,047	1,933,398	1,606,463	1,597,471	2,128,167	1,539,534
201,588	125,296	137,313	145,622	165,587	209,473	180,994	187,698	174,672	153,881	188,845	127,514
2,069,415	2,271,274	2,228,252	1,879,274	1,991,610	2,235,373	2,271,799	2,368,928	1,994,614	1,946,119	2,555,202	1,787,725
29,191	22,967	23,690	27,568	35,310	38,939	39,245	30,836	34,334	31,567	28,619	22,125

იან	თებ	მარ	აპრ	მაის	ივნ	ივლ	აგვ	სექ	ოქტ	ნოემ	დეკ
303,580	278,077	703,057	775,781	830,780	737,406	730,038	1,759,117	1,207,336	625,834	562,828	241,594
18,456	10,141	16,044	16,934	30,425	43,032	32,551	35,394	34,012	20,472	22,642	21,478
47,504	43,651	42,705	50,343	65,054	89,337	72,421	66,194	65,758	63,109	65,568	54,655
369,540	331,869	761,806	843,058	926,260	869,775	835,010	1,860,705	1,307,105	709,415	651,038	317,727
65,955,170	57,800,631	51,457,557	49,855,653	47,501,365	52,652,232	53,870,246	55,744,237	61,842,152	56,244,574	59,921,779	61,091,492

257,894	305,004	197,984	279,807	288,984	324,515	285,085	237,351	300,122	290,272	199,184	160,139
56,832	73,462	50,085	141,977	51,505	57,984	47,422	58,527	58,980	36,585	56,037	48,421
109,392	145,088	117,142	140,681	172,296	155,798	240,208	178,279	148,994	132,878	182,463	182,082
126,810	365,741	234,563	972,047	104,631	66,625	57,901	90,076	72,274	63,375	135,561	157,490
1,040,410	1,158,289	1,154,147	1,318,596	1,300,015	1,331,181	1,142,732	1,290,472	1,123,297	938,982	1,426,677	1,013,371
126,565	28,423	46,396	116,623	109,325	121,700	81,317	104,510	106,187	92,285	68,181	29,840
39,580	29,015	16,938	17,767	24,032	25,198	29,191	28,033	25,679	18,888	45,736	27,434
328,779	393,321	417,096	921,826	561,719	820,619	952,032	730,647	795,380	712,667	489,738	386,895
4,432,919	5,640,579	6,084,026	8,479,180	10,960,554	9,706,444	11,619,464	14,791,621	6,445,560	9,143,972	13,278,656	6,110,998
1,042,422	1,306,080	1,441,902	2,530,181	3,730,781	2,745,096	2,558,227	2,352,599	2,816,515	3,000,641	1,333,236	908,982
713,265	2,179,866	1,008,687	1,370,419	1,328,755	1,284,457	1,210,706	863,400	278,711			
13,083,318	13,788,151	15,838,854	12,662,039	12,656,411	14,048,309	12,172,492	14,523,191	12,145,578			
14,918,686	17,303,843	15,355,161	17,013,578	19,862,115	11,892,988	14,430,546	17,215,468	9,025,651			

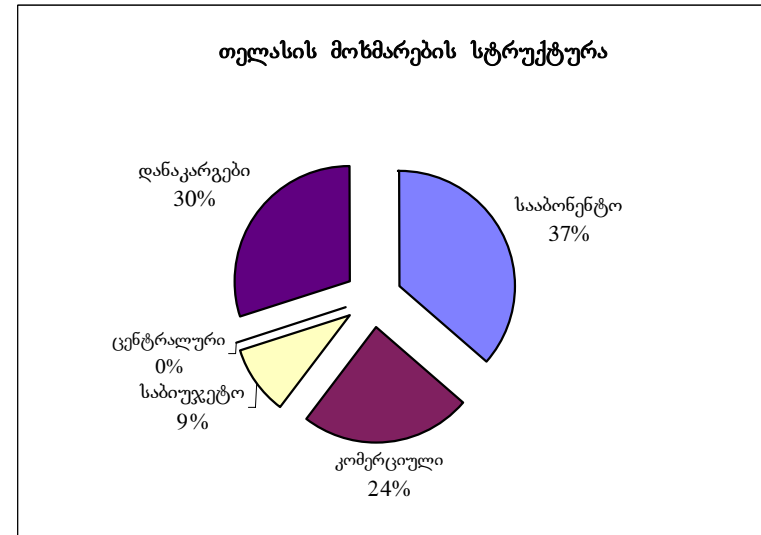
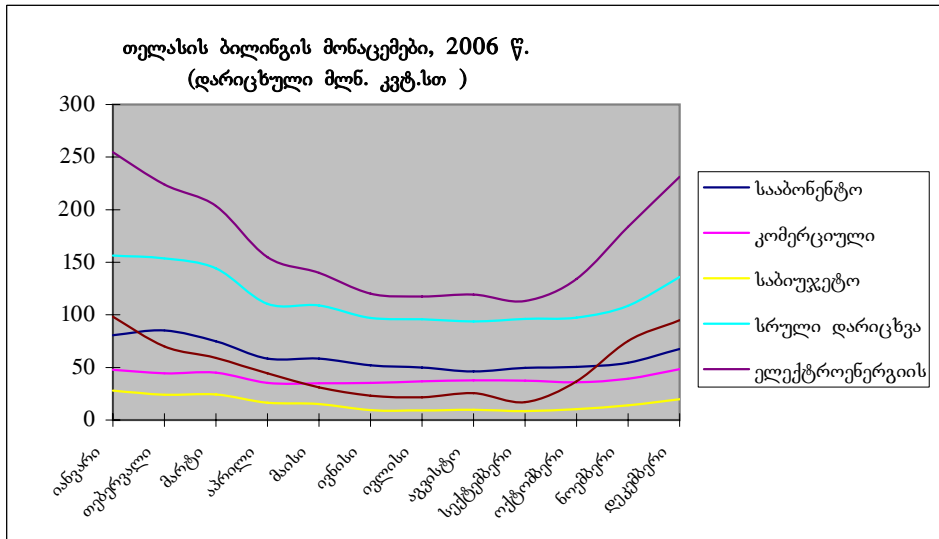


დანართი 8

თელასის ბილინგის მონაცემები, 2006 წ. (დარიცხული მლნ. კვტ.სთ)

თელასის მონაცემები

	იანვარი	თებერვალი	მარტი	აპრილი	მაისი	ივნისი	ივლისი	აგვისტო	სექტემბერი	ოქტომბერი	ნოემბერი	დეკემბერი	ჯამი
სააბონენტო	80.61	85.2	74.82	58.55	58.45	52.15	49.86	46.11	49.47	50.64	54.39	67.55	727.8
კომერციული	47.73	44.42	44.91	35.25	35.06	35.24	36.83	37.62	37.4	35.85	39.34	48.26	477.91
საბიუჯეტო	27.89	23.98	24.33	16.35	15.29	9.49	9.05	9.87	8.56	10.34	13.98	19.66	188.79
ცენტრალური	0.3	0.16	0.22	0.18	0.15	0.14	0.14	0.14	0.72	0.65	0.79	0.68	4.28
სრული დარიცხვა	156.53	153.76	144.28	110.33	108.95	97.02	95.88	93.74	96.15	97.48	108.5	136.15	1398.77
ელექტროენერჯის შესყიდვების დანაკარგები	254.6799	223.79276	203.453	154.8212	139.8399	120.0901	117.5936	119.2606	113.12994	134.30756	183.779	231.12719	1995.875
დანაკარგები	98.14987	70.032758	59.17301	44.49116	30.88991	23.07011	21.71362	25.52063	16.979935	36.82756	75.27899	94.977189	597.1047

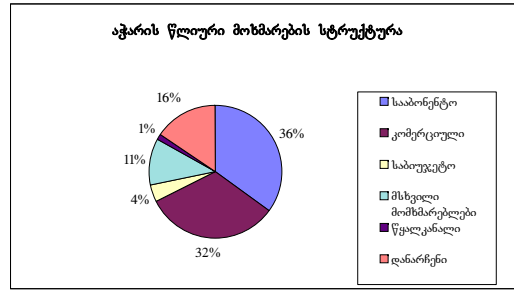
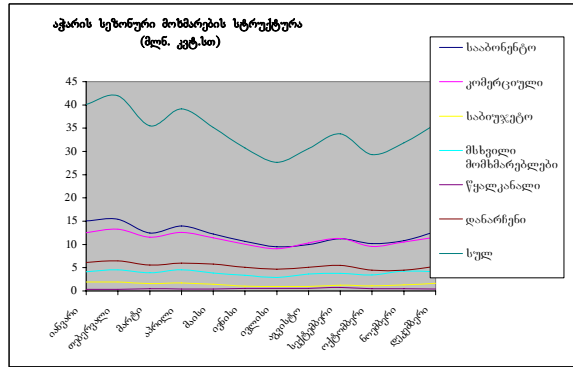


დანართი 9

აჭარის ელექტროენერჯის მოხმარების მონაცემები

	იანვარი	თებერვალი	მარტი	აპრილი	მაისი	ივნისი	ივლისი	აგვისტო	სექტემბერი	ოქტომბერი	ნოემბერი	დეკემბერი	ჯამი
სააბინენტო	15,264,872	14,218,855	12,702,147	13,762,336	12,515,358	10,494,598	9,647,888	10,182,153	11,082,668	10,394,576	10,625,420	12,984,001	143,974,873
კომერციული	12,755,038	12,205,980	11,753,074	12,439,565	11,652,235	9,903,816	9,262,606	10,510,844	11,105,104	9,746,491	10,382,009	11,764,124	133,480,886
საბიუჯეტო	1,957,796	1,773,270	1,637,883	1,727,660	1,491,605	1,033,579	967,981	995,443	1,188,489	1,148,220	1,277,793	1,711,242	16,910,961
მსხვილი მომხმარებელი	4,234,074	4,161,912	3,968,529	4,454,156	3,903,069	3,352,899	2,933,759	3,736,610	3,701,107	3,522,721	4,183,989	4,224,087	46,376,912
წვალკანალი	347,130	346,286	464,113	382,043	398,961	519,254	593,165	585,003	765,847	516,231	489,507	402,687	5,810,227
დანარჩენი	6,216,038	5,924,512	5,682,549	5,875,707	5,858,600	4,998,084	4,767,702	5,193,788	5,449,662	4,559,318	4,430,719	5,426,108	64,382,785
ლტოლულები	208,189	124,202	234,534	172,560	473,441	80,220	283,980	131,557	67,560	63,480	93,610	135,790	2,069,123
დანარჩენი	6007848.91	5,800,310	5,448,015	5,703,147	5,385,159	4,917,864	4,483,722	5,062,231	5,382,102	4,495,838	4,337,109	5,290,318	62,313,662

	30.4	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	ჯამი
სააბინენტო	15.08	15.45	12.46	13.95	12.28	10.64	9.47	9.99	11.24	10.20	10.77	12.74	143.97	
კომერციული	12.52	13.26	11.53	12.61	11.43	10.04	9.09	10.31	11.26	9.56	10.53	11.54	133.48	
საბიუჯეტო	1.92	1.93	1.61	1.75	1.46	1.05	0.95	0.98	1.20	1.13	1.30	1.68	16.91	
მსხვილი მომხმარებელი	4.15	4.52	3.89	4.52	3.83	3.40	2.88	3.67	3.75	3.46	4.24	4.14	46.38	
წვალკანალი	0.34	0.38	0.46	0.39	0.53	0.53	0.58	0.57	0.78	0.51	0.50	0.40	5.81	
დანარჩენი	6.10	6.44	5.58	5.96	5.75	5.07	4.68	5.10	5.53	4.47	4.49	5.32	64.38	
სულ	40.11	41.97	35.53	39.18	35.15	30.72	27.64	30.62	33.76	29.33	31.83	35.83	410.94	



დანართი 10

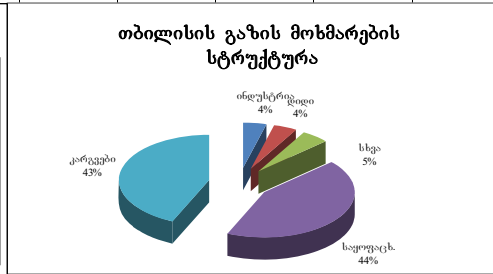
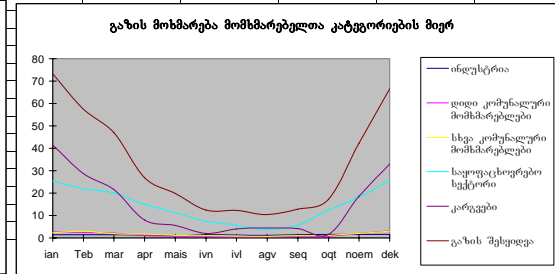
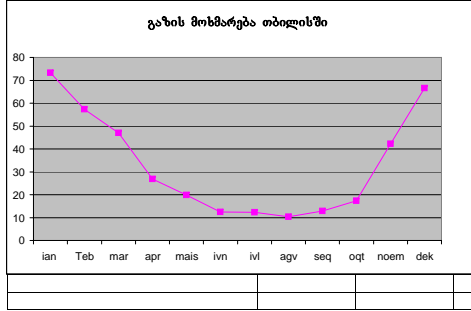
ბუნებრივი გაზის შესყიდვა და განაწილება ბილინგის მონაცემების მიხედვით

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Sum
მოწოდება შპს "გაზტრანსგაზ-თბილისი" სულ	106169112	73360676	75918793	46875784	29221100	12422460	12252801	10385008	12825459	17321819	42245827	66596460	505595299
გის მტკვარი IX ბლოკი	7813157	3158123											10971280
ს.ს. "თბილისრესი"	25107468	12830446	28899089	19992847	9341782								96171632
მიღება ქალაქში სულ მ.შ.	73248487	57372107	47019704	26882937	19879318	12422460	12252801	10385008	12825459	17321819	42245827	66596460	398452387
რეალიზაცია სულ მ.შ.	31824270	28686694	25488507	18935780	14313264	10440159	8266563	5944268	8678483	15788223	23636316	33539410	220263751
დიდი დილოში	757280	798602	637558	318646	216968	128270	113912	86334	123321	183231	651672	1066168	5081962
შპს "ვარკეთილარი"	801011	927102	731262	404652	265863	144412	136864	113772	152576	235631	664356	1145884	5723385
ს.ს. "გარდაბანგაზი" (კოჯორი)	30150	24697	17113	8592	13926	3574	12115	9134	6042	7016	24523	26726	183608
შპს "იბერია-2004" (სოფ. კრწანისი)	17400	52589	17437	0	0	0	0	2696	7603	14578	37563	0	149866
წაკეისი-შინდისი	66300	71515	63509	33222	20940	12712	17100	15317	17631	35231	72234	88630	514341
ტაბახმელა	0	0	0	0	0	4253	6649	3239	4106	7035	4410	4935	34627
შ.ს.ს. "ვაკე"	0	0	0	9010	735	1193	1710	1917	2620	2900	4900	9000	33985
მრეწველობა	1425694	1366363	1444730	1274589	1071107	1471704	1313143	1082741	1360065	1539998	1509480	1578542	16438156
მსხვილი კომუნალური მომსახრ.	2723384	2421620	2167685	1044845	719636	537531	440365	441306	721285	733272	2051788	3075560	17078277
კომუნალური მომსახრებელი									429832	508305	1039890	1539580	3517607
წვრილი კომუნალური მომსახრ.	2101112	2845953	1805648	1609295	1116879	972496	785576	654641	483443	538002	876537	1328203	15114785
დღე-ღიან განთავსებუ. (საკლნიები)	131674	103672	67089	47555	56966	19043	49349	31264	38459	39822	81773	114147	780813
მისახლება სულ მ.შ.	23770265	20074581	18536476	14185374	10830244	7144971	5389779	3501907	5331500	11946202	16617190	23662035	155612339
სამკობრი	2224134	1588869	1664331	1245516	1177789	641203	555082	351743	8	1240867	1416118	1950285	14055945
გლდანი	2033911	1463042	1533634	1356946	1155340	566745	397997	341859	1215	1078260	1477125	2137297	13543371
დილოში	1170742	827151	887579	689004	383109	409944	308481	109118	400	526231	773189	1086432	7171380
წულურეთი	1413360	998994	1141389	741416	754691	546154	474024	238109	2246	781182	963076	1243916	9298557
საბურთალო	3738837	3551072	2795832	2057451	1502349	1012154	757195	383077	27876	1574713	2592539	3620832	23613927
ვაკე-წენეთი	2671856	2656153	2136121	1591908	1246186	460323	449994	310127	5259	1126020	1880801	2552745	17087493
მთაწმინდა	2054464	2090674	1506808	1428705	711551	513240	343734	264272	2140	924474	1486913	2225895	13552870
ისანი	2192207	1597921	1335506	1005572	627468	532222	433998	276583	846	714049	768239	1099949	10584560
ვახსუბანი			439974	478007	280470	194246	161960	77246	243	538490	696579	1046406	3913621
საბურთალო ნუცუბიძე	1800920	1572257	1320587	972732	739122	494492	389572	217666	3441	806413	1365213	1870694	11553109
დიდუბე	1433162	1071997	1031431	778973	596405	433328	252992	206014	889	658250	898664	1317036	8679141
კრწანისი	578667	453939	422138	343768	203550	154958	147460	104314	534	316158	356175	573123	3654784
სანჯინა	2458005	2202512	2321146	998043	965568	662365	421245	381421	1316	979137	1202660	1746931	14340349
ნაძალადევი			497333	486646	523597	296045	240358	6902	681958	739899	1090494	4563232	
განაკარგი კუბ.მ.	41424217	28685413	21531197	7947157	5566054	1982301	3986238	4440740	4146976	1333596	18609511	33057050	178188636
%	56.55	50.00	45.79	29.56	28.00	15.96	32.53	42.76	32.33	8.85	44.05	49.64	44.72

მონაცემთა უზუსტობა - გამრავლდა 100-ზე

ბუნებრივი გაზის შესყიდვა და განაწილება (მლნ კუბმ)

	იან	თებ	მარ	აპრ	მაის	ივნ	ივლ	აგვ	სექ	ოქტ	ნოემ	დეკ	სულ
ინდუსტრია	1.4	1.4	1.4	1.3	1.1	1.5	1.3	1.1	1.4	1.5	1.5	1.6	16.4
დიდი კომუნალური მომსარებლები	2.7	2.4	2.2	1.0	0.7	0.5	0.4	0.4	0.7	0.7	2.1	3.1	17.1
სხვა კომუნალური მომსარებლები	2.2	2.9	1.9	1.7	1.2	1.0	0.8	0.7	1.0	1.1	2.0	3.0	19.4
საყოფაცხოვრებო სექტორი	25.4	21.9	20.0	15.0	11.3	7.4	5.7	3.7	5.6	12.4	18.1	25.9	172.6
კარგები	41.4	28.7	21.5	7.9	5.6	2.0	4.0	4.4	4.1	1.5	18.6	33.1	172.9
გაზის შესყიდვა	73.2	57.4	47.0	26.9	19.9	12.4	12.3	10.4	12.8	17.3	42.2	66.6	398.5



Technical and Economic Assessment:
Off Grid, Mini Grid and Grid Electrification Technologies

C. Power Generation Technology Capital Cost Projections

SPV

Capacity	Contents	Units	2004			2010			2015		
			Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum
50W	Capital Cost	\$/kW	5,830	7,220	8,590	5,230	6,500	7,760	4,660	5,780	6,870
	Fixed O&M	cent/kWh	2.76	3.45	4.14	2.76	3.45	4.14	2.76	3.45	4.14
	Variable O&M	cent/kWh	14.06	17.58	21.10	14.06	17.58	21.10	14.06	17.58	21.10
	Capacity factor	%	16%	20%	22%	16%	20%	22%	16%	20%	22%
300W	Capital Cost	\$/kW	5,830	7,220	8,590	5,230	6,500	7,760	4,660	5,780	6,870
	Fixed O&M	cent/kWh	1.38	1.72	2.06	1.38	1.72	2.06	1.38	1.72	2.06
	Variable O&M	cent/kWh	4.71	5.89	7.07	4.71	5.89	7.07	4.71	5.89	7.07
	Capacity factor	%	16%	20%	22%	16%	20%	22%	16%	20%	22%
25kW	Capital Cost	\$/kW	6,150	7,320	8,470	5,580	6,590	7,590	5,020	5,860	6,700
	Fixed O&M	cent/kWh	0.97	1.21	1.45	0.97	1.21	1.45	0.97	1.21	1.45
	Variable O&M	cent/kWh	3.98	4.98	5.98	3.98	4.98	5.98	3.98	4.98	5.98
	Capacity factor	%	16%	20%	22%	16%	20%	22%	16%	20%	22%
5MW	Capital Cost	\$/kW	5,790	6,880	7,900	5,240	6,190	7,140	4,630	5,500	6,330
	Fixed O&M	cent/kWh	0.78	0.97	1.16	0.78	0.97	1.16	0.78	0.97	1.16
	Variable O&M	cent/kWh	0.19	0.24	0.29	0.19	0.24	0.29	0.19	0.24	0.29
	Capacity factor	%	16%	20%	22%	16%	20%	22%	16%	20%	22%

Technical and Economic Assessment:
Off Grid, Mini Grid and Grid Electrification Technologies

Wind

Capacity	Contents	Units	2004			2010			2015		
			Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum
300W	Capital Cost	\$/kW	4,480	5,240	5,990	4,170	4,850	5,550	3,830	4,450	5,070
	Fixed O&M	cent/kWh	2.79	3.49	4.19	2.79	3.49	4.19	2.79	3.49	4.19
	Variable O&M	cent/kWh	3.92	4.90	5.88	3.92	4.90	5.88	3.92	4.90	5.88
	Capacity factor	%	20%	30%	40%	20%	30%	40%	20%	30%	40%
100kW	Capital Cost	\$/kW	2,260	2,700	3,130	2,110	2,500	2,900	1,930	2,300	2,650
	Fixed O&M	cent/kWh	1.66	2.08	2.50	1.66	2.08	2.50	1.66	2.08	2.50
	Variable O&M	cent/kWh	3.26	4.08	4.90	3.26	4.08	4.90	3.26	4.08	4.90
	Capacity factor	%	20%	30%	40%	20%	30%	40%	20%	30%	40%
10MW	Capital Cost	\$/kW	1,160	1,400	1,640	1,060	1,260	1,470	940	1,120	1,300
	Fixed O&M	cent/kWh	0.53	0.66	0.79	0.53	0.66	0.79	0.53	0.66	0.79
	Variable O&M	cent/kWh	0.21	0.26	0.31	0.21	0.26	0.31	0.21	0.26	0.31
	Capacity factor	%	20%	30%	40%	20%	30%	40%	20%	30%	40%
100MW	Capital Cost	\$/kW	1,000	1,200	1,400	890	1,080	1,240	800	960	1,110
	Fixed O&M	cent/kWh	0.42	0.53	0.64	0.42	0.53	0.64	0.42	0.53	0.64
	Variable O&M	cent/kWh	0.18	0.22	0.26	0.18	0.22	0.26	0.18	0.22	0.26
	Capacity factor	%	20%	30%	40%	20%	30%	40%	20%	30%	40%

Technical and Economic Assessment:
Off Grid, Mini Grid and Grid Electrification Technologies

PV-Wind Hybrids

Capacity	Contents	Units	2004			2010			2015		
			Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum
300W	Capital Cost	\$/kW	4,750	5,530	6,390	4,290	4,980	5,690	3,790	4,420	5,020
	Fixed O&M	cent/kWh	2.78	3.48	4.18	2.78	3.48	4.18	2.78	3.48	4.18
	Variable O&M	cent/kWh	3.94	4.92	5.90	3.94	4.92	5.90	3.94	4.92	5.90
	Capacity factor	%	25%	30%	40%	25%	30%	40%	25%	30%	40%
100kW	Capital Cost	\$/kW	2,350	2,800	3,240	2,100	2,520	2,920	1,910	2,240	2,600
	Fixed O&M	cent/kWh	1.66	2.07	2.48	1.66	2.07	2.48	1.66	2.07	2.48
	Variable O&M	cent/kWh	5.12	6.40	7.68	5.12	6.40	7.68	5.12	6.40	7.68
	Capacity factor	%	25%	30%	40%	25%	30%	40%	25%	30%	40%

Solar Thermal

Capacity	Contents	Units	2004			2010			2015		
			Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum
30MW (without storage)	Capital Cost	\$/kW	2,190	2,450	2,710	1,960	2,200	2,430	1,750	1,960	2,140
	Fixed O&M	cent/kWh	2.41	3.01	3.61	2.41	3.01	3.61	2.41	3.01	3.61
	Variable O&M	cent/kWh	0.60	0.75	0.90	0.60	0.75	0.90	0.60	0.75	0.90
	Capacity factor	%	49%	54%	59%	49%	54%	59%	49%	54%	59%
30MW (with storage)	Capital Cost	\$/kW	4,230	4,780	5,320	3,840	4,300	4,750	3,420	3,820	4,220
	Fixed O&M	cent/kWh	1.46	1.82	2.18	1.46	1.82	2.18	1.46	1.82	2.18
	Variable O&M	cent/kWh	0.36	0.45	0.54	0.36	0.45	0.54	0.36	0.45	0.54
	Capacity factor	%	18%	20%	25%	18%	20%	25%	18%	20%	25%

Technical and Economic Assessment:
Off Grid, Mini Grid and Grid Electrification Technologies

Geothermal

Capacity	Contents	Units	2004			2010			2015		
			Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum
200kW Binary	Capital Cost	\$/kW	5,990	6,750	7,520	5,860	6,580	7,290	5,680	6,410	7,140
	Fixed O&M	cent/kWh	2.40	3.00	3.60	2.40	3.00	3.60	2.40	3.00	3.60
	Variable O&M	cent/kWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20MW Binary	Capital Cost	\$/kW	3,410	3,930	4,450	3,320	3,830	4,320	3,250	3,730	4,200
	Fixed O&M	cent/kWh	1.52	1.90	2.28	1.52	1.90	2.28	1.52	1.90	2.28
	Variable O&M	cent/kWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
50MW Flash	Capital Cost	\$/kW	2,100	2,410	2,720	2,060	2,350	2,260	2,000	2,290	2,590
	Fixed O&M	cent/kWh	1.20	1.50	1.80	1.20	1.50	1.80	1.20	1.50	1.80
	Variable O&M	cent/kWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Biomass Gasifier

Capacity	Contents	Units	2004			2010			2015		
			Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum
100kW	Capital Cost	\$/kW	2,230	2,700	3,190	2,100	2,560	3,010	2,020	2,430	2,840
	Fixed O&M	cent/kWh	0.27	0.34	0.41	0.27	0.34	0.41	0.27	0.34	0.41
	Variable O&M	cent/kWh	1.26	1.57	1.88	1.26	1.57	1.88	1.26	1.57	1.88
	fuel	cent/kWh	2.13	2.66	3.19	2.13	2.66	3.19	2.13	2.66	3.19
20MW	Capital Cost	\$/kW	1,880	2,300	2,700	1,800	2,180	2,550	1,710	2,070	2,430
	Fixed O&M	cent/kWh	0.20	0.25	0.30	0.20	0.25	0.30	0.20	0.25	0.30
	Variable O&M	cent/kWh	0.94	1.18	1.42	0.94	1.18	1.42	0.94	1.18	1.42
	fuel	cent/kWh	2.00	2.50	3.00	2.00	2.50	3.00	2.00	2.50	3.00

Technical and Economic Assessment:
Off Grid, Mini Grid and Grid Electrification Technologies

Biomass Steam

Capacity	Contents	Units	2004			2010			2015		
			Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum
50MW	Capital Cost	\$/kW	1,830	2,150	2,490	1,770	2,090	2,410	1,720	2,040	2,360
	Fixed O&M	cent/kWh	0.36	0.45	0.54	0.36	0.45	0.54	0.36	0.45	0.54
	Variable O&M	cent/kWh	0.09	0.11	0.13	0.09	0.11	0.13	0.09	0.11	0.13
	fuel	cent/kWh	2.00	2.50	3.00	2.00	2.50	3.00	2.00	2.50	3.00

MSW/Landfill Gas

Capacity	Contents	Units	2004			2010			2015		
			Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum
5MW	Capital Cost	\$/kW	2,750	3,140	3,540	2,620	2,980	3,330	2,520	2,830	3,170
	Fixed O&M	cent/kWh	0.09	0.11	0.13	0.09	0.11	0.13	0.09	0.11	0.13
	Variable O&M	cent/kWh	0.10	0.13	0.16	0.10	0.13	0.16	0.10	0.13	0.16
	fuel	cent/kWh	0.80	1.00	1.20	0.80	1.00	1.20	0.80	1.00	1.20

Biogas

Capacity	Contents	Units	2004			2010			2015		
			Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum
60kW	Capital Cost	\$/kW	2,450	2,800	3,130	2,410	2,730	3,060	2,340	2,660	2,970
	Fixed O&M	cent/kWh	0.15	0.19	0.23	0.15	0.19	0.23	0.15	0.19	0.23
	Variable O&M	cent/kWh	0.52	0.65	0.78	0.52	0.65	0.78	0.52	0.65	0.78
	fuel	cent/kWh	0.88	1.10	1.32	0.88	1.10	1.32	0.88	1.10	1.32

Technical and Economic Assessment:
Off Grid, Mini Grid and Grid Electrification Technologies

Pico/Micro Hydro

Capacity	Contents	Units	2004			2010			2015		
			Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum
300W	Capital Cost	\$/kW	1,200	1,500	1,800	1,190	1,485	1,790	1,170	1,470	1,770
	Fixed O&M	cent/kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Variable O&M	cent/kWh	0.72	0.90	1.08	0.72	0.90	1.08	0.72	0.90	1.08
	Capacity factor	%	25%	30%	35%	25%	30%	35%	25%	30%	35%
1kW	Capital Cost	\$/kW	2,200	2,600	3,000	2,180	2,575	2,980	2,150	2,550	2,950
	Fixed O&M	cent/kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Variable O&M	cent/kWh	0.43	0.54	0.65	0.43	0.54	0.65	0.43	0.54	0.65
	Capacity factor	%	25%	30%	35%	25%	30%	35%	25%	30%	35%
100kW	Capital Cost	\$/kW	2,170	2,500	2,800	2,180	2,470	2,770	2,130	2,450	2,720
	Fixed O&M	cent/kWh	0.84	1.05	1.26	0.84	1.05	1.26	0.84	1.05	1.26
	Variable O&M	cent/kWh	0.34	0.42	0.50	0.34	0.42	0.50	0.34	0.42	0.50
	Capacity factor	%	25%	30%	35%	25%	30%	35%	25%	30%	35%

Technical and Economic Assessment:
Off Grid, Mini Grid and Grid Electrification Technologies

Mini Hydro

Capacity	Contents	Units	2004			2010			2015		
			Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum
5MW	Capital Cost	\$/kW	2,070	2,300	2,590	2,020	2,280	2,540	2,000	2,250	2,500
	Fixed O&M	cent/kWh	0.59	0.74	0.89	0.59	0.74	0.89	0.59	0.74	0.89
	Variable O&M	cent/kWh	0.28	0.35	0.42	0.28	0.35	0.42	0.28	0.35	0.42
	Capacity factor	%	35%	45%	55%	35%	45%	55%	35%	45%	55%

Large Hydro

Capacity	Contents	Units	2004			2010			2015		
			Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum
100MW	Capital Cost	\$/kW	1,770	2,100	2,440	1,750	2,080	2,410	1,730	2,060	2,380
	Fixed O&M	cent/kWh	0.40	0.50	0.60	0.40	0.50	0.60	0.40	0.50	0.60
	Variable O&M	cent/kWh	0.26	0.32	0.38	0.26	0.32	0.38	0.26	0.32	0.38
	Capacity Factor	%	40%	50%	60%	40%	50%	60%	40%	50%	60%

Pumped Storage Hydro

Capacity	Contents	Units	2004			2010			2015		
			Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum
150MW	Capital Cost	\$/kW	2620	3,110	3,580	2,590	3,080	3,580	2,550	3,050	3,550
	Fixed O&M	cent/kWh	0.26	0.32	0.38	0.26	0.32	0.38	0.26	0.32	0.38
	Variable O&M	cent/kWh	0.27	0.33	0.39	0.27	0.33	0.39	0.27	0.33	0.39

Technical and Economic Assessment:
Off Grid, Mini Grid and Grid Electrification Technologies

Diesel/Gasoline Generator

Capacity	Contents	Units	2004			2010			2015		
			Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum
300W	Capital Cost	\$/kW	660	820	980	650	810	970	640	800	960
	Fixed O&M	cent/kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Variable O&M	cent/kWh	4.00	5.00	6.00	4.00	5.00	6.00	4.00	5.00	6.00
	Fuel	cent/kWh	39.50	47.75	70.60	34.90	45.89	66.92	37.34	46.86	68.88
1kW	Capital Cost	\$/kW	510	630	750	500	625	750	500	620	740
	Fixed O&M	cent/kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Variable O&M	cent/kWh	2.40	3.00	3.60	2.40	3.00	3.60	2.40	3.00	3.60
	Fuel	cent/kWh	32.09	38.80	57.36	28.35	37.29	54.37	30.34	38.08	55.97
100kW	Capital Cost	\$/kW	490	600	710	490	595	710	480	590	700
	Fixed O&M	cent/kWh	1.60	2.00	2.40	1.60	2.00	2.40	1.60	2.00	2.40
	Variable O&M	cent/kWh	2.40	3.00	3.60	2.40	3.00	3.60	2.40	3.00	3.60
	Fuel	cent/kWh	9.63	12.15	19.15	8.99	11.83	18.51	9.57	12.12	19.10
5MW	Capital Cost	\$/kW	470	560	650	460	555	650	460	550	640
	Fixed O&M	cent/kWh	0.80	1.00	1.20	0.80	1.00	1.20	0.80	1.00	1.20
	Variable O&M	cent/kWh	2.00	2.50	3.00	2.00	2.50	3.00	2.00	2.50	3.00
	Fuel	cent/kWh	2.86	3.94	7.27	2.67	3.79	6.97	2.85	3.93	7.24

Technical and Economic Assessment:
Off Grid, Mini Grid and Grid Electrification Technologies

Micro Turbine

Capacity	Contents	Units	2004			2010			2015		
			Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum
150W	Capital Cost	\$/kW	730	900	1,070	640	780	920	560	680	800
	Fixed O&M	cent/kWh	0.80	1.00	1.20	0.80	1.00	1.20	0.80	1.00	1.20
	Variable O&M	cent/kWh	2.00	2.50	3.00	2.00	2.50	3.00	2.00	2.50	3.00
	Fuel	cent/kWh	22.56	24.25	28.44	21.72	23.40	27.60	22.56	24.24	28.44

Fuel Cells

Capacity	Contents	Units	2004			2010			2015		
			Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum
200kW	Capital Cost	\$/kW	2,900	3520	4,150	2,340	2,820	3,300	1,750	2,100	2,450
	Fixed O&M	cent/kWh	0.08	0.10	0.12	0.08	0.10	0.12	0.08	0.10	0.12
	Variable O&M	cent/kWh	3.60	4.50	5.40	3.60	4.50	5.40	3.60	4.50	5.40
	fuel	Cent/kWh	13.67	14.70	17.24	13.17	14.18	16.73	13.67	14.69	17.24
5 MW	Capital Cost	\$/kW	2,900	3515	4,150	2,340	2,820	3,300	1,750	2100	2,450
	Fixed O&M	cent/kWh	0.08	0.10	0.12	0.08	0.10	0.12	0.08	0.10	0.12
	Variable O&M	cent/kWh	3.60	4.50	5.40	3.60	4.50	5.40	3.60	4.50	5.40
	fuel	Cent/kWh	2.10	3.12	5.70	2.01	3.06	5.56	2.09	3.12	5.70

Technical and Economic Assessment:
Off Grid, Mini Grid and Grid Electrification Technologies

Combustion Turbine

Capacity	Contents	Units	2004			2010			2015		
			Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum
150MW	Capital Cost	\$/kW	380	450	520	370	430	490	360	420	480
	Fixed O&M	cent/kWh	0.24	0.30	0.36	0.24	0.30	0.36	0.24	0.30	0.36
	Variable O&M	cent/kWh	0.80	1.00	1.20	0.80	1.00	1.20	0.80	1.00	1.20
	Fuel	cent/kWh	3.09	4.60	8.40	2.98	4.50	8.22	3.10	4.61	8.42

Combined Cycle

Capacity	Contents	Units	2004			2010			2015		
			Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum
300W	Capital Cost	\$/kW	510	600	690	500	580	660	480	560	640
	Fixed O&M	cent/kWh	0.08	0.10	0.12	0.08	0.10	0.12	0.08	0.10	0.12
	Variable O&M	cent/kWh	0.32	0.40	0.48	0.32	0.40	0.48	0.32	0.40	0.48
	Fuel	cent/kWh	2.09	3.10	5.66	2.01	3.04	5.54	2.10	3.11	5.68

Technical and Economic Assessment:
Off Grid, Mini Grid and Grid Electrification Technologies

Coal Steam

Capacity	Contents	Units	2004			2010			2015		
			Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum
300MW	Capital Cost	\$/kW	810	930	1,050	790	910	1,030	770	890	1,010
	Fixed O&M	cent/kWh	0.31	0.38	0.46	0.31	0.38	0.46	0.31	0.38	0.46
	Variable O&M	cent/kWh	0.29	0.36	0.43	0.29	0.36	0.43	0.29	0.36	0.43
	Fuel	cent/kWh	1.52	1.80	2.66	1.33	1.66	2.44	1.39	1.71	2.51

Coal IGCC

Capacity	Contents	Units	2004			2010			2015		
			Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum
300MW	Capital Cost	\$/kW	1,060	1,200	1,360	950	1,080	1,210	850	960	1,070
	Fixed O&M	cent/kWh	0.72	0.90	1.08	0.72	0.90	1.08	0.72	0.90	1.08
	Variable O&M	cent/kWh	0.17	0.21	0.25	0.17	0.21	0.25	0.17	0.21	0.25
	fuel	Cents/kWh	1.40	1.66	2.45	1.22	1.53	2.25	1.28	1.58	2.32

Technical and Economic Assessment:
Off Grid, Mini Grid and Grid Electrification Technologies

Coal AFBC

Capacity	Contents	Units	2004			2010			2015		
			Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum
300MW	Capital Cost	\$/kW	910	1,050	1,190	870	1,000	1,130	830	950	1,080
	Fixed O&M	cent/kWh	0.40	0.50	0.60	0.40	0.50	0.60	0.40	0.50	0.60
	Variable O&M	cent/kWh	0.27	0.34	0.41	0.27	0.34	0.41	0.27	0.34	0.41
	Fuel	cent/kWh	1.19	1.39	1.93	1.22	1.43	1.99	1.24	1.46	2.05

Oil Steam

Capacity	Contents	Units	2004			2010			2015		
			Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum	Minimum	Probable	Maximum
300MW	Capital Cost	\$/kW	710	820	930	700	810	910	690	800	900
	Fixed O&M	cent/kWh	0.28	0.35	0.42	0.28	0.35	0.42	0.28	0.35	0.42
	Variable O&M	cent/kWh	0.24	0.30	0.36	0.24	0.30	0.36	0.24	0.30	0.36
	Fuel	cent/kWh	3.18	4.36	8.06	3.00	4.23	7.78	3.20	4.38	8.09