

საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი

მ. გუდიაშვილი. მ. არაბიძე

ენერგეტიკული წარმოების
დაბეზმვა-ბანვითარება



რეგისტრირებულია სტუ-ს
სარელაქციო-საგამომცემლო
საბჭოს მიერ

დამხმარე სახელმძღვანელო ეხება ისეთ მნიშვნელოვან საკითხებს, როგორცაა: ენერგეტიკული პროცესის ორგანიზაცია და დაგეგმვა. ელექტროსისტემის სიმძლავრის, ელექტროენერჯისა და კრებსითი ენერგეტიკული ბალანსების შედგენის პრინციპები, ენერგეტიკული და ეკონომიკური ინდიკატორების ანალიზის მეთოდები, ენერგეტიკული და სამრეწველო საწარმოების ენერგოეფექტურობა და ენერგომენეჯმენტი. დამხმარე სახელმძღვანელოში გაანალიზებულია მსოფლიო ცივილიზაციის ისეთი აქტუალური პრობლემა, როგორცაა სითბური გაზების გამოფრქვევა და ნაჩვენებია სუფთა განვითარების მექანიზმის განხორციელების პერსპექტივები საქართველოში.

დამხმარე სახელმძღვანელო განკუთვნილია საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტის ენერგეტიკისა და ტელეკომუნიკაციის ფაკულტეტის ელექტროენერგეტიკისა და თბოენერგეტიკის დეპარტამენტების სტუდენტებისა და მაგისტრანტებისათვის. იგი აგრეთვე დიდ დახმარებას გაუწევს დოქტორანტებსა და ამ დარგში მოღვაწე სპეციალისტებს.

დამხმარე სახელმძღვანელოში I-IV თავები დამუშავებულია ასოც. პროფ. მ. გუღიაშვილის, ხოლო V-VII თავები ასისტ. პროფ. მ. არაბიძის მიერ.

რეცენზენტი ასოცირებული პროფესორი გ. ამყოლაძე

© საგამომცემლო სახლი „ტექნიკური უნივერსიტეტი“, 2009

ISBN 978-9941-14-286-4

<http://www.gtu.ge/publishinghouse/>



ყველა უფლება დაცულია. ამ წიგნის არც ერთი ნაწილი (იქნება ეს ტექსტი, ფოტო, ილუსტრაცია თუ სხვა) არანაირი ფორმით და საშუალებით (იქნება ეს ელექტრონული თუ მექანიკური), არ შეიძლება გამოყენებულ იქნას გამომცემლის წერილობითი ნებართვის გარეშე.

საავტორო უფლებების დარღვევა ისჯება კანონით.

შინაარსი

თავი I.	ელექტროენერგეტიკული სისტემის ორგანიზაცია და საწარმოო პროცესების დაგეგმვა	
1.1.	საწარმოო პროცესის დაგეგმვა ენერგეტიკულ საწარმოში	4
1.2.	ელექტროსისტემის ელექტროსადგურებს შორის დატვირთვების ეკონომიკური განაწილება	14
1.3.	ენერგეტიკულ საწარმოებში სარემონტო სამუშაოთა დაგეგმვა	19
1.4.	ელექტროსისტემის საიმედოობა და ელექტროენერჯის ხარისხი	22
თავი II.	სათბობ-ენერგეტიკული ბალანსი და ენერგეტიკული ინდიკატორების ანალიზი	
2.1.	სიმსლავრის ბალანსის დაგეგმვა, ენერგეტიკული საწარმოს საჯგემო მანქანებლები	25
2.2.	ელექტროენერჯის ბალანსის დაგეგმვა	26
2.3.	კრებისითი ენერგეტიკული ბალანსის დაგეგმვა	32
2.4.	ენერგომოთხოვნილების დაგეგმვა და ენერგიაშემცველის არჩევის ტექნიკურ-ეკონომიკური დასაბუთება	39
თავი III.	ელექტრო და თბური ენერჯის ტარიფი და მათი ოპტიმიზაცია	
3.1.	საწარმოო დანახარჯების კალკულაცია და პროდუქციის თეთიღირებულების დაგეგმვა.	41
3.2.	პროდუქციის თეთიღირებულების შემცირების რეზერვების გამოვლენის მეთოდები	42
3.3.	ელექტრო და თბური ენერჯის ტარიფის ოპტიმიზაცია.	44
თავი IV.	კაპიტალდაბანდება ენერგეტიკაში და დროის ფაქტორი ტექნიკურ-ეკონომიკურ გამოთვლებში	
4.1.	ენერგეტიკული ობიექტების პროექტირების სტადიები და სახარჯთაღრიცხვო ღირებულება	47
4.2.	ენერგეტიკული საწარმოების კაპიტალური ხარჯები და ენერგოეფექტურობა	48
4.3.	დროის ფაქტორი ტექნიკურ-ეკონომიკურ გამოთვლებში	51
4.4.	კაპიტალური დაბანდების ეფექტიანობის განაგარიშება დისკონტირების საშუალებით.	53
თავი V	ეკონომიკური ანალიზის მეთოდები ენერგეტიკულ საწარმოებში	
5.1.	მარტივი ამოგების მეთოდი	55
5.2.	ფულის ღირებულება დროში	56
5.3.	ინვესტიციის მიმდინარე ღირებულების ანგარიში	60
5.4.	ინვესტიციის გამოსყიდვის შიდა ნორმის მეთოდი	63
5.5.	შემოსავლებისა და დანახარჯების თანაფარდობის მეთოდი	67
5.6.	ინფლაცია, ბაზრის საპროცენტო განაკვეთი	69
თავი VI	ენერგეტიკული და სამრეწველო საწარმოების განვითარება ენერგოდაზოვი ტექნოლოგიებით	
6.1.	სამრეწველო საწარმოების ენერგოეფექტურობა და ენერგომეზუგენტი	70
6.2.	დანაკარგების აღრიცხვა და ენერგოეფექტური ღონისძიებები ენერგეტიკულსა და სამრეწველო საწარმოებში	89
6.3.	სითბოს გამოყენების ენერგოეფექტური ღონისძიებები	92
თავი VII	სუფთა განვითარების მექანიზმის მიმდინარეობა და პერსპექტივები საქართველოში	
7.1.	სუფთა განვითარების მექანიზმის არსი და განხორციელების მექანიზმები	99
7.2.	ელექტროენერგეტიკულ სექტორში სუფთა განვითარების მექანიზმის განხორციელების პოტენციალი	108
7.3.	ენერგეტიკის განვითარების პროგნოზირების მეთოდები	124
	გამოყენებული ლიტერატურა	130

თავი I. ელექტროენერგეტიკული სისტემის ორგანიზაცია და საწარმოო პროცესების დაგეგმვა

§1.1. საწარმოო პროცესის დაგეგმვა ენერგეტიკულ საწარმოში

საწარმოო პროცესი ესა არის ერთობლიობა შრომისა და იმ პროცესების, რომელიც მიმართულია განსაზღვრული სახეობის პროდუქციის დასამზადებლად. ელექტროენერგეტიკულ საწარმოებში საწარმოო პროცესის ნორმალური მიმდინარეობისათვის აუცილებელი დანადგარების რეგულირება და კონტროლი, სათბობისა და წყლის მიწოდება, ელექტრო და თბური ენერჯის გაცემა მიმდინარეობს აგრეგატების გაჩერების გარეშე. ამავე დროს უზრუნველყოფილია აგრეგატების მუშაობის საიმედოობა და დაცულია პარამეტრები (ორთქლის წნევა, სიჩქარე, ტემპერატურა)[19].

ენერგეტიკული საწარმოო პროცესისათვის დამახასიათებელია დატვირთვის ცვლილება დროში, რაც განპირობებულია მოთხოვნის ცვლილებით სამრეწველო საწარმოებში, ტრანსპორტზე, სოფლის მეურნეობაში, საყოფაცხოვრებო მეურნეობაში, საზოგადოებრივი სერვისის და სხვა დარგებში, რაც თავის მხრივ დამოკიდებულია ცვლიანობაზე, კლიმატურ პირობებზე, სეზონურობაზე.

დაგეგმვისათვის დიდი მნიშვნელობა ენიჭება ენერჯის მოთხოვნილების საერთო რაოდენობას (მომხმარებლების შეთავსებულ დატვირთვის მაქსიმუმს) და სიმძლავრეს, ამიტომ მნიშვნელოვანი ფაქტორია დატვირთვის გრაფიკების შედგენა. იგი გვიჩვენებს, თუ როგორ იცვლება ენერჯის მოთხოვნილება დროში. განასხვავებენ დღელაშური, კვირის, თვიური და წლიური დატვირთვის გრაფიკებს.

ელექტრული დატვირთვების განსაზღვრა არის ნებისმიერი ენერჯო და ელექტრომომარაგების სისტემის დაპროექტების პირველი ეტაპი. დატვირთვების სიდიდე განსაზღვრავს სისტემის ყველა ელემენტის შერჩევას და მის ტექნიკურ-ეკონომიკურ მარჯვენებებს.

ენერჯოსისტემის დატვირთვა იცვლება დროის მიხედვით, ამიტომ მისი ჭეშმარიტი მნიშვნელობის წინასწარი შეფასება ძალზე რთულია.

ელექტროენერჯიაზე მოთხოვნის ცვლილებას დროში ახასიათებს ელექტრული დატვირთვის გრაფიკები. დატვირთვის გრაფიკებს უწოდებენ აქტიური და რეაქტიული სიმძლავრეების და დენების დროში ცვლილების გრაფიკებს.

დატვირთვების (ცვლილება) რხევა შეიძლება იყოს:

- ❖ რეგულარული;
- ❖ შემთხვევითი (არარეგულარული).

არჩევენ დატვირთვის რეგულარული ცვლილების შემდეგ ფორმებს:

- ❖ დღე-ღამური (დატვირთვა მცირდება ღამის საათებში, იზრდება დილის და საღამოს საათებში);
- ❖ ერთი კვირისა (დატვირთვა მცირდება დასვენების დღეებში);
- ❖ წლიური (დატვირთვა მცირდება ზაფხულში).

დატვირთვის არარეგულარული ცვლილების გამომწვევი მიზეზებია:

- ❖ უეცარი აცივება;
- ❖ უეცარი დათბობა;
- ❖ საინტერესო ტელეგადაცემა;
- ❖ სხვა.

ენერჯოსისტემისათვის იყენებენ:

- დღე-ღამური დატვირთვის გრაფიკებს (მინიმუმ ზამთრის და ზაფხულის სამუშაო დღეების);
- წლიური დატვირთვის გრაფიკებს (თვიური მაქსიმუმით და თვიური ენერგომოხმარებით);
- მაჩვენებლებს, რომლებიც ახასიათებენ ელექტრომომხმარებლის არათანაბრობას.

ასეთ მაჩვენებლებად იყენებენ:

- ელექტრომომხმარებლის გრაფიკის სიმკვრივეებს (დღე-ღამური, ერთი კვირის, თვიური, წლიური);
- მაქსიმალური დატვირთვის გამოყენების ხანგრძლივობას;
- ელექტრომომხმარებლის დღე-ღამურ უთანაბრობას;
- მაქსიმალური დატვირთვის საზაფხულო შემცირებას;
- დატვირთვის წლიურ ზრდას.

დაპროექტების ეტაპზე შეიძლება გამოყენებული იქნას:

- ანალოგიის მეთოდი – ხანმოკლე პერსპექტივისათვის;
- მონაცემები ეკონომიკის ძირითად დარგებში ელექტრომომხმარებლის შესახებ – შორეული პერსპექტივისათვის;
- ეკონომიკურ-მათემატიკური მეთოდები;
- ოპტიმიზაცია და სხვა.

დატვირთვა, ელექტრომომხმარება ანუ მოხმარებული სიმძლავრე, არის ელექტროენერგიის რაოდენობა, რომელიც მიეწოდა მომხმარებელს, გამოიხატება კილოვატებში ან კილოვატამპერებში. დატვირთვა ფართო გაგებით არის სიმძლავრე, რომელსაც მოიხმარს რაღაცა ნიშნით გაერთიანებული ჯგუფი. ხანგრძლივობის მიხედვით არჩევენ შემდეგი სახის დატვირთვებს: წლიური, თვიური, დღიური, საათური, რამდენიმე წუთის. ზოგიერთი მათგანი გამოიყენება ელექტროსისტემის პარამეტრების შესაფასებლად, ზოგი კი სისტემის მართვისათვის უფრო ხანგრძლივი პერიოდის განმავლობაში. ელექტროენერგიის მიმღებების ნომინალური (დადგმული) სიმძლავრე არის საწყისი მონაცემი, რომელიც საფუძვლად უნდა ღაედოს ელექტრული დატვირთვების გაანგარიშებას.

ენერგოსისტემის დატვირთვა იცვლება დროის მიხედვით, ელექტროენერგიაზე მოთხოვნის ცვლილებას დროში ახასიათებს ელექტრული დატვირთვის გრაფიკები, რომლებსაც უწოდებენ აქტიური და რეაქტიული სიმძლავრეების და დენების დროში ცვლილების გრაფიკებს. დაპროექტებისას შეიძლება გამოყენებულ იქნას შემდეგი მეთოდები: ანალოგიის, (ხანმოკლე პერიოდისათვის), მონაცემები ეკონომიკის ძირითად დარგებში ელექტრომომხმარებლის შესახებ – შორეული პერსპექტივისათვის, ეკონომიკურ-მათემატიკური მეთოდები, ოპტიმიზაცია და სხვა).

ბაზისური დატვირთვა შეესაბამება ენერგიის მოხმარების გრაფიკის იმ ნაწილს, დროის გარკვეულ პერიოდში (დღე-ღამე, თვე, წელი), რომლის დროსაც მისი მნიშვნელობა რჩება უცვლელი. ელექტრული დატვირთვა არის სიმძლავრე და შესაბამისი დენი, რომელსაც იძლევა ელექტრული ენერგიის წყარო, ხოლო ელექტროსისტემის დატვირთვა არის ჯამური ელექტრული სიმძლავრე, რომელსაც ხარჯავს ელექტროენერგიის ყველა მიმღები და სიმძლავრე, რომელიც მოდის დანაქარების დაფარვაზე ელექტრული ქსელის ყველა რგოლში[20].

ელექტრომომარაგების სისტემების გაანგარიშებისათვის არჩევენ ელექტრული დატვირთვების შემდეგ მნიშვნელობებს: *საშუალო დატვირთვა ყველაზე დატვირთულ ცვლაში*, რომელიც გამოიყენება საანგარიშო დატვირთვის და ელექტროენერგიის ხარჯის გაზომვისათვის. *აქტიური და რეაქტიული*

სიმძლავრეების ან დენების სანგარიშო ნახევარსაათიანი მაქსიმუმი, გამოიყენება ელექტრომომარაგების სისტემის ელემენტების გახურებაზე და ძაბვის გადახრაზე შესარჩევად, აგრეთვე ეკონომიკური მოსაზრებებით. პიკური დენი გამოიყენება ძაბვის რხევის განსაზღვრის, დაცვის მოწყობილობების და მათი დაყენების დენების შესარჩევად.

სარგებლობენ საშუალო და საშუალოკვადრატული დატვირთვებით: საშუალო დატვირთვა არის მისი ძირითადი სტატისტიკური მახასიათებელი, რომელიც იძლევა შესაძლებლობას მიახლოებით შეფასდეს საანგარიშო დატვირთვის ქვედა ზღვარი, დამახასიათებელ დროის ინტერვალში. საშუალო დატვირთვა განისაზღვრება აქტიური და რეაქტიული ენერჯის მრიცხველების მონაცემების მიხედვით:

საშუალო აქტიური დატვირთვა არის:

$$P_{საშ} = E_{აქტ} / t_{ციკ}$$

საშუალო რეაქტიული დატვირთვა არის:

$$Q_{საშ} = E_{რეაქტ} / t_{ციკ}$$

საშუალო დენი:

$$I_{საშ} = \frac{P_{საშ}}{\sqrt{3} U_{ნომ} \cos \varphi_{საშ}}$$

საშუალო სრული დატვირთვა არის:

$$S_{საშ} = \sqrt{P_{საშ}^2 + Q_{საშ}^2}$$

საშუალო კვადრატული დატვირთვა განისაზღვრება დროის გარკვეული პერიოდისათვის:

საშუალო კვადრატული აქტიური დატვირთვაა:

$$P_{საშ,კვ} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T P^2(t) dt}$$

ხოლო კვადრატული რეაქტიული დატვირთვაა:

$$Q_{საშ,კვ} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T Q^2(t) dt}$$

ხანგრძლივობის მიხედვით არჩევენ მაქსიმალური დატვირთვების ორ სახეს:

ა) მაქსიმალურ ხანგრძლივ დატვირთვებს სხვადასხვა მნიშვნელობისათვის (10, 15, 30, 60, 120 წთ), რომელსაც იყენებენ ელემენტების გახურებაზე შესარჩევად და სიმძლავრის მაქსიმალური დანაკარგების გასანგარიშებლად და ბ) პიკურ დატვირთვებს (10-20 წმ ხანგრძლივობით) – ძაბვის რხევის გასანგარიშებლად, დაცვის მოწყობილობის და მათი დაყენების დენების შესარჩევად.

საანგარიშო დატვირთვა არის ისეთი ხანგრძლივი უცვლელი დატვირთვა, რომელიც ეკვივალენტურია მოსალოდნელი ცვლადი დატვირთვისა თბური ზემოქმედების მიხედვით. პრაქტიკაში დატვირთვების ცვლადი გრაფიკისას საანგარიშო დატვირთვად იღებენ 30 წუთიან მაქსიმალურ დატვირთვას, ხოლო მცირედ ცვალებადი (მუდმივი) დატვირთვის გრაფიკისას – საშუალო დატვირთვას ყველაზე დატვირთულ ცვლაში.

დატვირთვის გრაფიკის სახეებია:

- ინდივიდუალური, რომელიც საჭიროა ელექტროენერჯის მძლავრი მომხმარებლების დატვირთვის განსაზღვრისათვის.

- საწარმოების ელექტრომომარაგების სისტემის დაპროექტებისას სარგებლობენ სხვადასხვა ხანგრძლივობის ჯგუფური დატვირთვის გრაფიკებით.
- საშუალო დატვირთვის ანგარიშობენ ყველაზე დატვირთულ ცვლაში და წელიწადში. საშუალო სიმძლავრე ყველაზე დატვირთულ ცვლაში მომხმარებელთა (ერთფაზა, სამფაზა) ჯგუფისათვის, რომელსაც აქვს მუშაობის ერთნაირი რეჟიმი, გამოითვლება:

$$P_{საშ.ცვ} = K_{გამ} P_{ნომ} \quad Q_{საშ.ცვ} = K_{გამ} P_{ნომ} \xi \Phi,$$

სადაც $P_{ნომ}$ - არის მომხმარებელთა ჯგუფის ჯამური ნომინალური სიმძლავრე;

$$K_{გამ} - \text{გამოყენების კოეფიციენტი.}$$

მომხმარებელთა ჯგუფისათვის, რომელთაც აქვთ მუშაობის განსხვავებული

$$\text{რეჟიმები : } P_{საშ.ცვ} = \sum_i^n P_{საშ.ცვ} \quad \text{და} \quad Q_{საშ.ცვ} = \sum_i^n Q_{საშ.ცვ}$$

სადაც $P_{საშ.ცვ}$ და $Q_{საშ.ცვ}$ არის i -ური მომხმარებლის საშუალო აქტიური და რეაქტიული სიმძლავრე.

საორიენტაციო გაანგარიშებისათვის, რადესაც არ არსებობს მონაცემები $P_{საშ.ცვ}$ და $Q_{საშ.ცვ}$ სიდიდეების გასაანგარიშებლად, იყენებენ აქტიური და რეაქტიული ენერგიების წლიურ ხარჯს.

$$P_{საშ.ცვ} = E_{აქტ.წლ} / T_{წლ} K_{ცვ.აქტ}$$

$$Q_{საშ.ცვ} = E_{რეაქტ.წლ} / T_{წლ} K_{ცვ.რეაქტ}$$

სადაც $K_{ცვ.აქტ}$ და $K_{ცვ.რეაქტ}$ არის ცვლების (ცვლიანობის) წლიური კოეფიციენტები აქტიური და რეაქტიული ენერგიებისათვის და აიღება ცნობარებიდან.

ხოლო განათებისათვის:

$$P_{საშ.ცვ} = K_{მოთ.გან} P_{ნომ.გან}$$

სადაც $K_{მოთ.გან}$ არის მოთხოვნის კოეფიციენტი აქტიური სიმძლავრის მიხედვით.

საშუალო კვადრატული დატვირთვა მომხმარებელთა ჯგუფისათვის იანგარიშება შემდეგნაირად:

$$P_{საშ.კვ} = K_{ფორ.აქტ} P_{საშ.}, \quad Q_{საშ.კვ} = K_{ფორ.რეაქტ} Q_{საშ.}$$

სადაც $P_{საშ.კვ}$ და $Q_{საშ.კვ}$ არის საშუალო აქტიური და რეაქტიული სიმძლავრეები მომხმარებელთა ჯგუფისათვის.

ელექტრული ენერგიის ხარჯის გაანგარიშება: პრაქტიკაში იანგარიშება წლიური, თვიური ან ყველაზე დატვირთული ცვლის ელექტრული ენერგიის ხარჯი. საწარმოს ელექტროენერგიის წლიური ხარჯი:

$$E_{აქტ.წლ} = K_{ცვ.აქტ} P_{საშ.ცვ} T_{წლ}$$

$$E_{რეაქტ.წლ} = K_{ცვ.რეაქტ} Q_{საშ.ცვ} T_{წლ}$$

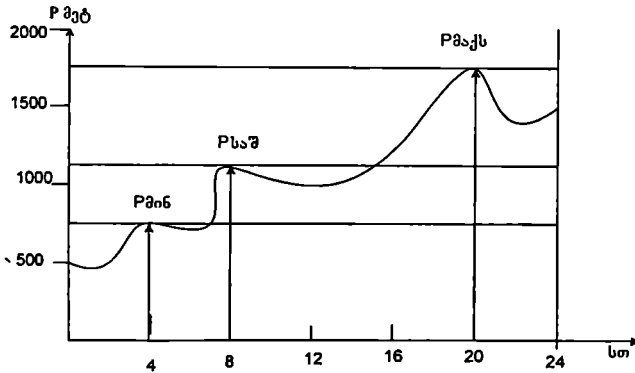
სადაც $T_{წლ}$ - არის მუშა დროის წლიური ფონდი.

საანგარიშო დატვირთვების გაანგარიშება:

საწარმოს ელექტრომომარაგების სისტემის დაპროექტება ხდება ორ ეტაპად: საპროექტო დაეაღების დონეზე და მუშა ნახაზის დონეზე. პირველ ეტაპზე ელექტრულ დატვირთვებს ანგარიშობენ მიახლოებით ჯამური დადგმული სიმძლავრის მონაცემების საფუძველზე. მეორე ეტაპზე დატვირთვებს ანგარიშობენ დაზუსტებით, კონკრეტული მონაცემების საფუძველზე. საანგარიშო დატვირთვების განსაზღვრა ხდება ქვემოდან ზემოთ. გაანგარიშების შედეგები გამოიყენება:

- ერთ კეტ-მდე და მაღალი ძაბვის მქეებავი და გამანაწილებელი ქსელების გასაანგარიშებლად;
- ტრანსფორმატორების სიმძლავრეების შესარჩევად;

- გამანაწილებელი მოწყობილობების სალტეების კვეთის შესარჩევად;
 - საკომუტაციო და დაცვის აპარატურის შესარჩევად და სხვა.
- საანგარიშო დატვირთვების გამოსათვლელად ძირითადად გამოიყენება ისეთი მეთოდები, რომლებიც გულისხმობს:
- დადგმული (ნომინალური) სიმძლავრის და მოთხოვნის კოეფიციენტის გამოყენებას;
 - საშუალო სიმძლავრის და დატვირთვის გრაფიკების ფორმის კოეფიციენტების გამოყენებას.
- თუ განვიხილავთ დღელამურ (24სთ) გრაფიკს (იხ. ნახ. №1) დაინახავთ, რომ მას აქვს მაქსიმუმის და მინიმუმის წერტილები, რომლებიც ითვლება სახასიათო სიდიდეებად, ხოლო ფართობი გამოსახავს ენერჯის რაოდენობას. ის ზონა რომელიც შემოსაზღვრულია პორიზონტალური ხაზით და და გადის მაქსიმალურ და საშუალო წერტილებს შორის, არის გრაფიკის პიკური ნაწილი. ნახევრადპიკური ზონა განლაგებულია საშუალო და მინიმალურ დატვირთვას შორის, გრაფიკის დანარჩენი ნაწილი არის ბაზისური.



ნახ. №1. დღელამური დატვირთვის გრაფიკი

დატვირთვის გრაფიკები ხასიათდება შედარებითი მაჩვენებლებით:

1. *შეესების კოეფიციენტი*, განისაზღვრება საშუალო და მაქსიმალური დატვირთვის შეფარდებით; $\alpha = P_{საშ} / P_{მაქს}$ ეს კოეფიციენტი მერყეობს 0,70–0,95 ფარგლებში, იმის მიხედვით, ქალაქის კომუნალური მომხმარებლების დატვირთვის გრაფიკია, თუ ენერგოტევადი სამრეწველო მომხმარებლების.

2. *უთანაბრობის კოეფიციენტი*, რომელიც განისაზღვრება მინიმალური დატვირთვის შეფარდებით მაქსიმალურთან. $\beta = P_{მინ} / P_{მაქს}$ მერყეობს 0,55–0,90 ფარგლებში იმის მიხედვით, ერთცვლიანი სამრეწველო საწარმოების და განათების გრაფიკია თუ ენერგოტევადი საწარმოების უწყვეტი საწარმოო პროცესებით.

პროექტირებისას ხშირად გამოიყენება ზამთრის და ზაფხულის დღის ორი სახასიათო გრაფიკი. განვიხილოთ აღნიშნული მაჩვენებლები კონკრეტულ დატვირთვის გრაფიკებზე (ზაფხულის, ზამთრის):

მაგალითი 1. საქართველოს ელექტროსისტემის 2007 წლის 1 ოქტომბრის დღელამური დატვირთვის გრაფიკი (ზამთარი) (იხ ცხრილი №2)[1]:

4 სთ - $P_{მინ} = 771$ მვტ

11 სთ - $P_{საშ} = 1153$ მვტ

21 სთ - $P_{\text{მაქს}} = 1322$ მეტ

$$\alpha = P_{\text{საშ}} / P_{\text{მაქს}} = 1153 / 1322 = 0,87$$

$$\beta = P_{\text{მინ}} / P_{\text{მაქს}} = 771 / 1322 = 0,58$$

მაგალითი 2 საქართველოს ელექტროსისტემის 2006 წლის 29 ივლისის დღელამური დატვირთვის გრაფიკი (ზაფხული) (იხ. ცხრილი №3)[1]:

4 სთ - $P_{\text{მინ}} = 605$ მეტ;

10 სთ - $P_{\text{საშ}} = 913$ მეტ;

22 სთ - $P_{\text{მაქს}} = 1044$ მეტ;

$$\alpha = P_{\text{საშ}} / P_{\text{მაქს}} = 913 / 1044 = 0,87$$

$$\beta = P_{\text{მინ}} / P_{\text{მაქს}} = 605 / 1044 = 0,57$$

დღეისათვის ელექტროენერჯის საშუალო დღელამური მოხმარება 20–27 მლნ კვტსთ-ის ფარგლებშია, მაშინ, როდესაც ეს მაჩვენებელი 1989-90 წლებში 45–47 მლნ კვტსთ-ის ფარგლებში იყო. აღნიშნული ფაქტი გამოწვეულია ელექტროენერჯის მოხმარების შემცირებით. მოთხოვნილება ელექტროენერჯიაზე დამყარებულია მრეწველობის, სოფლის მეურნეობის, ტრანსპორტის, მოსახლეობის, საზოგადოებრივი სერვისის და სხვა დარგების უზრუნველსაყოფად საჭირო ელექტროენერჯის რაოდენობაზე. საერთო მოხმარების შემცირება ქვეყნის ტექნიკური დონის დაქვეითებასთან ერთად მიუთითებს ცვლილებებზე მრეწველობის დარგობრივ სტრუქტურაში ელექტროტექნიკური დარგების ხვედრითი წილის შემცირების მიმართულებით.

3. დატვირთვის მაქსიმუმის გამოყენების დღელამური საათების რაოდენობა.

$$h_{\text{მაქს}} = \sum_{\text{დღელ}} P_{\text{მაქს}} \quad (\text{სთ})$$

სადაც, $\sum_{\text{დღელ}}$ - დღელამეში გამოშვებული ან მოხმარებული ელექტროენერჯის რაოდენობაა, (კვტსთ)

$$\sum_{\text{დღელ}} = P_{\text{საშ}} * T_{\text{დღელ}} \quad (\text{კვტსთ})$$

$T_{\text{დღელ}}$ - დღელამეში საათების რაოდენობაა, 24სთ.

ამის გათვალისწინებით ფორმულა მიიღებს სახეს:

$$h_{\text{მაქს}} = P_{\text{საშ}} / P_{\text{მაქს}} * T_{\text{დღელ}} = \alpha * T_{\text{დღელ}} = \alpha * 24 \quad (\text{სთ})$$

მაგალითი 3 საქართველოს ელექტროსისტემის დღელამური დატვირთვის გრაფიკი 2006 წლის 29 ივლისის (ზაფხული):

$$h_{\text{მაქს}} = \sum_{\text{დღელ}} P_{\text{მაქს}} = P_{\text{საშ}} / P_{\text{მაქს}} * T_{\text{დღელ}} = 913 / 1044 * 24 = 0,87 * 24 = 20,88 \text{ სთ}$$

მაგალითი 4 საქართველოს ელექტროსისტემის დღელამური დატვირთვის გრაფიკი 2007 წლის 1 თებერვალი (ზამთარი):

$$h_{\text{მაქს}} = \sum_{\text{დღელ}} P_{\text{მაქს}} = P_{\text{საშ}} / P_{\text{მაქს}} * T_{\text{დღელ}} = 1153 / 1322 * 24 = 0,87 * 24 = 20,88 \text{ სთ}$$

პრაქტიკაში ელექტროსადგურების მუშაობის შეფასებისათვის უფრო ხშირად გამოიყენება მაჩვენებელი:

დატვირთვის მაქსიმუმის გამოყენების წლიური საათების რაოდენობა [19]

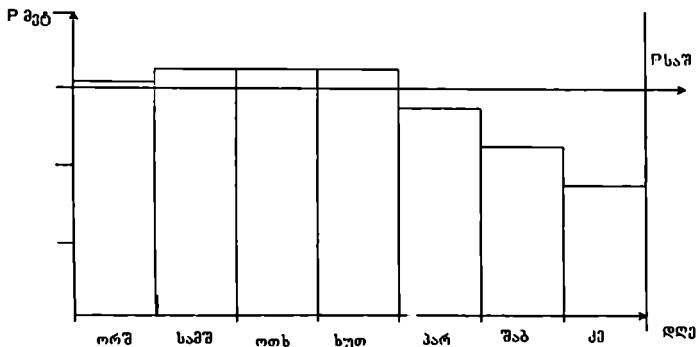
$$h_{\text{მაქს}} = \sum_{\text{წელ}} P_{\text{მაქს}} = P_{\text{საშ}} / P_{\text{მაქს}} * T_{\text{წელ}} = \alpha * 8760 \text{ სთ} \quad (\text{სთ})$$

რადგანაც საშუალო დატვირთვა ნაკლებია მაქსიმალურ დატვირთვაზე:

$P_{\text{საშ}} < P_{\text{მაქს}}$, ე.ი. $\alpha < 1$ და აქედან გამომდინარე, დატვირთვის მაქსიმუმის გამოყენების წლიური საათების რაოდენობა ყოველთვის ნაკლებია კალენდარული დროის ფონდზე $h_{\text{მაქს}} < T_{\text{კალ}}$. ამ მაჩვენებლით შეიძლება განისაზღვროს, თუ რომელ რეჟიმში მუშაობს ელექტროსადგური; თუ $h_{\text{მაქს}} = 2000 \div 3000$ სთ-ის ფარგლებშია, მაშინ მუშაობს პიკურ რეჟიმში, ხოლო თუ $h_{\text{მაქს}} = 5000 \div 7000$ სთ-ის ფარგლებშია, ბაზისურ რეჟიმში.

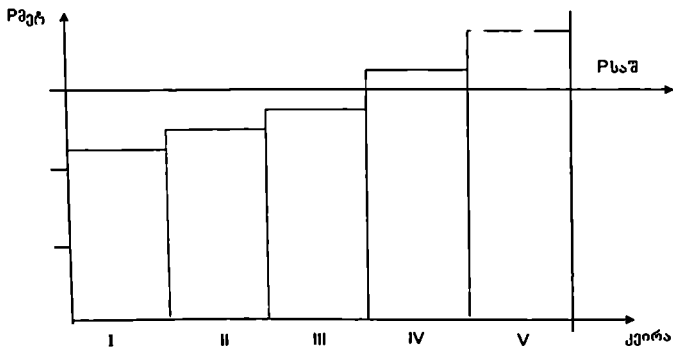
დატვირთვის გრაფიკები განსხვავებულია:

- გრაფიკების კონფიგურაციაზე გავლენას ახდენს განათება, ანუ თუ გრაფიკზე დიდი ნაწილითაა მოცემული განათება, კონფიგურაცია მით უფრო არათანაბარია.
 - განათების გრაფიკებს აქვთ მკვეთრად გამოხატული საღამოს მაქსიმუმი. ზაფხულის თვეებში ეს მაქსიმუმი მკვეთრად მცირდება.
 - საწარმოო დატვირთვის გრაფიკი (ამბრავი და ტექნოლოგიური) მცირედ იცვლება წლის განმავლობაში.
- კვირის განმავლობაში დატვირთვის გრაფიკი ცვალებადია, სამუშაო დღეებთან შედარებით შაბათ-კვირის დღეებში დატვირთვა მცირდება. კვირის დატვირთვის გრაფიკი ნაჩვენებია ნახაზზე №2



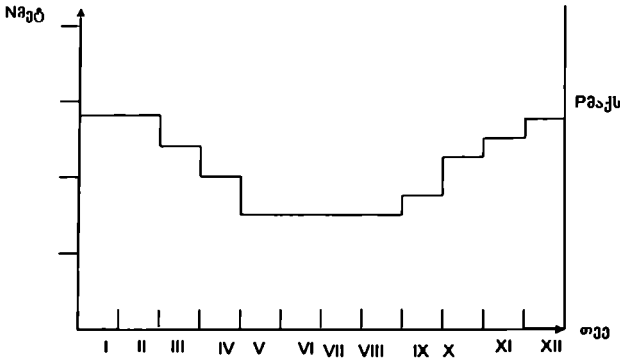
ნახაზი №2. კვირის დატვირთვის გრაფიკი

თვიური დატვირთვის გრაფიკი (იხ. ნახაზი №3) ნაჩვენებია შემოდგომა-ზამთრის პერიოდისათვის, როდესაც დატვირთვა იზრდება დღე-ღამეში განათებული საათების შემცირების და შესაბამისად ელექტროენერგიაზე მოთხოვნილების გადიდების ხარჯზე.



ნახაზი №3 თვიური დატვირთვის გრაფიკი

წლიური დატვირთვის გრაფიკის (იხ. ნახაზი №4.) ექსტრემალური (სახასიათო) წერტილები: მაქსიმუმები და მინიმუმები აჩვენებს იმ სიმძლავრის საჭიროებას, რომელიც უნდა უქონდეს ელექტროსისტემას დატვირთვის მთლიანად დასაფარად. თიური მაქსიმუმების წლიური გრაფიკი დგება საფუძვრებად, აერთებს თორმეტ პერიოდულ ხაზს, რომელიც თითოეული თვის მაქსიმუმს შეესაბამება.



ნახაზი №4. წლიური დატვირთვის გრაფიკი

ამდენად, დიდი მნიშვნელობა ენიჭება გრაფიკების რეგულირებას, რის შედეგადაც უზრუნველდება გრაფიკის შეესებობისა და უთანაბრობის კოეფიციენტები და გაიზრდება ელექტროსისტემის დატვირთვის მაქსიმუმის გამოყენების საათების რაოდენობაც, რაც დაკავშირებულია ეკონომიკურ ეფექტიანობასთან.

გრაფიკების რეგულირების რამოდენიმე მეთოდი არსებობს: მათ შორისაა ცენტრალიზებული და ადგილობრივი.

- ცენტრალიზებული მეთოდი გულისხმობს ქვეყნის მთელ ტერიტორიაზე საათის ისრების გადაწვევას ერთი საათით წინ ასტრონომიულ დროსთან შედარებით (იხ. ცხრილი №1). ამ მეთოდის ეფექტი მდგომარეობს იმაში, რომ განათების პიკი დგება მაშინ როცა ტექნოლოგიური დატვირთვა მცირდება, რის შედეგადაც მცირდება ელექტროსისტემის შეთავსებული დატვირთვის მაქსიმუმი. [20]

ცხრილი №1

ასტრონომიული დრო	0	1	2	...	8	18	...	22	23	24
ნომინალური დრო	1	2	3	...	9	19	...	23	24	1

- ერთ-ერთი მეთოდი გულისხმობს სხვადასხვა ტიპის საწარმოსათვის სხვადასხვა გამოსასვლელი დღეების დაწესებას. შედეგად საერთო გამოსასვლელი დღეები აღარ იქნება და დატვირთვა გადანაწილდება.
- ადგილობრივ მეთოდს მიეკუთვნება შიდა საწარმოში სამუშაო ცვლების გადანაცვლება, როცა მეორე ცვლის ნაცვლად შემოიღებენ მესამე ცვლას

და საღამოს პიკის დატვირთვა შემცირდება. ამ მეთოდს გაასინია უარყოფითი მხარე, კერძოდ უარესდება დასაქმებულთა სამუშაო პირობები.

ელექტროსისტემაში დატვირთვის გაზომვის ფორმები

ელექტრულ სისტემებში საჭიროა შემდეგი პარამეტრების გაზომვა: ძაბვის, დენის, ელექტრული წრედების პარამეტრების (წინაღობა, ტევადობა, ინდუქციურობა), სიმძლავრის და ელექტრული ენერჯიის.

ელექტრული დენის და ძაბვის გასაზომად გამოიყენებულია: ელექტრომაგნიტური ხელსაწყოები და მაგნიტოელექტრული ხელსაწყოები.

დენის საზომი ხელსაწყოა ამპერმეტრი, რომელსაც წრედში რთავენ მიმდევრობით. თუ საჭიროა ისეთი სიდიდის დენის გაზომვა, რომელიც აჭარბებს ამპერმეტრის გაზომვის დიაპაზონს, იყენებენ მცირე წინაღობის შუნტებს. შუნტი ირთვება ამპერმეტრის პარალელურად. ძაბვის საზომი ხელსაწყოა ვოლტმეტრი, რომელსაც რთავენ გასაზომი ძაბვის პარალელურად. თუ საჭიროა ისეთი სიდიდის ძაბვის გაზომვა, რომელიც აჭარბებს ვოლტმეტრის გაზომვის დიაპაზონს, მასთან მიმდევრობით რთავენ დამატებით წინაღობას, რომელზეც იქმნება ძაბვის საჭირო ვარდნა.

ელექტრული წრედების პარამეტრების გასაზომად ფართოდ გამოიყენება მუდმივი დენის ბოგა და ცვლადი დენის ბოგა.

სიმძლავრის გაზომვა მუდმივი და ცვლადი დენის წრედებში ხდება ელექტროდინამიკური და ფეროდინამიკური ვატმეტრებით. ელექტროდინამიკური ვატმეტრების სიზუსტის კლასებია 0,1; 0,2; 0,5, ხოლო ფეროდინამიკური ვატმეტრების – 1,0; 1,5; 2,5.

სიმძლავრე მუდმივი დენის წრედებში იზომება ელექტროდინამიკური ვატმეტრით. ცვლადი დენის ერთფაზა წრედში სიმძლავრე ასევე იზომება ერთი ვატმეტრით, ხოლო სამფაზა წრედებში აქტიური და რეაქტიური სიმძლავრეები – ერთი, ორი ან სამი ვატმეტრით. აქტიური და რეაქტიული სიმძლავრეების გასაზომად გამოიყენება ერთი და იგივე ხელსაწყოები, მხოლოდ განსხვავებულია მათი ჩართვის სქემები.

ელექტრული ენერჯიის ხაიჯის გაზომვა სამრეწველო და საყოფაცხოვრებო მიზნებისათვის ხორციელდება ცვლადი დენის (40-60 ჰერცი) ნომინალური სიხშირის ინდუქციური მრიცხველებით. მზადდება აქტიური (სიზუსტის კლასები 0,5; 1,0; 2,0; 2,5) და რეაქტიული (სიზუსტის კლასები 1,5; 2,0; 3,0) ენერჯიის მრიცხველები. მრიცხველებს მოეთხოვება თვითსვლის არარსებობა და საჭირო მგრძობიარობა. მრიცხველების მიერთება ქსელში ხდება დენის და ძაბვის ტრანსფორმატორების საშუალებით. მათი ჩართვის სქემები ვატმეტრების ჩართვის ანალოგიურია.

არსებობს ე.წ. კომბინირებული ციფრული ფარისებრი ხელსაწყოები

რამდენიმე ელექტრული სიდიდის გასაზომად.
ელექტროენერჯიის ხარისხის შესაფასებლად იყენებენ:

- სიხშირეზომებს – სიხშირის გადახრის გასაზომად;
- ძაბვის ხარისხის ანალიზატორებს – ძაბვის გადახრის გასაზომად;
- არასინუსოიდურობის ანალიზატორებს – ძაბვის არასინუსოიდურობის კოეფიციენტის გასაზომად;
- არასიმეტრიულობის ანალიზატორს – სამფაზა არასიმეტრიულობის კოეფიციენტის და ძაბვის გაუწონასწორებლობის კოეფიციენტის გასაზომად;
- თვითჩამწერ ვოლტმეტრს და ოსცილოგრაფს – ძაბვის ცვლილების გაქანების გასაზომად.

განსხვავებენ საზომი ხელსაწყოების მიერ გაზომვის ოთხ სახეს:

- პირდაპირი;
- ირიბი;
- ერთობლივი;
- საერთო.

ხოლო გაზომვის მეთოდებია: პირდაპირი გარდაქმნის მეთოდი და შედარების მეთოდი. შედარების მეთოდი თავის მხრივ იყოფა შემდეგ მეთოდებად:

- დიფერენციალური;
- ნეკლოვანი;
- ჩანაცვლებითი;
- გადანაცვლების;
- დამატების;
- დამთხვევის.

გაზომვის შედეგების აღება ხდება შემდეგნაირად: საზომი ხელსაწყოები, როგორც წესი, უნდა მოთავსდეს პუნქტებში, საიდანაც ხდება მართვა. გაზომვის შედეგების აღება შეიძლება მოხდეს გადასატანი და სტაციონარული, მარეგისტრირებელი და საჩვენებელი ხელსაწყოების გამოყენებით. ილექტროსადგურებში და ქიქესადგურებში, სადაც არ არის დაწესებული ოპერატიული პერსონალის მუდმივი მორიგეობა, შესაძლებელია არ მოთავსდეს სტაციონარული საჩვენებელი ხელსაწყოები და მათ მისაერთებლად გამოყოფილი იყოს ადგილები.

გენერატორებზე, ტრანსფორმატორებზე და 330 კე-ზე მაღალი ძაბვის გადაძვემ ხაზებზე გაზომვები უნდა ხდებოდეს მუდმივად.

პილოტული ელექტროსადგურებში მუდმივი გაზომვების ნაცვლად შეიძლება გამოყენებული იყოს პერიოდული გაზომვები ცენტრალიზებული კონტროლის საშუალებით ან გაზომვები „გამოძახებით“.

მართვის პუნქტის ოპერატიულ კონტურში მარეგისტრირებელი ხელსაწყოების არსებობისას შეიძლება ამავე სიდიდეების უწყვეტად გასაზომად არ დაეაყენოს საჩვენებელი ხელსაწყოები.

ავარიული პროცესების ავტომატური რეგისტრაციისათვის ელექტროსისტემის ელექტრულ ნაწილში გათვალისწინებული უნდა იყოს ავტომატური ოსცილოგრაფები.

გაზომვის ხარისხის ძირითადი მახასითებელია გაზომვის სიზუსტე, რომელსაც აუვასებენ გაზომვის ცდომილებით. გაზომვის ცდომილების სისტემატიზაცია ხდება ორი ნიშნის მიხედვით, ესენია: წარმოქმნის ადგილი და გამოელენის ხასიათი. წარმოქმნის ადგილის მიხედვით არჩევენ: მეთოდურ ცდომილებებს, ინსტრუმენტალურ ცდომილებებს და პიროვნულ ცდომილებებს. გამოელენის ხარისხის მიხედვით არჩევენ: სისტემატურ ცდომილებებს, შემთხვევით ცდომილებებს და აცდენას (დაცილებას).

შემთხვევითი ცდომილებები აღიწერება ალბათობის თეორიის მეთოდების გამოყენებით. შემდეგ ხდება გაზომვის შედეგების დამუშავება, რომლის მიზანია გაირკვეს გაზომილი სიდიდის ჭეშმარიტი მნიშვნელობა და ამ შეფასების უტყუარობის ხარისხი. გაზომვის საბოლოო შედეგი წარმოდგება გასაზომი სიდიდის მნიშვნელობისა და სიზუსტის მაჩვენებლის სახით. გაზომვის სიზუსტის მაჩვენებლები, გაზომვის სიზუსტის გამოხატვის ხერხები და გაზომვის შედეგების წარმოდგენის ფორმები განსაზღვრულია სახელმწიფო სტანდარტით. საზომი ხელსაწყოების ცდომილების სახეებია: აბსოლუტური (ცდომილება, ფარდობითი ცდომილება და დაყვანილი ფარდობითი ცდომილება).

ელექტრული საზომი ხელსაწყოები კოდირებულია კლასების მიხედვით. ეს კლასებია: 0,05; 0,1; 0,2; 0,5; 1; 1,5; 2,5 და 4 (4,5; 5). 0,1-დან 0,5-მდე კლასის საზომი ხელსაწყოები ითვლება პრეციზიულად, ხოლო დანარჩენი- სამრეწველო

ინსტრუმენტებად. საზომი ხელსაწყოებისათვის საჭიროა ნორმალური ექსპლუატაციის პირობების შექმნა. გაზომვის სიზუსტეზე მოქმედებს შემდეგი ფაქტორები: საზომი ხელსაწყოს მუშა მდგომარეობა (მდებარეობა), გარემოს ტემპერატურა, გარემოს ფარდობითი ტენიანობა, ატმოსფერული წნევა, ძაბვა და სიხშირე.

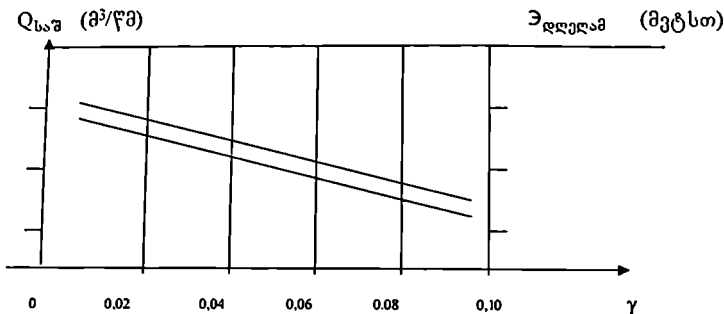
§12. ელექტროსისტემის ელექტროსადგურებს შორის დატვირთვების ეკონომიკური განაწილება

ელექტროსისტემის ელექტროსადგურებს შორის დატვირთვა ისე უნდა გადანაწილდეს, რომ დაცული იყოს სისტემის მაქსიმალური ეკონომიურობა. დატვირთვის განაწილების ოპტიმალური ვარიანტი გაიანგარიშება სათბობის ხარჯის ფარდობითი ნაზრდების მეთოდით. სისტემაში სხედასხვა ტიპის ელექტროსადურის ერთდროული მუშაობის რეჟიმის ეკონომიური ოპტიმუმის პირობაა სისტემის შესაძლებელი ფარდობითი ნაზრდების მინიმუმი და სადგურების დატვირთვის ზრდის კვალობაზე ამ ფარდობითი ნაზრდების ტოლობა. [19]

თბოელექტროსადგურის მახასიათებელია სათბობის ხარჯი $B=f(P_{თეს})$, ხოლო ჰიდროსადგურის მახასიათებელია წყლის ხარჯი $Q=f(P_{კეს})$. რადგანაც თბოსადგურებისა და ჰიდროსადგურების ფარდობითი ნაზრდები უნდა იყოს ტოლი, შემოაქვთ შემასწორებელი კოეფიციენტი γ , რომელიც აწონასწორებს ჰესის წყლის ხარჯის ნაზრდს (q) და თესის სათბობის ხარჯის ნაზრდს (b):

$$b = \gamma q \quad ანუ \quad \gamma = b/q$$

კოეფიციენტი γ ახასიათებს ჰესზე წყლის ხარჯის გამოყენების ეფექტიანობას სათბობის ეკონომიის თვალსაზრისით. რაც უფრო მაღალია γ , მით მეტი რაოდენობის სათბობს ჩაანაცვლებს თითოეული მ³ წყლის ხარჯით, ამიტომ γ -ს უწოდებენ „ჰესის თბურ ეფექტს“. ე.ი. რთული სტრუქტურის ენერგოსისტემაში დატვირთვების ეკონომიური განაწილებისას გამოიყენება ჰესის არა ნატურალური, არამედ კორექტირებული γ სიდიდით ფარდობითი ნაზრდი. მნიშვნელოვანია γ -ს სიდიდის სწორად განსაზღვრა, რომელიც დროის მცირე პერიოდისათვის (თვე, კვირა, დღეღამე) პროგნოზირდება. შემასწორებელ კოეფიციენტსა (γ) და წყლის ხარჯს შორის (Q) დამოკიდებულება ნაჩვენებია ნახაზზე №5.



ნახაზი №5. დამოკიდებულება შემასწორებელ კოეფიციენტსა (γ) და წყლის ხარჯს შორის (Q)

γ -ს ცვლილებასთან ერთად იცვლება პესზე წყლის სადღეღამისო ხარჯი და შესაბამისად ელექტროენერგიის გამოქუშავება. γ -ს მაღალი მნიშვნელობისათვის, როცა $\gamma > b$, $Q_{საშ}$ და $\Sigma_{საშ}$ მინიმალურია და შეესაბამება პესის პიკურ რეჟიმში მუშაობას წყალმეჩხეობის პერიოდში.

γ -ს დაბალი მნიშვნელობისათვის, როცა $\gamma < b$, $Q_{საშ}$ და $\Sigma_{საშ}$ მაქსიმალურია და შეესაბამება პესის ბაზისურ რეჟიმში მუშაობას წყალუხვობის პერიოდში. γ -ს რეალური მნიშვნელობა დევს სადღაც 0,03 და 0,07-ს შორის. როდესაც წყალუხვობაა, b -ს გასაწონასწორებლად ვიღებთ γ -ს დაბალ მნიშვნელობას ($0,36=0,02*18$ მ³/წმ), ე.ი. პესის უფრო მეტი სიმძლავრე იღებს მონაწილეობას დატვირთვის გრაფიკის დაფარვაში. წყალმეჩხეობის პერიოდში კი პირიქით

b -ს გასაწონასწორებლად ვიღებთ γ -ს მაღალ მნიშვნელობას ($0,36=0,09*4$ მ³/წმ). რეგულირების ციკლის პერიოდში, რადგან ძნელია წყლის მოდინების პროგნოზირება, γ -ს სიდიდე და ჰიდროსადგურის მუშაობის რეჟიმი უნდა დაიგეგმოს დროის მცირე პერიოდში (თვიდან თვემდე). თუ ჰიდროსადგურის მუშაობის რეჟიმის განსაზღვრისას წყლის საშუალო სადღეღამისო ხარჯი გამოვიდა მეტი დისპეტჩერულ გრაფიკთან განსაზღვრულ $Q_{საშ}$ -ზე, $Q_{საშ(საანგ)} > Q_{საშ}$, მაშინ γ -ს სიდიდეს ადიდებენ 5-10 %-ით და ანგარიშებს იმეორებენ მანამ, სანამ $Q_{საშ(საანგ)} = Q_{საშ}$.

დატვირთვის განაწილება ხდება კორექტირებული ფარდობითი ნაზრდის γ -ს ცხრილის მეშვეობით. ცხრილის მარცხენა მხარეს ნაჩვენებია γ სიდიდით კორექტირებული ფარდობითი ნაზრდი (ტპს/სთ.მეტ) ზრდადობით, ბიჯით 0,02. სისტემის შეთავსებული დღეღამური დატვირთვის განაწილება წარმოებს შემდეგნაირად: დღეღამის ყოველი საათისათვის პოულობენ, თუ როგორი დატვირთვა უნდა დაფაროს სისტემაში შემავალმა ყოველმა სადგურმა ერთდროულად ($P_{სისტ}$) (იხ. ცხრილი №4). მარცხნივ მდებარე ცალკეული სადგურის შესაბამისი დიაპაზონიდან ირჩევენ თითოეული სადგურის დატვირთვის ისეთ მნიშვნელობებს, რომ მოგვეცეს ($P_{სისტ}$)-ის მნიშვნელობა ცხრილის მარჯვენა მხარეს.

მაგალითად, მოცემულია დროის პერიოდი 16-19 საათი, ამ პერიოდში ჰიდროსადგურებს შეუძლიათ გამოიმუშაონ 350 ათასი კეტსთ ელექტროენერგია. γ - მნიშვნელობას ვიღებთ: $\gamma=0,05$.

დროის პერიოდი, (სთ)	16	17	18	19
ჯამური დატვირთვა, (მეტ)	520	600	720	650
თბოსადგურები	520	543	558	543
ჰიდროსადგურები	0	57	162	107

ჰიდროსადგურის გამომუშავება შეადგენს $(0+57)/2+(57+162)/2+(162+107)/2=272,5$ ათ. კვტსთ, რაც ნაკლებია, ამიტომ γ -ს მნიშვნელობა ავიღოთ უფრო მცირე ($\gamma=0,046$), რის შედეგადაც უფრო მეტი ჰიდროსადგურის აგრეგატი შევა მოქმედებაში. იხ. ცხრილი №5

დროის პერიოდი, (სთ)	16	17	18	19
ჯამური დატვირთვა, (მეტ)	520	600	720	650
თბოსადგურები	482	506	543	532
ჰიდროსადგურები	38	94	178	118

დატვირთვის ასეთი გადანაწილების შედეგად ჰიდროსადგურების გამომუშავება მიუახლოვდა მოცემულ სიდიდეს: $(38+94)/2+(94+178)/2+(178+118)/2=350$ ათ.კვტსთ

დატვირთვის განაწილება სხვადასხვა ტიპის ელექტროსადგურებს შორის ხორციელდება მათი ტექნოლოგიური რეჟიმის თავისებურებების გათვალისწინებით: დატვირთვის გრაფიკის ბაზისურ ნაწილში მუშაობენ ის ელექტროსადგურები, რომლებსაც არ გააჩნიათ მარეგულირებელი წყალსაცავი, ბაზისურ ნაწილში დატვირთვას ფარავენ თესები და აესები, ხოლო ნახევრადპიკურ ნაწილში მუშაობენ კონდენსაციური ელექტროსადგურები, პიკურ ნ.წილს უარაგს წყალსაცავის მქონე პესები. შესა, რომლებსაც არ გააჩნია მარეგულირებელი წყალსაცავი, წყალუხვობის პერიოდში წყლისა და ენერჯის დანაკარგების თავიდან აცილების მიზნით მიზანშეწონილია იმუშაოს დადგმულ სიმძლავრესთან მიახლოებულ რეჟიმში.

გაზტურბინული ელექტროსადგურები უნდა მონაწილეობენ მხოლოდ ზამთრის მუშა დღეღამის დატვირთვის გრაფიკის დაფარვაში სისტემის მაქსიმალური დატვირთვის გავლის პერიოდში. სათბობის დიდი ხვედრითი დანახარჯებისა და მაღალი ღირებულების გამო მათი გამოყენება დღეღამის სხვა პერიოდში მიზანშეწონილია.

§13. ენერგეტიკულ საწარმოებში სარემონტო სამუშაოთა დაგეგმვა

ენერგეტიკულ საწარმოებში არსებული დანადგარებისა და მოწყობილობების საექსპლუატაციო მდგომარეობაში შენარჩუნებისათვის აუცილებელია საგეგმო-გამაფრთხილებელი რემონტების ჩატარება. ძირითადი საშუალებების ყველა სახეობა ექვემდებარება მცირე, საშუალო და კაპიტალურ რემონტს. მცირე ეწოდება მოცულობის მსრივ მინიმალურ რემონტს, რომელიც ითვალისწინებს დაზიანებული დეტალების შეცვლას. საშუალო რემონტი შედარებით რთული საგეგმო რემონტია, რომელიც გულისხმობს დანადგარის ნაწილობრივ დაშლას და გაცვეთილი დეტალების შეცვლა-აღდგენას. კაპიტალური რემონტი ყველაზე მკტი სირთულის რემონტია, რომელიც ითვალისწინებს დანადგარის მთლიანად დაშლას და ყველა დაზიანებული დეტალისა და კეანძის შეცვლას, აღდგენას და სისუსტის შემოწმებას.

პერიოდს ორ კაპიტალურ რემონტს შორის უწოდებენ რემონტთაშორისო ციკლს, რომელიც ტრანსფორმატორებისათვის 2-3 წელია, ჰიდროაგრეგატებისათვის 4 წელი, ორთქლტურბინებისა და ორთქლგენერატორისათვის 2-3 წელი, ქვაბაგრეგატისათვის 1-2 წელი.

საგეგმო-გამაფრთხილებელი რემონტების სისტემა მოიცავს შემდეგ პროცესებს:

მოწყობილობის მოვლა – საექსპლუატაციო პერსონალის მიერ;

პერიოდული დათვალიერება – 2 – 3 თვეში ერთხელ სარემონტო პერსონალის მიერ;

სიზუსტის შემოწმება – იმ მოწყობილობებზე, რომელთაც ეს მოეთხოვებათ;

ზეთისა და საცხების შეცვლა – დაჭუჭყიანებული ზეთის შეცვლა ახლით, რის შედეგადაც მცირდება მოწყობილობების ცვეთა და უმჯობესდება მათი მუშაობა.

რემონტის ჩატარებას წინ უძღვის სარემონტო სამუშაოთა ორგანიზაციის პროექტი, სადაც ნაჩვენებია: სათანადო ნაწილებისა და ნაყიდი მასალების ღირებულება, რემონტის მოცულობა, ვადა, სარემონტო პერსონალის შემადგენლობა, შრომის განაწილება მათ შორის, ხელფასის ფონდი, დროისა და მასალების ხარჯვის ნორმები და სხვა.

რემონტების ეკონომიკური ანალიზისათვის გამოიყენება ღირებულებითი მაჩვენებლები:

1. ენერჯის თვითღირებულებაში სარემონტო შემადგენელი, რომელიც იანგარიშება, როგორც წლის განმავლობაში რემონტებზე გაწეული ხარჯების ფარდობა წლიურად გამომშავეებულ ელექტროენერჯისათან.

$$S_{\text{სარემო შემად}} = \sum S_{\text{რემ}} / E_{\text{წლ}} \quad (\text{ლარი/კვტსთ})$$

2. ხედრითი სარემონტო ხარჯები დადგმული სიმძლავრის ერთეულზე, რომელიც იანგარიშება, როგორც აგრეგატის ან ობიექტის რემონტზე გაწეული ხარჯების ფარდობა ნომინალურ ან დადგმულ სიმძლავრესთან.

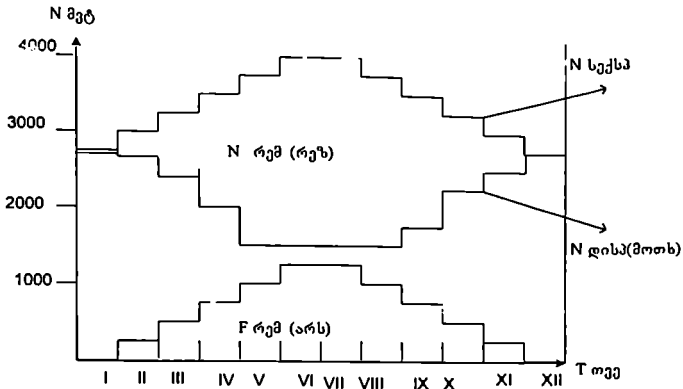
$$S_{\text{ხე რემ}} = \sum S_{\text{რემ}} / N_{\text{დადგ}} \quad (\text{ლარი/კვტ})$$

ელექტროსისტემის სარემონტო (სარეზერვო) სიმძლავრის დაგეგმვა ნებისმიერი ელექტროსისტემის ნორმალური ფუნქციონირებისათვის აუცილებელია ძირითად მოწყობილობათა პერიოდული გაყვანა გეგმიურ რემონტში. ელექტროსისტემის სიმძლავრის სარემონტო რეზერვს წარმოადგენს ე.წ. ზაფხულის ჩავარდნა თვიური მაქსიმუმების წლიურ გრაფიკში. ამასთანავე, სარემონტო რეზერვად განიხილება ჰიდროსადგურების სეზონური სიმძლავრეები (ზაფხულის თვეებში), რადგანაც ეს პერიოდი ემთხვევა ელექტროსისტემაში დატვირთვის შემცირებას.

ელექტროსისტემის ძირითად მოწყობილობათა რემონტის წლიური კალენდარული გეგმა მუშადება შემდეგი თანმიმდევრობით:

1. იგება ელექტროსისტემის საექსპლუატაციო სიმძლავრის წლიური გრაფიკი;
2. ელექტროსისტემის ელექტრული დატვირთვების ყოველთვიური მაქსიმუმებისა და მისი ნორმალური ფუნქციონირებისათვის აუცილებელი საექსპლუატაციო რეზერვის საანგარიშო სიდიდის მიხედვით განისაზღვრება საგეგმო წლის ყოველი თვისათვის მოთხოვნილი სადისპეტჩერო სიმძლავრე;
3. საექსპლუატაციო სიმძლავრისა და მოთხოვნილი სადისპეტჩერო სიმძლავრის სხვაობა გვაძლევს სისტემაში არსებული სარემონტო სიმძლავრის რეზერვს.

ელექტროსისტემის სარემონტო რეზერვის წლიური გრაფიკი გრაფიკულად ნაჩვენებია ნახაზზე №6.



. ნახ. №6 ელექტროსისტემის სარემონტო რეზერვი

ელექტროსისტემის ნორმალური ფუნქციონირებისათვის მიღებულია შემდეგი უტოლობა:

$$N_{სექსა} \geq N_{დისკ(მოთხ)}$$

თუ საგეგმო წლის რომელიმე თვეს უტოლობა არ სრულდება და ადგილი აქვს შემდეგ უტოლობას:

$$N_{დისკ(მოთხ)} > N_{სექსა}$$

მაშინ აღნიშნულ თვეს ელექტროსისტემას სარემონტო რეზერვი არ გააჩნია.

აღნიშნული მონაცემებით იგება სარემონტო რეზერვის სიდიდე გრაფიკულად, რომელიც გადაიზომება აბსცისთა ღერძიდან ზემოთ და რომელიც წარმოადგენს ტეხილ ხაზს თითოეული თვის განმავლობაში რეზერვის სიდიდით.

შემდეგ ეტაპზე შემოწმდება, თუ რამდენად შეესაბამება ანგარიშით მიღებული წლიური სარემონტო რეზერვი ძირითადი მოწყობილობების საგეგმო რემონტების ჩატარების მოთხოვნებს. ელექტროსისტემის სარემონტო რეზერვის წლიური გრაფიკის ფართის მიხედვით განისაზღვრება მისი წლიური არსებული სიდიდე.

$$F_{რემ(არს)} = \sum N_{რემ(რეზ)} * T_{თვე} = 30 \sum N_{რემ(რეზ)} \quad (\text{მგბ დღე})$$

სადაც $N_{რემ(რეზ)}$ - ამა თუ იმ თვეს სარემონტო რეზერვის სიდიდე მეტ-ში,

T - ს შესაბამისი თვის ხანგრძლივობა დღეებში.

მეორე მხრივ, იანგარიშება მოთხოვნილი სარემონტო რეზერვი, რაც უზრუნველყოფს ყველა დანადგარის საგეგმო კაპიტალური რემონტების ჩატარებას.

$$F_{რემ(მოთხ)} = \sum N_{აგრ(რემ)} * T_{რემ} \quad (\text{მგბ დღე})$$

სადაც $N_{აგრ(რემ)}$ - რემონტში გასაყვანი აგრეგატების ნომინალური სიმძლავრეები მეტ-ში, $T_{რემ}$ - შესაბამისი აგრეგატის რემონტის ხანგრძლივობა დღეებში.

თუ ადგილი აქვს უტოლობას: $F_{რემ(არს)} < F_{რემ(მოთხ)}$, მაშინ უნდა შემცირდეს რემონტში გასაყვანი აგრეგატების რაოდენობა ან გაიზარდოს რემონტთაშორისი პერიოდები, რაც ამცირებს ელექტრომომარაგების საიმედოობას. [3]

§14. ელექტროსისტემის საიმედოობა და ელექტროენერჯის ხარისხი

ელექტროენერჯის ხარისხი, რომელიც რეგლამენტირებულია სას.კლიწივო სტანდარტით, მნიშვნელოვნად დამოკიდებულია ძაბვისა და სიხშირის მდგრადობაზე[6]. ელექტროენერჯის ხარისხის მაჩვენებლად ცვლადი დენის ერთეუაჲა ქსელში მიღებულია შემდეგი პარამეტრები:

- სიხშირის გადახრა;
- ძაბვის გადახრა;
- სიხშირის რხევის გაქანება (მანძილი);
- ძაბვის ცვლილების გაქანება;
- ძაბვის არასინუსოიდურობის კოეფიციენტი.

ცვლადი დენის სამეჲაჲა ქსელში:

- სიხშირის გადახრა;
- ძაბვის გადახრა;
- სიხშირის რხევის გაქანება (მანძილი);
- ძაბვის არასინუსოიდურობის კოეფიციენტი;
- ძაბვის ასიმეტრიულობის კოეფიციენტი;
- ძაბვის გაუწონასწორებლობის კოეფიციენტი;

მუდმივი დენის ქსელში:

- ძაბვის გადახრა;
- ძაბვის ცვლილების გაქანება;
- ძაბვის პულსაციის კოეფიციენტი.

ძაბვის და სიხშირის გაქანება:

- აბსოლუტური: $\Delta U = U_{\max} - U_{\min}$; $\Delta f = f_{\max} - f_{\min}$;
- ფარდობითი: $\Delta U\% = (U_{\max} - U_{\min}) * 100 / U_{\text{ნომ}}$; $\Delta f = (f_{\max} - f_{\min}) * 100 / f_{\text{ნომ}}$;
- ძაბვის არასინუსოიდურობის კოეფიციენტი;

$$K_{\text{არასინ.}} \% = \frac{\sqrt{\sum_{u=2}^n U_u^2}}{U_{\text{ნომ}}} 100$$

სადაც U_u არის n პარმონიკის ძაბვის მოქმედი მნიშვნელობა, კვ; ბოლო გათვალისწინებული პარმონიკის ნომერი.

ძაბვის ასიმეტრიულობის კოეფიციენტი არის ძირითადი სიხშირის უკუთანმიმდევრობის ძაბვის ფარდობა ნომინალურ ძაბვასთან და გამოისახება %-ში:

$$K_{\text{ასიმ}} \% = (U_2 / U_{\text{ნომ}}) 100$$

$K_{\text{ასიმ}}$ -ის ხანგრძლივად დასაშეები მნიშვნელობაა 2%.

ძაბვის გაუწონასწორებლობის კოეფიციენტი არის ძირითადი სიხშირის ნულოვანი თანმიმდევრობის ძაბვის ფარდობა ნომინალურ ძაბვასთან და გამოისახება:

$$K_{\text{გაუწონ.}} \% = (U_0 / U_{\text{ნომ}}) 100$$

გამართული ძაბვის პულსაციის კოეფიციენტი არის პულსირებული ძაბვის ცვლადი შემდგენის მოქმედი მნიშვნელობის ფარდობა ნომინალურ ძაბვასთან და გამოისახება:

$$K_{\text{კულს}} \% = \frac{\sqrt{\sum_{u=1}^n U_u^2}}{U_{\text{ნაშ}}}}{100}$$

სამუშაო დენის ელექტრულ ქსელში (მომხმარებელთან) ნორმირებულია ელექტროენერჯის ხარისხის შემდეგი პარამეტრები:

- სიხშირის გადახრა – ნორმალურ რეჟიმში $\pm 0,1$ კც, დროებითი მუშაობის რეჟიმში $\pm 0,2$ კც;
- სიხშირის რხევათა მანძილი – $\leq 0,2$ კც;
- ძაბვის გადახრა – დამოკიდებულია კვების ობიექტზე, მაგრამ არაუმეტეს ნომინალური ძაბვის $-0,5 \dots +10\%$;
- ძაბვის ცვლილების მანძილი–დამოკიდებულია გამეორების სიხშირეზე;
- ძაბვის არასინუსოიდურობის კოეფიციენტი – $\leq 5\%$ ხანგრძლივად;
- ძაბვის უკუთანმიმდევრობის კოეფიციენტი – 2% -მდე;
- ძაბვის ნულოვანი თანმიმდევრობის კოეფიციენტი – ისეთი, რომ ძაბვის მოქმედი მნიშვნელობა არ გასცდეს დასაშვებ საზღვრებს.
- მუდმივი დენის ელექტრულ ქსელში პულსაციის კოეფიციენტი არ უნდა აღემატებოდეს 8% -ს.

ელექტრული ენერჯის ხარისხის მაჩვენებლების სიდიდეები უნდა იყოს დასაშვებ საზღვრებში ინტეგრალური ალბათობით $0,95$ დადგენილ დროში. ელექტრული ენერჯის ხარისხის კონტროლი ელექტრული ქსელების კუთვნილების საზღვარზე უნდა განახორციელოს ენერჯის მომწოდებელმა ორგანიზაციამ და მომხმარებელმა.

ქსელში სიხშირის რეგულირებისათვის მიმართავენ შემდეგ ღონისძიებებს:

- სიხშირის ავტომატურ რეგულირებას (ტურბინის ბრუნვის სიხშირის რეგულირება – პირველადი რეგულირება და სიხშირის ავტომატური რეგულირების სისტემის გამოყენება –მეორეული რეგულირება);
- სიხშირის მიხედვით ავტომატური განტვირთვა (მომხმარებლების ნაწილის გამორთვა);
- დამატებითი ელექტროსადგურების ჩართვა ელექტროსისტემის პარალელურად;

ელექტროენერჯის ხარისხის ამაღლებისათვის გამოიყენება შემდეგი ღონისძიებები:

- ძაბვის რეგულირება ელექტროსადგურებისა და ქვესადგურების საღებებზე;
- ძაბვის რეგულირება გამავალ ხაზებზე;
- ქსელის ელემენტების წინაღობის შეცვლა;
- გადასაცემი რეაქტიული სიმძლავრის შეცვლა;
- მანაწილებელი ტრანსფორმატორების ტრანსფორმაციის კოეფიციენტის შეცვლა;
- ძაბვის უმაღლესი ჰარმონიკების დონის შემცირება (გამორთვის ფაზების რაოდენობის გაზრდა, მაღალი სიხშირის ფილტრების გამოყენება და სხვა).

ზოგადად ელექტროსისტემის საიმედოობა უზრუნველყოფილია მისი ისეთი თვისებებით, როგორცაა: მუშაუნარიანობა, უმტყუნობა, სარემონტოდ ვარგისობა, ხანგრძლივობა. ელექტროსისტემის საიმედოობისათვის გამოიყენება შემდეგი სტატისტიკური მაჩვენებლები:

- უმტყუნო მუშაობის ალბათობა;
- მტყუნებათა სიხშირე;

- მტყუნებათშორისი ნამუშევარი;
- საშუალო მტყუნებათშორისი ნამუშევარი;
- მტყუნებათა ინტენსიურობა;
- მტყუნებათა ნაკადის პარამეტრი;
- მზადყოფნის კოეფიციენტი;
- გამოყენების კოეფიციენტი;
- მოცდენის კოეფიციენტი.

მტყუნებათა სიხშირე არის მწყობრიდან გამოსული ელემენტების რაოდენობის ფარდობა ელემენტების საერთო რაოდენობასთან.

მტყუნებათა ინტენსიურობა არის მტყუნებათა რაოდენობის ფარდობა დარჩენილი გამართული ელემენტების რაოდენობასთან.

გამოყენების კოეფიციენტი არის მუშაობის დროის ფარდობა მუშაობის დროს პლუს იძულებით მოცდენაზე დახარჯული დრო.

მზადყოფნის კოეფიციენტი არის მუშაობის დროის ფარდობა მუშაობის დროს პლუს მტყუნებათა აღმოჩენაზე და აღდგენაზე დახარჯული დრო.

მოცდენის კოეფიციენტი არის იძულებითი მოცდენების დროის ფარდობა მუშაობის დროს პლუს მოცდენებზე დახარჯული დრო.

ელექტროსისტემის საიმედოობის უზრუნველყოფისათვის საჭიროა შემდეგი პარამეტრების უზრუნველყოფა:

- ელექტრული დატვირთვების განსაზღვრა;
- ტრანსფორმატორების რაოდენობისა და სიმძლავრეების განსაზღვრა;
- ხაზების რაოდენობისა და გამტარუნარიანობის განსაზღვრა;
- ელექტრომომარაგების სქემის ოპტიმალური ვარიანტის შერჩევა ტექნიკურ-ეკონომიკური კრიტერიუმის საფუძველზე (წლიური დაყვანილი დანახარჯები).

ელექტრომომარაგების უზრუნველყოფაზე გაცემული დანახარჯების გაზრდით იზრდება ელექტროსისტემის საიმედოობა და მცირდება წლიური ზარალი, რომელიც გამოწვეულია ელექტროენერჯის მიწოდების წყვეტით. ზარალი შედგება ორი კომპონენტისაგან:

- ელექტრომომარაგების შეწყვეტით გამოწვეული ზარალი;
- ზარალი, რომელიც პროპორციულია ელექტროენერჯის მიწოდების შეწყვეტის ხანგრძლივობის.

ელექტრომომარაგების საიმედოობის ამაღლებისათვის იყენებენ დუბლირებულ წრედებს, რომელთაგან თითოეული გათვლილია სრულ დატვირთვაზე.

ელექტრომომარაგების სქემების და ელექტროქსელების საიმედოობის შეფასება ხდება ელექტროდანადგარების მოწყობის წესების რეკომენდაციების შესაბამისად. ელექტრომომარაგების საიმედოობის საჭირო ხარისხი დამოკიდებულია მომხმარებელზე, მის როლსა და მნიშვნელობაზე, მორალურ და მატერიალურ ზარალზე, რომელიც გამოწვეულია ელექტრომომარაგების შეფერხებით. ამ თვალსაზრისით არჩევენ სხვადასხვა კატეგორიის მომხმარებლებს. პირველი კატეგორიის მომხმარებლებისათვის სარეზერვო კვების წყაროდ შეიძლება გამოყენებული იქნას აკუმლატორული ბატარეები, დისულური ელექტროსადგურები, სარეზერვო ხაზები და სხვა.

თავი II. ბალანსური მეთოდი ენერგორესურსების დაგეგმვაში

§2.1. სიმძლავრის ბალანსის დაგეგმვა, ენერგეტიკული საწარმოს საგეგმო მაჩვენებლები

საწარმოო სიმძლავრე არის ზღვრული სიმძლავრე, რომელიც შეუძლია განაეითაროს ენერგეტიკულმა აგრეგატმა ან ენერგოსაწარმომ მთლიანად მისი ნორმალური ექსპლუატაციის პირობებში და განისაზღვრება მისი ძირითადი მოწყობილობების კონსტრუქციული მონაცემებით (ტექნიკური მახასიათებლებით).

ნომინალური სიმძლავრე არის მაქსიმალურად ერთნაირი, ერთი დონის სიმძლავრე, რომლის დროსაც მიიღება უმაღლესი მქკ. იგი ახასიათებს ქვაბაგრეგატებს, ტურბოაგრეგატებს, გენერატორებს, ტრანსფორმატორებს და მითითებულია მათ ტექნიკურ პასპორტში.

ელექტროსადგურებს ახასიათებს დადგმული, საექსპლუატაციო (ქონებული), სარეზერვო, დისპეტჩერული და მუშა სიმძლავრეები.

ღალღმული სიმძლავრე ($N_{ღაღ}$) განისაზღვრება ელექტროსადგურზე დადგმული (განლაგებული) აგრეგატების ნომინალური სიმძლავრეების ჯამით. ელექტროსისტემის დადგმული სიმძლავრე ($N_{დადგ}$) შედგება მასში შემავალი ელექტროსადგურების დადგმული სიმძლავრეების ჯამისაგან.

საექსპლუატაციო სიმძლავრე ($N_{საექსპ}$) არის ფაქტიურად სახეზე არსებული სიმძლავრე, რომელსაც შეუძლია დაფაროს დატვირთვა მოცემულ მომენტში. რაოდენობრივად იგი განისაზღვრება დადგმული სიმძლავრისა და გამოუყენებელი სიმძლავრის სხვაობით.

$$N_{საექსპ} = N_{დადგ} - N_{გამოუყენებული} \quad (\text{მეტ})$$

სადაც $N_{გამოუყენებული}$ - დადგმული სიმძლავრის გამოუყენებელი ნაწილი, გამოწვეული წყალჩინობით ან სათბობის უკმარისობით.

სარეზერვო სიმძლავრე იყოფა საექსპლუატაციო ($N_{საექსპ(რეზ)}$) და სარემონტო ($N_{რემ(რეზ)}$) სიმძლავრეებად. საექსპლუატაციო სიმძლავრე გამოიყენება ელექტროსისტემაში სიხშირისა და ძაბვის სტაბილურობისა და ელექტრომომარაგების საიმედოობისათვის. სისტემაში აუცილებელია არსებობდეს დაუტვირთავი საწარმოო სიმძლავრეები, რომლებიც დამატებით დატვირთვას აიღებენ თავის თავზე ან ჩაანაცვლებენ ავარიულად გამორთული აგრეგატების სიმძლავრეს. საექსპლუატაციო რეზერვი საანგარიშო სიდიდეა. მისი მინიმალური დონეა ელექტროსისტემის დადგმული სიმძლავრის 15% (სიხშირული 5%, ავარიული 10%).

$$N_{საექსპ(რეზ)} = N_{ღაღ} * 15\% \quad (\text{მეტ})$$

დისპეტჩერული სიმძლავრე ($N_{დისპ}$) არის დადგმული სიმძლავრის ის ნაწილი, რომელიც გამოიყენება ელექტროსისტემის დისპეტჩერის მიერ დატვირთვის დასაფარად და აუცილებელი საექსპლუატაციო რეზერვის შესაქმნელად. შეთავსებული დატვირთვის მაქსიმუმის და საექსპლუატაციო რეზერვის ჯამით მიიღება დისპეტჩერული (მოთხოვნილი) სიმძლავრე.

$$N_{დისპ(მოთხ)} = P_{მაქს} + N_{საექსპ(რეზ)} \quad (\text{მეტ})$$

სადაც

$P_{მაქს}$ - მომხმარებლების შეთავსებული დატვირთვის მაქსიმუმი (მოთხოვნილი სიმძლავრე, რომელიც უნდა განაეითაროს სისტემამ დადგენილი რეჟიმის მიხედვით). ელექტრომომარაგების საიმედოობისათვის აუცილებელია

გათვალისწინებულ იქნას:

სარემონტო (სარეზერვო) სიმძლავრე, რომელიც საანგარიშო სიდიდეა.

$$N_{რემ(რეზ)} = N_{საექსპ} - N_{დისპ(მოთხ)} \quad (\text{მეტ})$$

დანადგართა რემონტების წლიური გეგმის შემუშავება საშუალებას იძლევა განისაზღვროს სისტემის არსებული, გამოსაყენებელი სადისპეტჩერო სიმძლავრე:

$N_{\text{ლისპ(არს)}} = N_{\text{საექსპ}} - N_{\text{რეპ(რეზ)}}$ (მეტ)
შუშა სიმძლავრე ($N_{\text{შუშა}}$) დადგმული სიმძლავრის ის ნაწილია, რომელიც სრულად გამოიყენება დატვირთვის დასაფარად და ელექტროენერჯის გამოსამუშაველად.

$N_{\text{შუშა}} = N_{\text{ლისპ(არს)}} - N_{\text{ექსპ(რეზ)}}$ (მეტ)
ელექტრული დატვირთვა $P_{\text{გაქს}}$ (ანუ მომხმარებლების შეთავსებული დატვირთვის მაქსიმუმი) არის სიმძლავრე, რომელიც უნდა განავითაროს ელექტროსისტემამ დატვირთვილი რეჟიმის მიხედვით. რაოდენობრივად ელექტრული დატვირთვა განისაზღვრება მსხვილი პირდაპირი მომხმარებლებისა და სადისტრიბუციო ენერგოკომპანიების განაცხადების საფუძველზე.

საბუთო ბალანსის ამოცანაა საბუთო წლის ყოველი თვისათვის შევადაროთ არსებული და მოთხოვნილი სიმძლავრეები. ძირითადი შევადარებელი მაჩვენებელი მოთხოვნილი და არსებული საწარმოო სიმძლავრეებისა არის შესაბამისი სადისპეტჩერო სიმძლავრეები. სადისპეტჩერო სიმძლავრე ითვლება შედარებით სახასიათო მაჩვენებლად, რადგანაც მისი სიდიდე განსაზღვრავს დისპეტჩერის ოპერატიულ შესაძლებლობას დაფაროს ელექტრული დატვირთვა და შექმნას სისტემაში აუცილებელი საექსპლუატაციო რეზერვი.

არსებული და მოთხოვნილი დისპეტჩერული სიმძლავრეების ურთიერთშედარება გვიჩვენებს, საკმარისია თუ არა ელექტროსისტემის საწარმოო სიმძლავრე ელექტრომომარაგების ნორმალური რეჟიმის უზრუნველსაყოფად. ელექტროსისტემის სიმძლავრის ბალანსი ყოველი თვისათვის ჩაიწერება ასე:

$$N_{\text{ლისპ(არს)}} \geq N_{\text{ლისპ(მოთხ.)}} \quad (\text{მეტ})$$

თუ ეს მოთხოვნა საბუთო წლის რომელიმე თვეს არ სრულდება, ადგილი აქვს უტოლობას:

$$N_{\text{ლისპ(არს)}} < N_{\text{ლისპ(მოთხ.)}} \quad (\text{მეტ})$$

ამ შემთხვევაში ელექტროსისტემა იძულებულია შეზღუდოს ნაკლებნიშნულად მომხმარებლები ან მეზობელი სისტემებიდან შემოიტანოს ელექტროენერჯია[10].

§2.2. ელექტროენერჯის ბალანსის დაგეგმვა

ელექტროენერჯის ბალანსი საშუალებას გვაძლევს განვსაზღვროთ ელექტროენერჯის წარმოებასა და მოხმარებას შორის პროპორციული დამოკიდებულება, არსებული რესურსების ათვისება და მათი დანიშნულებით გამოყენება. ელექტრობალანსის ანალიზი ხელს უწყობს სათბობ-ენერგეტიკული რესურსების გამოყენების რეზერვების გამოვლენას მათი დეფიციტის პირობებში.

ელექტრობალანსის აქვს შემოსავლისა და გასაყვლის ნაწილი, ბალანსის შედგენა იწყება გასაყვლის ნაწილის გაანგარიშებით, ე.ი. თავდაპირველად იანგარიშება ელექტროენერჯის მოთხოვნილი რაოდენობა, ხოლო ამის საფუძველზე ანუ მეორე ეტაპზე განისაზღვრება ელექტროენერჯის მოცემული რაოდენობისათვის საჭირო რესურსები, ანუ ბალანსის შემოსავლით ნაწილი[10].

ბალანსის შემოსავლის ნაწილს განეკუთვნება:

1. გენერაცია, ანუ ელექტროენერჯის წარმოება საკუთარი საშუალებებით;
2. ელექტროენერჯის მიღება ანუ იმპორტი მეზობელი სისტემებიდან.

გასაყვლის ნაწილს მიეკუთვნება:

1. მოხმარება ეროვნული მეურნეობის სხვადასხვა დარგებში;
2. ჭარბი ელექტროენერჯის გაცემა, ანუ ექსპორტი;
3. დანაკარგები ქსელში.

ცხრილი №6

შემოსავლი	მლნ. კვტსთ	გასავალი	მლნ. კვტსთ
გენერაცია, საკუთარი საშუალებებით ელექტროენერჯის წარმოება	ანუ 8351	მოსხმარება, სულ	7812
იმპორტი	434	ექსპორტი	634
		დანაკარგები	339
სულ შემოსავალი	8785	სულ გასავალი	8785

ელექტრობალანსის ნაირსახეობები:

ა) ელექტროენერჯის წარმოება-მოსხმარების ბალანსი, სადაც შემოსავლის ნაწილში წარმოდგენილია საკუთარი საშუალებებით ელექტროენერჯის გენერაცია, ხოლო გასავლის ნაწილში – მოხმარება. მათ შორის განსხვავება წარმოდგენს სიჭარბეს (+) ან დეფიციტს (-).

მაგ. საქართველოს ელექტროენერჯის წარმოება-მოსხმარების ბალანსი 2005-2007 წლებში ნაჩვენებია ცხრილში №7. [იხ. დანართი I,II,III]

ცხრილი №7

წელი	წარმოება (მლნ. კვტსთ)	მოსხმარება (მლნ. კვტსთ)	სიჭარბე (+) დეფიციტი (-) (მლნ. კვტსთ)
2005	7061	7812	-751
2006	7622	7879	-257
2007	8351	7812	+ 539

ბ) ელექტრობალანსის სტრუქტურა ნატურალურ და პროცენტულ მაჩვენებლებში. საქართველოს 2007 წლის ბალანსი ნატურალურ და პროცენტულ მაჩვენებლებში ნაჩვენებია ცხრილში №8.

ცხრილი №8

შემოსავალი	(მლნ. კვტსთ)	%	გასავალი	(მლნ. კვტსთ)	%
ჰესები	6836	77,8	პირდაპირი მოხმარებლები	2012	23
თესები	1515	17,3	კახეთის ენერჯოკომპანია	197	2,2
			„ენერჯო-პრო ჯორჯია“	2448	27,9
			აფხაზეთი	1255	14,3
			სს „თელასი“	1900	21,6
იმპორტი	434	4,9	ექსპორტი	634	7,2
			დანაკარგები	339	3,8
სულ	8785	100	სულ	8785	100

ელექტროენერჯის გენერაცია 2007 წელს საკუთარი საშუალებებით მოცემულია ცხრილში №9.

გენერაციის ობიექტები	გენერირებული ელექტროენერგია (მლნ კვტსთ)	ხვედრითი წილი (%)
თბოსადგურები სულ, მათ შორის: „მტკვარი ენერჯეტიკა“ (ყოფილი მე-9 ენერგობლოკი), თბილსრესი (მე-3 და მე-4 ენერგობლოკები) „ენერჯი ინვესტი“ (გარდაბნის აირტურბინული ელექტროსადგური)	1515	18,2
სეზონური ელექტროსადგურები სულ, მათ შორის: ვარციხეძესი, რიონძესი, გუმათძესი, ლაჯანურძესი, ბუუუაძესი, აწქესი, ჩითახევიძესი, ზაქესი, ორთაჭალაძესი, თეთრიხევიძესი, საცხენძესი, ხადორძესი.	2322	27,8
მარეგულირებელი ელექტროსადგურები სულ, მათ შორის: ენგურძესი, ვარდნილძესი, ხრამი I და ხრამი II, შაორძესი, ძვერულძესი, მუნღეიკა-ჯორჯია, ჟინერი.	4514	54
გენერაცია სულ	8351	100

საქართველოს ელექტროენერჯის ექსპორტ-იმპორტის შესაძლებლობები აქვს სომხეთთან 220 კვ ძაბვის ქსელით, აზერბაიჯანთან 330 კვ ძაბვის ქსელით, თურქეთთან 220 კვ ძაბვის ქსელით და რუსეთთან 500 კვ ძაბვის ქსელით.

2008 წლის განმავლობაში დაგეგმილია 500კვ ძაბვის ელექტროგადამცემი ხაზების: ზესტაფონი-ახალციხე-გარდაბანი-ახალციხე-თურქეთის მშენებლობა[1]. იხ. ნახაზი №7.

საქართველოს ელექტროსისტემის იმპორტ-ექსპორტის
შესაძლებლობები



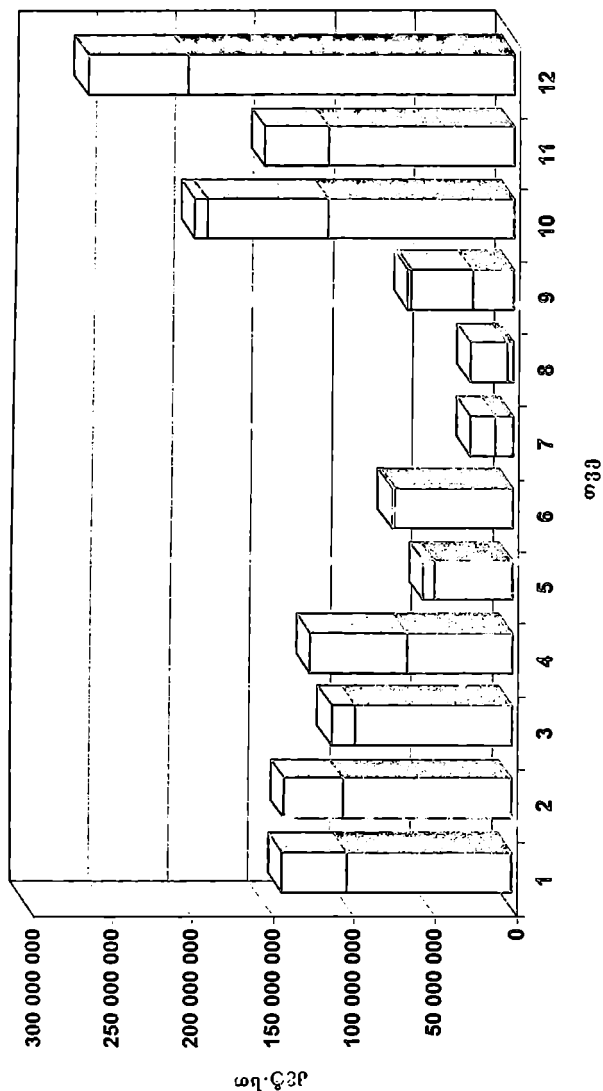
ნახაზი №7. საქართველოს ექპორტ-იმპორტის შესაძლებლობები

ელექტროენერჯის მოხმარების სტრუქტურა ცალკეული მომხმარებლების მიერ 2007 წელს მოცემულია ცხრილში №10.

ცხრილი №10

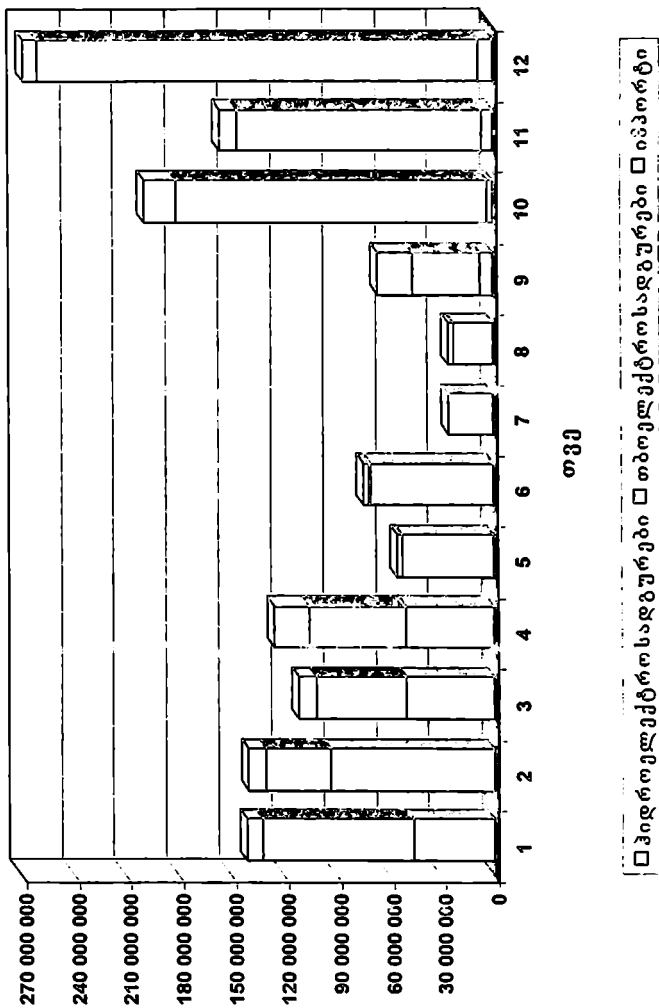
მომხმარებლები	მოხმარებული ელექტროენერჯია (მლნ. კვტსთ)	ხვედრითი წილი (%)
სირჯაპატი მონაპარკბლეთი ს.ელ, მათ შორის: „ფოთის ნავსადგური“ „ქუთაისის ავტოპარხანა“, „ჭიათურმარგანეცი“, „ფერო“, „კასპიცემენტი“, „რუსთავეცემენტი“, „მადნეული“, „ენერჯი-ინვესტი“, „აბილიას სექტორი“, „თბილისის განათება“, „თბილისის წყალი“, „საქართველოს რკინიგზა“, „მეტექსი“ და სხვა	2012	25,76
კახეთის ენერჯოკომპანია	197	2,53
„ენერჯო-პრო ჯორჯია“	2448	31,34
აფხაზეთი	1255	16
სს „თელასი“	1900	24,32
სულ სასარგებლო მოხმარება	7812	100

2007 წელს საბალანსო ელექტროენერჯის მყიდველები



ნახაზი №8. საქართველოში ელექტროენერჯის მოხმარება (2007 წელს)

2007 წელს საბაღანსო ელექტროენერჯის მომწოდებლები



მეგა-ვატები

§2.3. კრებისთი ენერგეტიკული ბალანსის დაგეგმვა

აბა თუ იმ ქვეყნის კრებისთი ენერგეტიკული ბალანსი სტატისტიკური მასალის გადმოცემის ყველაზე გავრცელებული ფორმაა. მასში ერთად არის თავმოყრილი ენერგეტიკული რესურსების მოწოდების და გამოყენების მაჩვენებლები. მსგავსად ფინანსური ბალანსისა ენერგეტიკული ბალანსის შედგენის ძირითადი პრინციპი არის შემოსავლების ჯამის დაბალანსება დანაბარჯების ჯამთან (იხ. ცხრილი №11).

კრებისთი ენერგეტიკული ბალანსის გამოყენება საშუალებას იძლევა შევავასოთ სათბობი რესურსების გარდაქმნის (კონვერსიის) ეფექტურობა და სხვადასხვა სათბობის ფარდობითი მნიშვნელობა ქვეყნის ეკონომიკისათვის. ენერგეტიკული ბალანსი გამოიყენება აგრეთვე, როგორც საფუძველი სოციალსავე ეკონომიკური და ენერგეტიკული ინდიკატორების (მაგ. პირველადი ენერგეტიკული რესურსების მოხმარება ერთ მოსახლეზე, ელექტროენერჯის მოხმარება ერთ მოსახლეზე, მოხმარებული ელექტროენერჯის ფარდობა მშპ-სთან და სხვა) და ენერგოეფექტურობის განსაზღვრისათვის.

კრებისთი ენერგეტიკული ბალანსის სტრუქტურა ასეთია:
(ცხრილი №11)

მიწოდება	მოხმარება
<p>ჯამური ენერგეტიკული რესურსები (შედგება):</p> <p>+ საკუთარი წარმოება</p> <p>+ იმპორტი</p> <p>- ექსპორტი</p> <p>= ნარაგები საწყობებსა და ბუნკერებში</p>	<p>ჯამური ენერგეტიკული რესურსები (იხარჯება):</p> <p>+ გარდაქმნა (ენერგეტიკაში, ნავთობგადამამუშავებაში, გათხევადებული ნატურალური გაზის წარმოებაში),</p> <p>+ დანაკარგები (გარდაქმნის, ტრანსპორტირების დანაკარგები, საკუთარი მოხმარება)</p> <p>+ ჯამური საბოლოო მოხმარება სულ, მათ შორის:</p> <ul style="list-style-type: none"> • მრეწველობაში • ტრანსპორტში • სოფლის მეურნეობაში • საყოფაცხოვრებო მეურნეობაში • საზოგადოებრივი სერვისი • სხვა დარგებში • არაენერგეტიკული მოხმარება <p>± სტატისტიკური სხვაობა</p>

ბალანსის შედგენის დროს მიწოდების შემადგენელი „საკუთარი წარმოება“ გულისხმობს ადგილობრივი პირველადი რესურსების მოპოვება-წარმოებას და მეორეული რესურსების წარმოებას.

განასხვავებენ პირველად და საბოლოო (მეორეულ) ენერჯიას.

პირველადი ენერჯია (Primary energy) – არის ენერჯია, რომელიც მოპოვებულია პირდაპირ ბუნებრივი წყაროდან გარდაქმნის გარეშე. ჯამურ პირველად ენერგეტიკული რესურსების წყაროებს მიეკუთვნება: ნახშირი, ნავთობი,

ბუნებრივი გაზი, ატომური ენერგია (ბუნებრივი ურანი), წვადი განახლებადი და ნარჩენები, მიდროენერგია, გეოთერმული, მზის და ქარის ენერჯიები.

მეორეული ენერგია (Secondary energy) – არის პირველადი ენერჯიის გარდაქმნის შედეგი იმ სახის ენერჯიად, რომელსაც ადამიანი იყენებს. მაგ. ნავთობის გადამუშავების შედეგად მიღებული პროდუქტები, ქვანახშირის გამდიდრებისა და დახარისხების პროცესში გამოყოფილი მეორეული პროდუქტები, ხის გადამუშავებისას დარჩენილი პროდუქტი (ნახერხი, ნაფოტი), ნამუშევარი ორთქლი ძალურ სამრეწველო დანადგარებში და ა.შ.

თავის მხრივ, პირველადი ენერჯიის წყარო შეიძლება იყოს განახლებადი ან არაგანახლებადი. **განახლებადი** ენერჯიის სახეობებია: მიდროენერგია, ტყის რესურსები, ზღვის მიმოქცევის, გეოთერმული, მზის და ქარის ენერჯიები, ხოლო **არაგანახლებადია** ანუ ანუ წიაღისეული სათბობის სახეობებია: ნახშირი, ნავთობი, ბუნებრივი გაზი, ატომური ენერგია (ბუნებრივი ურანი), რომელიც უშუალოდ წიაღიდანაა მოპოვებული.

„იმპორტი“ – ქვეყნის ფარგლებს გარედან შემოტანილი რესურსების რაოდენობას ასახავს.

„ექსპორტი“ – რესურსების ქვეყნის ფარგლებს გარეთ გატანა, ლოჯიკის საწინააღმდეგოდ, მიწოდებაში არის გაერთიანებული, მაგრამ მინუს ნიშნით არის შეტანილი და გაანგარიშების დროს მომარაგების ჯამურ სიდიდეს აკლდება.

„საწყობების და ბუნებრივი შედგენილობა“ – გაანგარიშებაში შედის პლუს ან მინუს ნიშნით იმის მიხედვით, საანგარიშო წელს მათში დასაწყობებული რესურსების რაოდენობა შემკირდა თუ გაიზარდა.

„გარდაქმნაში“ იგულისხმება ენერჯიის ერთი სახეობის გარდაქმნა სხვა სახეობაში: (ენერჯეტკაში, გათხევადებული ნატურალური გაზის წარმოებაში, ნავთობგადამუშავებაში), გარდაქმნის დანახარჯები 4 შემადგენელით არის წარმოდგენილი:

1. ელექტრო და თბური ენერჯიის წარმოება;
2. მეორეული მყარი სათბობის (მაგ. ქვანახშირის გაზიფიკაციის ბაზაზე დიდასიტალის მოსაპირკეთებელი ფილების წარმოება) გათხევადებული და კომპრესირებული გაზის წარმოება (ზოგჯერ ბუნებრივი გაზის დიდ მანძილზე ტრანსპორტირებისათვის მას ათხევადებენ დაახლოებით $-160^{\circ}C$ ტემპერატურამდე გაცივებით, რის შედეგადაც მიიღება გათხევადებული ნატურალური გაზი. ხოლო ბუნებრივი გაზის კომპრესიით მიიღება ტრანსპორტში გამოსაყენებელი საწვავი – კომპრესირებული ბუნებრივი გაზი.)
3. ნავთობპროდუქტების წარმოება (ნავთი, ბენზინი, ნაფტა, დიზელი, ბიტუმი და სხვა)
4. სხვა გარდაქმნები, რომელიც არ არის ასახული წინა ჯგუფებში და მოიცავს ნაუღებად ტრადიციულ და იშვიათად გამოყენებულ ენერჯიის გარდაქმნებს.

„დანაკარგები“ (საკუთარი მოხმარება, ტრანსპორტირებისა და განაწილების დანაკარგები)

„ჯამური მოხმარება“ – ნაწილდება შემდეგ ძირითად სექტორებზე:

1. მრეწველოა:
 - რკინისა და ფოლადის წარმოება,
 - ქიმიური და ნავთობქიმიური წარმოება,
 - ფერადი ლითონების წარმოება,
 - არალითონური მასალების წარმოება,
 - სატრანსპორტო მოწყობილობების წარმოება.

- მანქანათმშენებლობა,
- სამთო მრეწველობა,
- კვების პროდუქტების, სასმელების და თამბაქოს წარმოება,
- ქალაქის წარმოება და ბეჭდვა,
- ხე-ტყისა და ხის გადამამუშავებელი წარმოება,
- საფეიქრო და ტყაეის მრეწველობა,
- მშენებლობა,
- სხვა.

2. ტრანსპორტი;

- საავტომობილო ტრანსპორტი,
- სარკინიგზო ტრანსპორტი,
- საჰაერო ტრანსპორტი,
- საზღვაო და სამდინარო ტრანსპორტი,
- მილსადენები (მსხვილი ნავთობ და გაზსადენები).

3. სოფლის მეურნეობა;

4. საყოფაცხოვრებო მეურნეობა (მოსახლეობის განათება, გათბობა, ელექტროხელსაწყოები).
5. საზოგადოებრივი სერვისი (სასტუმროები, უნივერსიტეტები, სკოლები, საბავშვო ბაღები, საავადმყოფოები, მაღაზიები, კაფეები, რესტორნები, ატელიეები).

6. სხვა (რომელიც ზემოთჩამოთვლილ ჯგუფებში არ მოხვდა).

„არაენერგეტიკული მოხმარება“ – ენერგორესურსების გამოყენება არაენერგეტიკული მიზნებისათვის (მაგ. საპოხ მასალებად).

„სტატისტიკური სხვაობა“ – საერთო მიწოდების და საერთო მოთხოვნის არითმეტიკული ჯამი იძლევა სტატისტიკურ სხვაობას.

სტატისტიკის საერთაშორისო ორგანიზაციები სათბობ-ენერგეტიკული ბალანსის შედგენისათვის იყენებენ განზომილებებს: ელექტრული ენერგიისათვის – გიგავატსაათს, (GWh), თბური ენერგიისათვის – ტერაჯოულს (TJ). ბალანსის შედგენისათვის აუცილებელია სხვადასხვა ერთეულების ურთიერთშეფარდებისა და მსგავსი სიდიდეების განზომილებათა გადასაყვანი (კონვერსიის) თანამამრავლების ცოდნა. ცხრილში №12 მოცემულია ენერგეტიკულ სტატისტიკაში გამოყენებული თანამამრავლების (პრეფიქსების) მნიშვნელობები და ჩაწერის წესი.

სტატისტიკაში გამოყენებულ განზომილებათა ათობითი სისტემის თავსართები

(ცხრილი №12)

მამრავლი	მამრავლი
10 ¹ – დეკა (დეკა) deka(dk)	10 ⁻¹ – დეცი (დეცი) deci(d)
10 ² – ჰექტო (ჰ) hecto(h)	10 ⁻² – სანტი (სმ) centi(c)
10 ³ – კილო (კ) kilo(k)	10 ⁻³ – მილი (მ) milli(m)
10 ⁶ – მეგა (მგ) mega(M)	10 ⁻⁶ – მიკრო (მკ) micro(μ)
10 ⁹ – გიგა (გ) giga(G)	10 ⁻⁹ – ნანო (ნ) nano(n)
10 ¹² – ტერა (ტ) tera(T)	10 ⁻¹² – პიკო (პ) piko(pk)
10 ¹⁵ – პეტა (პ) peta(P)	10 ⁻¹⁵ – ფემტო (ფ) femto(f)
10 ¹⁸ – ექსა (ე) exa(E)	10 ⁻¹⁸ – ათო (ა) atto(a)

SI – სისტემაში ენერგიის განზომილებისათვის გამოიყენება ჯოული (ჯ). პრაქტიკაში ენერგიის (ან სითბოს რაოდენობის) გაზომვისათვის, რადგანაც

ჯოული მეტად მცირე სიდიდეა სტატისტიკის მიზნებისათვის, ტრადიციულად გამოიყენებოდა ტონა ნახშირის ეკვივალენტი (tce), ამჟამად კი ტონა ნავთობის ეკვივალენტი (toe) გამოიყენება, რომლის თბოუნარიანობა ტოლია 41.868გჯ (GJ). გარდა ჯოულისა, სითბოს რაოდენობის ერთეულია კალორია. კალ (Cal) – კალორია არის სითბოს რაოდენობა, რომელიც საჭიროა ერთი გრამი გამოხდილი წყლის ტემპერატურის ერთი გრადუსით (19,5°C–დან 20,5°C–მდე) გასაზრდელად 101,325 კაა (დაახლოებით 1 ბარი) წნევის დროს, 1კალ=4,186ჯ იხ ცხრილი №13.

სათბობის ძირითადი ეკვივალენტების უმცირესი წვის სითბო

(ცხრილი №13)

	ნავთობის ეკვ. (toe)	ნახშირის ეკვ. (tce)	წვის უმცირესი სითბო, კკალ/კგ	წვის უდაბლესი სითბო ბჯ/კგ
ნავთობის ეკვ. (toe)	1	1,429	10000	41.868
ნახშირის ეკვ. (tce)	0,700	1	7000	29.300

სტანდარტების საერთაშორისო ორგანიზაცია (ISO) რეკომენდაციას უწევს სტატისტიკურ ანგარიშებში ტჯ-ის (TJ) გამოყენებას (იხ. ცხრილი №14).

ენერჯის ერთეულთა თანამამრავლები

(ცხრილი №14)

	(TJ)	(Gcal)	(Mtoe)	(GWh)
ტერაჯოული (TJ)	1	238.8	$2,388 \cdot 10^{-5}$	0,2778
გიგაკალორია (Gcal)	$4.1868 \cdot 10^{-3}$	1	10^{-7}	$1.163 \cdot 10^{-3}$
მეგატნე (Mtoe)	$4.1868 \cdot 10^4$	10^{-7}	1	11630
გიგაუტსო (GWh)	3,6	860	$8.6 \cdot 10^{-5}$	1

სათბობის რაოდენობა იზომება მასურ და მოცულობით ერთეულებში.

მყარი სათბობი მასური ერთეულებით იზომება: კილოგრამი ან ტონა (გამონაკლისია შეშა, რომელიც იზომება კუბურ მეტრებში);

თხევადი სათბობი იზომება მოცულობით ან მასის ერთეულებში – ლიტრი, კუბური მეტრი ან კილოგრამი და ტონა. თხევადი სათბობს საზომი მოცულობითი ერთეულებია. აგრეთვე ბარელი, გალონი (ამერიკული და ბრიტანული).

გაზური სათბობი (მაგ. ბუნებრივი გაზი) იზომება მოცულობით ერთეულებში – კუბური მეტრი და მისი ათობითი მამრავლები, აგრეთვე ენერჯის ან სითბოს ერთეულებით ერთეულ მოცულობაში (მგჯ/მ³ ან კკალ/მ³) ყიდვა-გაყიდვის მიზნებისათვის. გაზის მოცულობის გაზომვისთვის დიდი მნიშვნელობა აქვს გარემო პირობებს (ტემპერატურასა და წნევას), გაზომვის პროცესს, რადგან გაზის მოცულობა მნიშვნელოვნად იცვლება ამ პარამეტრებზე დამოკიდებულებით. გაზის გაზომვისათვის მიღებულია ორი სტანდარტული პირობითი გარემო:

- ნორმალური – 0° C ტემპერატურა და 760 მმ ვერცხლის წყლის სვეტის წნევა;
- სტანდარტული – 15° C ტემპერატურა და 760 მმ ვერცხლის წყლის სვეტის წნევა.

სათბობის რაოდენობა ძირითადად გამოისახება შემდეგ ერთეულებში:

მყარი სათბობის (ნახშირი, ტორფი) – ტონებში ან 1000 ტონებში;

თხევადი სათბობი (ნავთობი, ნავთობპროდუქტები) – ტონებში ან 1000 ტონებში, ლიტრებში, გალონებში, ბარელებში.

გაზები – კუბურ მეტრებში, მლნ კუბ. მეტრებში, მლრდ კუბ. მეტრებში, აგრეთვე ტერაჯოულებში (მაგალითად ორთქლი), განახლებადი და ნარჩენი – ტერაჯოულებში

როგორც აღინიშნა, გაზის პარამეტრებს ზომავენ ე.წ ნორმალურ (0° C ტემპერატურა და 760 ეწს წნევა) და სტანდარტულ (15° C ტემპერატურა და 760 ეწს წნევა) პირობებში. შესაბამისად, არჩევენ სტანდარტულ კუბურ მეტრს (Scm) და ნორმალურ კუბურ მეტრს (Ncm).

ენერგიატევადობა არის საერთო პროდუქციის ერთეულ სამრეწველო, საერთო, ეროვნულ ან შიგა პროდუქტზე მოსული ენერჯის ხვედრითი მოხმარება.

ენერგიაშემცველობა – ენერჯის სხვადასხვა წყაროს მარაგების ენერგეტიკული ეკვივალენტი, იზომება ჯოულებში.

სათბობის ენერგიაშემცველობას ახასიათებენ პარამეტრით: წვის სითბო., ანუ კალორიულობა. კალორიულობა არის სითბოს რაოდენობა, რომელიც გამოიყენება სათბობის ერთეულის სრული დაწვით. ტიპური წვის სითბოს შემცველობაა: ნახშირისათვის 26 გიგაჯოული/ტონა და გაზისათვის 35,6 გიგაჯოული/კუბური მეტრი.

განახვებებზე სათბობის უმაღლეს და უდაბლეს თბოუნარს. უმაღლესი თბოუნარი (დაბალი აქროლადობის მყარი და თხევადი სათბობის) არის სითბო, რომელიც გამოიყენება ერთეული სათბობის დაწვის მუდმივი მოცულობის დროს ნებისმიერ ჯანგაბადის კალორიმეტრში. უდაბლესი თბოუნარი (გაზის) არის სითბო, რომელიც გამოიყოფა კონკრეტულ პირობებში გაზის ერთეული მოცულობის სრული დაწვით (წყალი, რომელიც წარმოიქმნება დაწვის პროცესში მიიღება ნარჩენ ორთქლად, წვის სხვა პროდუქტები – ექსპერიმენტის ნორმალური პირობების შესაბამისად, რომლებიც მიღებულია სხვადასხვა ქვეყნებში).

სათბობის ხარისხი

მყარი სათბობის, მაგალითად ნახშირის ხარისხის შესაფასებლად ძირითადად გამოიყენება: ტენიანობა, ნაცრიანობა, ბმული ნახშირბადის რაოდენობა და აქროლადი ნივთიერებების რაოდენობა, რაც თავის მხრივ განსაზღვრავს მის თბოუნარს (კალორიულობას).

ტენიანობა არის ნახშირის ტენის შემცველობა. არჩევენ აბსოლუტურ და ფარდობით ტენიანობას. აბსოლუტური ტენიანობა არის სითხის მასის ფარდობა ნახშირის მშრალი ნაწილის მასასთან. ფარდობითი ტენიანობა არის სითხის მასის ფარდობა ტენიან ნახშირის მასასთან.

ნაცრიანობა განსაზღვრულია როგორც არაწვადი მინერალური მინარევების ნაცრის პროცენტული შემადგენლობა, რომელიც დარჩება სათბობის ორგანული ნაწილის დაწვის შემდეგ. ქიმიურად ნაცარი შედგება სილიციუმის, ალუმინის, კალიუმის, მაგნიუმის, რკინის და სხვა, ორჟანგისაგან. ნაცარი ამცირებს სათბობის დაწვის გამოყოფილ სითბოს, აჭუჭყიანებს გარემოს და ა.შ.

ნახშირბადის პროცენტული შემცველობა ნახშირში (აგრეთვე ნავთობში, ტორფი, ბუნებრივ საწვავ გაზებში) განსაზღვრავს სათბობის ხარისხს.

აქროლადი ნიეთიერება გამოიყოფა წიაღისეული სათბობიდან მისი გახურების შედეგად და ის წარმოადგენს სათბობის ტექნოლოგიური ხარისხის მნიშვნელოვან მახასიათებელს. აქროლადი ნიეთიერებების შედგენილობაა: ნახშირის ორგანული ნაწილის აქროლადები, ზოგიერთი მინერალის გახრწნის პროდუქტი. აქროლადი ნიეთიერებები ნახშირში იცვლება 4%-დან (ანთრაციტი) 50%-მდე (მურა ნახშირი).

ნახშირის ეს მახასიათებელი განსაზღვრავს ნახშირის ხარისხის ძირითად კომპლექსურ მახასიათებელს – კალორიულობას, რის მიხედვითაც არჩევენ მყარი ნახშირის შემდეგ სახეობებს: საკოქსე ნახშირი, ანთრაციტი და სხვა, მაგ. ბიტუმივანი ნახშირი, სუბბიტუმივანი ნახშირი, ლიგნიტი/მურა ნახშირი, ტორფი.

ქვემოთ მოცემულია მყარი სათბობის რანჟირება ძირითადი კომპლექსური მახასიათებლის – კალორიულობის მიხედვით.

უმაღლესი კალორიულობა	↓	ბრძმედის კოქსი გაზური კოქსი საკოქსე ნახშირი ანტრაციტი და ბიტუმიური ნახშირი სუბ-ბიტუმიური ნახშირი ლიგნიტი
უდაბლესი კალორიულობა	↓	ტორფი

თხევადი სათბობის, მაგალითად ნეთობის ხარისხის დასახასიათებლად იყენებენ: ფარდობით სიმკვრივეს, სიბლანტეს, ღლიობის წერტილს (ტემპერატურას), მინარევების (წყლის, გოგირდის, პარაფინის და ასფალტის, სხვა მინარევების და მძიმე ლითონების) შემცველობას.

გაზური სათბობის მაგალითად ბუნებრივი გაზის ხარისხის ძირითადი შეფასება მისი თბოუნარიტ (კალორიულობით) განისაზღვრება, რაც თავის მხრივ დამოკიდებულია მის შემადგენლობაში შემავალი წვადი და არაწვადი გაზების რაოდენობაზე.

ბუნებრივი გაზის ძირითად შემადგენლობაშია მეთანი CH_4 (დაახლოებით 98%) ამიტომ მისი თვისებები პრაქტიკულად სრულად განისაზღვრება მეთანის ოვისებებით. მეთანი არის უფერო, უსუნო და უგემო გაზი. იგი შეიცავს 75% ნახშირბადს და 25% წყალბადს. $1m^3$ მეთანის მასაა 0.717კგ.

ატმოსფერულ წნევაზე და $-160\text{ }^{\circ}C$ ტემპერატურაზე მეთანი იკუმშება, მისი მოცულობა თითქმის 600-ჯერ მცირდება და მიიღება ე.წ. „ათხევადებული ბუნებრივი გაზი“ (LNG), რომელიც მარტივია შენახვისა და ტრანსპორტირებისათვის. მეთანის უმაღლესი წვის სითბო შეადგენს 39820 კჯ/მ³, ხოლო უდაბლესი – 35880 კჯ/მ³. მეთანის გარდა წვადი გაზები შეიცავენ ეთანს, პროპანს და ბუთანს.

სხვადასხვა ადგილზე მოპოვებული ბუნებრივი გაზის ფიზიკურ-ეკონომიკური და თბოტექნიკური მახასიათებლები განპირობებულია წვადი კომპონენტების შედგენილობის სხვადასხვაობით და მასში არაწვადი გაზური კომპონენტებისა და არასასარგებლო მინარევების არსებობით. მაგ. ალჟირის „ჰაზნიერშელის“ საბადოზე მოპოვებული გაზის თბოუნარიანობა არის 42000 კჯ/მ³, მაშინ, როცა ნიდერლანდების გრონინგენის საბადოზე მოპოვებული გაზის – 35000 კჯ/მ³. ბუნებრივი გაზის ხარისხს განსაზღვრავს აგრეთვე გაწმენდის ეფექტურობა. მისგან CO_2 -ის, გოგირდწყალბადის, აზოტის, წყლის ორთქლის, ჰელოუმის და სხვა კოროზიული ან მავნე მინარევების გამოყოფას აწარმოებენ გადამუშავების პროცესში, რითაც მნიშვნელოვნად უმჯობესდება მისი ხარისხი.

წარმოება	ათ.ტნე	მოსხმარება	ათ.ტნე
საკუთარი პირველადი ენერგეტიკული წარმოება: (ნახშირი, ნედლი ნავთობი, ნავთობპროდუქტები, პიდროენერჯია, განახლებადი და ნარჩენები)	941	გარდაქმნა (ენერგეტიკაში, გათხვეადებული ნატურალური წარმოებაში, ნავთობგადამამუშავებაში) და გარდაქმნის დანაკარგები	753
+ იმპორტი	2377	მრეწველობა	389
- ექსპორტი	-68	ტრანსპორტი	591
± მარაგები საწყობებსა და ბუნკერებში	2	საყოფაცხოვრებო მეურნეობა	1009
		სოფლის მეურნეობა	160
		საზოგადოებრივი სერვისი	107
		არაენერგეტიკული მოხმარება	193
სულ წარმოება	3252	სულ მოხმარება	3252

ეკონომიკური და ენერგეტიკული ინდიკატორები:

ელექტროენერჯიის წარმოება ერთ მოსახლეზე:

საკუთარი საშუალებებით გენერირებული ელექტროენერჯიის წლიური რაოდენობა/ქვეყანაში მოსახლეობის რაოდენობა.

ელექტროენერჯიის მოხმარება ერთ მოსახლეზე:

ქვეყანაში წლის განმავლობაში მოხმარებული ელექტროენერჯია (საკუთარი საშუალებებით წარმოება + იმპორტი)/ქვეყანაში მოსახლეობის რაოდენობა.

პირველადი ენერგორესურსებით მოსახლეობის მომარაგება:

პირველადი ენერგორესურსების წარმოება საკუთარი საშუალებებით (წლიური რაოდენობა)/ქვეყანაში მოსახლეობის რაოდენობა.

მთლიანი შიდა პროდუქტის წარმოება ერთ მოსახლეზე:

ქვეყნის ტერიტორიაზე შექმნილი მთლიანი პროდუქციის წლიური რაოდენობა/ ქვეყანაში მოსახლეობის რაოდენობა. აღნიშნული მაჩვენებელი განვითარებული ცივილიზაციის ქვეყნებში არის 20 000\$/კაცი ფარგლებში.

ენერგორესურსების მოხმარება ერთ მოსახლეზე:

საკუთარი საშუალებებით წარმოებული ენერგორესურსების წლიური რაოდენობა + იმპორტი /ქვეყანაში მოსახლეობის რაოდენობა.

მთლიანი შიდა პროდუქტის ელექტროტევადობა:

ქვეყანაში წლის განმავლობაში მოხმარებული ელექტროენერგია (საკუთარი საშუალებებით წარმოება + იმპორტი)/მთლიანი შიდა პროდუქტის წლიური რაოდენობა. ეს მაჩვენებელი გვიჩვენებს მშპ-ს ერთ ლარზე რა ღირებულების ელექტროენერგია იხარჯება. ეკონომიკურად მიზანშეწონილია ეს მაჩვენებელი 0–სე დაბალი იყოს.

მთლიანი შიდა პროდუქტის ენერგოტევადობა:

ქვეყანაში წლის განმავლობაში მოხმარებული ენერგორესურსების ჯამური რაოდენობა/მთლიანი შიდა პროდუქტის წლიური რაოდენობა. ეკონომიკურად მიზანშეწონილია ეს მაჩვენებელი 0–ზე დაბალი იყოს.

ამ მაჩვენებლების ანალიზი საშუალებას გვაძლევს გავიგოთ, თუ მთლიანი შიდა პროდუქტის თითოეულ ლარში რამდენი კვპს ან კვტსთ ელექტროენერგია იდებს მონაწილეობას და რამდენია მათი ფულადი ღირებულება. მშპ-ს ელექტრო და ენერგოტევადობის შემცირებას აქვს დიდი ეკონომიკური ეფექტი. რადგანაც 1 კვტსთ ელექტროენერგიის საშუალო ფასია 15 თეთრი, 1 კვ პირობითი სათბობის საშუალო ფასია 20 თეთრი (1კვ=200ლარი; 1 კვ=0,20 ლარი ანუ 20 თეთრი), ამიტომ მშპ-ს თითოეულ ლარში ელექტროენერგიისა და ენერგორესურსების ჯამური ფულადი ღირებულება მიზანშეწონილია მერყეობდეს 35 – 70 თეთრის ფარგლებში[7].

§2.4. ენერგომოთხოვნილების დაგეგმვა და ენერგიაშემცველის არჩევის ტექნიკურ-ეკონომიკური დასაბუთება

ენერგომოთხოვნილების საერთო რაოდენობის დაგეგმვისათვის აუცილებელია შეჯამდეს ენერგიის მოთხოვნილი რაოდენობა სამრეწველო საწარმოებში, სოფლის მეურნეობაში, ტრანსპორტზე, საყოფაცხოვრებო მეურნეობაში და სხვა დარგებში. მრეწველობაში მიმდინარეობს ძალური, თბური, ელექტროფიზიკური და ელექტროქიმიური პროცესები და განათება.

ძალურ პროცესებში იგულისხმება ელექტროენერგიის გამოყენება მანქანა-დანადგარების ამბრავისათვის. ძალურ პროცესებს მოქმედებაში მოჰყავს მანქანა-იარაღები, სატრანსპორტო საშუალებები, სატუმბი, საკომარესორო და სავენტილაციო მოწყობილობები.

თბურ პროცესებს მიეკუთვნება მაღალტემპერატურული (500°C)-ზე ზევით მიმდინარე თერმოქიმიური პროცესები (ფოლადის, თუჯის, ცემენტის, მინის წარმოება). საშუალოტემპერატურული (150 - 500°C) ხმობის, ხარშის, შრობის, რეცხვის ოპერაციები. დაბალტემპერატურულ (150°C-მდე) პროცესებს მიეკუთვნება ხილ-ბოსტნეულის კონსერვების წარმოება, ავეჯის გალაქვა.

კრიოგენულ (-60°C-ქვევით) პროცესებს მიეკუთვნება გაზის გაყინვა, ჰაერის გახლეჩა. ელექტროქიმიურ და ელქროფიზიკურ პროცესებს მიეკუთვნება: ელექტროლიზი, ფოტოქიმიური რეაქციები, იონიზებული გამოსხივება.

სოფლის მეურნეობის ენერგომოხმარებისათვის დამახასიათებელი მომხმარებლების გაფანტულობა დიდ მანძილზე, ენერგიის მოთხოვნილების სეზონური ცვალებადობა და სტაციონარულ (ფერმები, ხორცის, რძის, კვერცხის, მატყლის წარმოება. ხილის, ბოსტნეულის გადაამამუშავებელი და ჩიის ფაბრიკები) და არასტაციონარულ პროცესებში (ტრაქტორები, სხვა სასოფლო-სამეურნეო დანიშნულების სატრანსპორტო საშუალებები) ენერგიის მოთხოვნილება.

საყოფაცხოვრებო მეურნეობაში სათბობ-ენერგეტიკული რესურსების მოთხოვნილება დაკავშირებულია მოსახლეობის განათების, გათბობის და ელექტროხელსაწყოების გამოყენებასთან.

ტრანსპორტი: საავტომობილო, სარკინიგზო, საჰაერო, საზღვაო და სამდინარო, მოთხოვნს დიდი როლდენობით მაღალხარისხოვან თხევად საწვავს (ნავთი, ბენზინი, დიზელი), რაც დაკავშირებულია ეკოლოგიურ პრობლემებთან. [2]

სამრეწველო საწარმოებში, სოფლის მეურნეობაში, ტრანსპორტზე, საზოგადოებრივ სექტორში ენერგიაშემცველის არჩევის ტექნიკურ-ეკონომიკური დასაბუთება:

- ძალურ პროცესებში ელექტროენერჯის გამოყენებას ალტერნატივა არ გააჩნია;
- მაღალტემპერატურულ თერმოქიმიურ პროცესებში შესაძლებელია სამივე სახის ენერგიაშემცველის (ელექტროენერჯია, ბუნებრივი გაზი, თხევადი სათბობი) გამოყენება.
- საშუალო და დაბალტემპერატურულ პროცესებში (ხილ-ბოსტნეულის კონსერვები, ავეჯის გალაქვა, შრობის, რეცხვის ოპერაციები) მიზანშეწონილია ელექტროენერჯის გამოყენება ორქლისა და ცხელი წყლის წარმოსაქმნელად.
- გამოწვის (ფაიფურის, თიხის) პროცესში ელექტროენერჯის გამოყენება ნაკლებეფექტურია, ვიდრე ბუნებრივი გაზის გამოყენება.

შესაძლო სამივე სახის ენერგიაშემცველის შედარებისას რა თქმა უნდა, უფრო მომგებიანია უფრო იაფი ენერგიაშემცველის გამოყენება. იმ შემთხვევაში, თუ არსებობს რამოდენიმე ალტერნატიული ვარიანტი, მხედველობაში მიიღება:

1. პროდუქციის ხარისხი: მაგალითად, რომელიმე ენერგიაშემცველის გამოყენებისას შეიძლება დაეცეს პროდუქციის ხარისხი და საჭირო გახდეს დამატებითი ხარჯების გაწევა.
2. დაცული უნდა იყოს აგრეგატების ერთნაირი მწარმოებლურობა.
3. მქ-ის სიდიდე. ბუნებრივი გაზის გამოყენების შემთხვევაში $\eta=0,27-0,40$; ელექტროენერჯის გამოყენების შემთხვევაში $\eta=0,17-0,30$.

ე.ი. ყველა მაჩვენებლისა და ღირებულების გათვალისწინებით, ცალკეულ საწარმოში უნდა ჩატარდეს დასაბუთებული კვლევა და მიიღება ყველაზე ოპტიმალური გადაწყვეტილება.

საყოფაცხოვრებო მეურნეობაში ადგილი აქვს ისეთ მაღალტემპერატურულ პროცესს, როგორცაა საკვების დამზადება. საკითხი დგას რაციონალური ენერგიაშემცველის შესარჩევად. ალტერნატიულია: ელექტროენერჯია და ბუნებრივი გაზი. ამ ორი ალტერნატივის ეფექტურობის დასადგენად ყურადღება ექცევა სანიტარულ-ჰიგიენურ მოთხოვნებს და ნაკლებ დანახარჯებს. ბუნებრივი გაზის წვისას გამოიყოფა მკვენი ნივთიერებები, რომლის კონცენტრაციის დადაბლებას თანამედროვე ენტილაციის საშუალებები ვერ უზრუნველყოფს, მაგრამ თუ ქვეყანას გააჩნია ბუნებრივი გაზის მარაგი და უფრო ნაკლები დანახარჯებით შესაძლებელია ამ პრობლემის გადაწყვეტა, მაშინ უპირატესობა ენიჭება ბუნებრივ გაზს ელექტროქურათან შედარებით.

ტრანსპორტში პრიორიტეტული ადგილი უკავია სარკინიგზო ტრანსპორტს, სადაც შესაძლებელია სხვადასხვა სახის ენერგიაშემცველის გამოყენება. ეკოლოგიური თვალსაზრისით მიზანშეწონილია სარკინიგზო ტრანსპორტის ელექტროფიკაცია, მაგრამ არის მთელი რიგის პრობლემებიც. კერძოდ, ელექტროფიკაცია ეფექტიანია დატვირთული ორმაგი ხაზისათვის და არა ერთმაგი ხაზისათვის. სამაგიეროდ, ხაზის ელექტროფიკაციით იზრდება სინქარე,

ხასის გამტარობა, ტვირთბრუნვა. ალტერნატივის არჩევისას ერთმანეთს ადარებენ ელექტროწვევისა და თბური წვეის დაყვანილ დანახარჯებს.

$$D_{ელ.წვეა} = E + (K+C) = \min$$

$$D_{თბ.წვეა} = B + (K+C) = \min$$

სადაც $D_{ელ.წვეა}$ და $D_{თბ.წვეა}$ ჯამური დაყვანილი დანახარჯებია ელექტრო და თბური წვეის დროს.

E - ელექტროენერჯის ხარჯი (კეტსთ/წელ)

B - საწვავის ხარჯი (ტპს/წელ)

ირჩევენ იმ ვარიანტს, სადაც დაყვანილი დანახარჯები მინიმალურია.

ბოლო პერიოდში ავტორტრანსპორტისათვის იყენებენ კომპრესირებულ ბუნებრივ გაზს, რომელიც თავისი ხარისხით შეესაბამება მაღალხარისხიან ბენზინს. კომპრესირებული ბუნებრივი გაზის გამოყენება შედარებით იაფი და ეკოლოგიური თვალსაზრისითაც უფრო მომგებიანია.

თავი III. ელექტრო და თბური ენერჯის თვითღირებულების დაგეგმვა

§3.1. საწარმოო დანახარჯების კალკულაცია და პროდუქციის თვითღირებულების დაგეგმვა

ნებისმიერი საწარმოო პროცესი მოითხოვს ადამიანური, ფულადი და მატერიალური რესურსების გამოყენებას, რომელიც ფულად ფორმაში გამოსახავს პროდუქციის შექმნასა და რეალიზაციაზე გაწეული ხარჯების ერთობლიობას.

საწარმოო დანახარჯების განსაზღვრისათვის იყენებენ კატეგორიას „თვითღირებულება“. პროდუქციის თვითღირებულების სტრუქტურა გამოსახავს ცალკეული დანახარჯების ხვედრით წილს დანახარჯების მთლიან მოცულობაში. იმის მიხედვით, თუ რა წილი აქვს დანახარჯის ამა თუ იმ მუხლს მთლიან შემადგენლობაში, განასხვავებენ დარგებს:

1. შრომატევადი, სადაც პროდუქციის დანახარჯების

სტრუქტურაში ყველაზე დიდი ხვედრითი წილი უკავია სსპ-ის ხელფასს. მაგ. სათბობმომკოებელი წარმოება.

2. მასალატევადი, სადაც ყველაზე დიდი ხვედრითი წილი უკავია დანახარჯებს ნედლეულზე, მასალებზე, ნახევარფაბრიკატებზე, მაგ. მანქანათმშენებლობა, მეტალურგია.

3. ელექტროტევადი, სადაც ყველაზე დიდი ხვედრითი წილი უკავია დანახარჯებს ელექტროენერჯიაზე. მაგ. ელექტროქიმიკა, მეტალურგია.

4. სათბობტევადი, სადაც ყველაზე დიდი ხვედრითი წილი უკავია სათბობს. მაგ. თბოენერგეტიკა.

5. კაპიტალტევადი, სადაც ყველაზე დიდი ხვედრითი წილი უკავია ძირითადი საშუალებების ამორტიზაციას. მაგ. ელექტროენერგეტიკა.

პროდუქციის თვითღირებულება შეიძლება განისაზღვროს კალკულაციის მუხლების ან დანახარჯების ელემენტების მიხედვით. საზოგადოდ, კალკულაციას უწოდებენ გაანგარიშების სისტემას, რომლის საშუალებითაც განისაზღვრება სარეალიზაციო პროდუქციის თვითღირებულება.

ენერგეტიკული საწარმოებისათვის წარმოების დანახარჯები შედგება შემდეგი ელემენტებისაგან:

- ძირითადი საშუალებების ამორტიზაცია საგადასახადო კოდექსით გათვალისწინებული ნორმების მიხედვით.
- ტექნოლოგიური მიზნით გამოყენებული სათბობი.
- რემონტისათვის საჭირო სათადარიგო ნაწილები და დამხმარე მასალები.

- სამრეწველო-საწარმოოპერსონალის შრომის ანაზღაურება.
- სხვა დანახარჯები (შენობების დაცვის, გათბობის, მცირეფასიანი და სწრაფცეკთადი საგნების ანაზღაურების ხარჯები, არენდის ქირა, კრედიტის პროცენტი და ა.შ.)[4]

ელექტროსადგურებში გამომუშავებული პროდუქციის (ან გამანაწილებელი კომპანიების მიერ გაწეული მომსახურების) თვითღირებულებას ვანგარიშობთ წლიური დანახარჯების შესაბამისად შემდეგი საკალულაციო მუხლების მიხედვით.

1. დანახარჯები ძირითადი საშუალებების ამორტიზაციაზე დამოკიდებულია ძირითადი საშუალებების ღირებულებასა და ამორტიზაციის ნორმაზე. ამორტიზაციის საშუალო ნორმაა 7%.
2. დანახარჯები ძირითადი საშუალებების რემონტზე აიღება ძირითადი საშუალებების ღირებულების 1-დან 5 %-მდე.
3. დანახარჯები სსპ-ის ხელფასზე მიიღება სსპ-ის რაოდენობისა და ერთი მომუშავეს საშუალო წლიური ხელფასის ფონდის (ენერგეტიკული საწარმოებისათვის ერთი მომუშავეს საშუალო წლიური ხელფასის ფონდია 3500 ლარი) ურთიერთგადამრავლებით.
4. სათბობზე გაწეული დანახარჯების გაანგარიშებისას გასათვალისწინებელია წლის განმავლობაში დახარჯული სათბობის რაოდენობა და სათბობის ფასი.
5. სხვა დანარჩენი ხარჯები იანგარიშება ზემოთ ჩამოთვლილი 1-4 მუხლის ჯამის 1-დან 5%-მდე.

ერთეული პროდუქციის თვითღირებულება განისაზღვრება საწარმოში წლიურად გაწეული დანახარჯების შეფარდებით ელექტროსადგურის მიერ გამომუშავებული ან განაწილებული ენერჯის წლიურ რაოდენობასთან.

§ 32. პროდუქციის თვითღირებულების შემცირების რეზერვების გამოვლენის მეთოდები

ა) წამყვანი რგოლის გამოყოფის მეთოდი

წამყვანი რგოლის გამოყოფის მეთოდზე დაყრდნობით შესაძლებელია არსებული ეკონომიკური მოვლენებიდან გამოყოფთ ისეთი მოვლენა, რომელიც მოცემულ პირობებში მეტად ცვალებადია და გაცრცელების ფართო მასშტაბით ხასიათდება. თუ ჩვენს შემთხვევაში ენერგეტიკული საწარმოების პროდუქციის თვითღირებულების ანალიზს, დაეადგენთ კალკულაციის რომელ მუხლს გაანაწილავთ გაცრცელების ფართო მასშტაბი. [2]

მაგალითად, წამყვანი რგოლის გამოვლენის მიზნით გამოვიანგარიშოთ თბილსრესის და კინეალქსის მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ერთეულის თვითღირებულება. საწყისი პარამეტრები მოცემულია ცხრილში №16.

ცხრილი №16

ენერჯის რეზერვების	დადგენილი სიმძლავრე	ძირითადი საშუალებების საბალანსო ნარჩენი ღირებულება	2005წ მიწოდებული ენერჯის რაოდენობა	გამოყენებული სათბობის ფასი
თბილსრესი (მე-3 და მე-4 ენერგობლოკები)	150 მეგ	10მლნ. ლარი	293მლნ.კვტსთ	ბ. ვასი 200 ლარი/1000მ³
კინეალქსი	130 მეგ	20მლნ. ლარი	402მლნ.კვტსთ	-

პროდუქციის თვითღირებულების გაანგარიშება ეკონომიკური ელემენტების მიხედვით საშუალებას გვაძლევს განვსაზღვროთ საერთო დანახარჯების ფორმირებაში თითოეული ელემენტის მნიშვნელობა და გამოვავლინოთ პროდუქციის თვითღირებულების შემცირების ძირითადი მიმართულებები.

თბილსრესის და ჟინვალქესის მიერ გამოშვებული პროდუქციის ერთეულის თვითღირებულების სტრუქტურა (პროცენტებში ჯამთან) მოცემულია ცხრილში №17.

ცხრილი №17

წარმოების დანახარჯები	თბილსრესი	პროცენტებში ჯამთან %	ჟინვალქესი	პროცენტებში ჯამთან %
ამორტიზაცია	(10მლნ. ლარი*0,07)=700ათ.ლარი	2,29	(20 მლნლარი*0,07)=1400ათასი ლარი	47
სათბობი	((360გკს*293მლნ კვტსთ)*267ლარი/ტ.კს =28 მლნ ლარი	91,23	-	-
რემონტი	(10მლნ. ლარი*0,05) 500ათ.ლარი	1,64	(20 მლნლარი*0,05)=1000 ათასი ლარი	35
ხელფასი	(150 კაცი*3500ლარი/წელი)=525ათ.ლარი	1,72	(130 კაცი*3500ლარი/წელი)=455 ათ. ლარი	15
სხვადასხვა	1 - 4 ჯამის 3%=895ათ ლარი	2,92	1 - 4 ჯამის 3% =85650ლარი	3
სულ	30 694ათ.ლარი	100	2 941ათ.ლარი	100

თბოსადგურებში სათბობზე გაწეული დანახარჯები შეადგენს საერთო დანახარჯების 91,23% -ს, ხოლო ხელფასზე გაწეული დანახარჯები კი 1,72%-ს.

ამგვარად, ისეთი ფაქტორი როგორცაა სათბობი, წარმოადგენს წამყვან რგოლს, რომელიც გავრცელების მასშტაბით ბევრად აღემატება სხვა დანარჩენ ფაქტორებს და მათ შორის ხელფასზე დანახარჯებს. დანახარჯები სათბობზე 56-ჯერ (91,23:1,72) აღემატება მეორე ფაქტორს (ხელფასზე დანახარჯებს).

ამდენად, წამყვანი რგოლის დანახარჯის შემცირების შესაძლებლობა 1%-საც რომ შეადგენდეს (28 მლნ.*1%=280 000ლარი), იმაზე მეტი რაოდენობის ეკონომიას მოგვცემს, რამდენსაც ხელფასზე ეკონომია თუნდაც 50% - ით (525ათ*0,5=262 000 ლარი).

რაც შეეხება ჰიდროსადგურს, აქ წამყვან რგოლს წარმოადგენს ძირითადი საშუალებების ამორტიზაცია. ჰიდროსადგურზე დანახარჯები ამორტიზაციაზე 3-ჯერ აღემატება ხელფასზე გაწეულ დანახარჯებს. წამყვანი რგოლის, ამ შემთხვევაში საამორტიზაციო ანარიცხების შემცირების შესაძლებლობა 1%-საც რომ შეადგენდეს, უფრო მეტ ეკონომიას მოგვცემს, ვიდრე ხელფასზე ეკონომია 3%-ით.

ბ) თანმიმდევრული ჯაჭვური ჩასმის მეთოდი

თანმიმდევრული ჯაჭვური ჩასმის მეთოდის დანიშნულებაა ფაქტორთა გავლენის სომის დადგენა დასკვნით მაჩვენებელზე, რამაც უნდა უზრუნველყოს

შიდასაწარმოო რეზერვების გამოვლენა[2]. ფაქტორთა შორის ერთ-ერთი განიხილება, როგორც ცვლადი, ხოლო ეველა დანარჩენი-მუდმივი სიდიდე. ყოველი ცვლადი ფაქტორის გავლენის დასადგენად, რიგ-რიგობით უნდა გამოვიკვლიოთ თითოეული მათგანის განკერძოებული შემოქმედება დასკვნითი მაჩვენებლის ცვლილებაზე. ხარისხობრივი ფაქტორის ცვლილება უნდა განვიხილოთ რაოდენობრივი ფაქტორების საანგარიშო და არა საბაზისო დონის ფონზე. ეს კანონზომიერება შეგვიძლია გამოვსახოთ შემდეგი სახით:

$$\Delta a_1 = a_{11}a_{12}a_{13} - a_{01}a_{12}a_{13} = (a_{11} - a_{01})a_{12}a_{13},$$

სადაც a_a ფაქტორთან მიწერილი რიცხვებიდან პირველი რიგის ინდექსები მიანიშნებს საბაზისო (0) ან საანგარიშო (1) პერიოდზე; ხოლო მეორე – ფაქტორის რიგზე (1,2,3). ფორმულაში ცვლადი სიდიდე a_a იცვლება a_{a01} -დან a_{a11} -მდე, დანარჩენი (რაოდენობრივი ფაქტორები) ალბულისა უცვლელად, საანგარიშო დონეზე. ამ გზით ეღებულობთ ხარისხობრივი ფაქტორის გავლენას (Δa_1) დასკვნითი მაჩვენებლის ცვლილებაზე.

ამგვარი კვანგარიშების შედეგად მივიღებთ განსახილავ ფაქტორთა გავლენას დასკვნით მაჩვენებლებზე, რომელიც ასე ჩაიწერება:

$$\begin{aligned} \Delta a_1 &= a_{11}a_{12}a_{13} - a_{01}a_{12}a_{13} = (a_{11} - a_{01})a_{12}a_{13}, \\ \Delta a_2 &= a_{01}a_{12}a_{13} - a_{01}a_{02}a_{13} = a_{01}(a_{12} - a_{02})a_{13}, \\ \Delta a_3 &= a_{01}a_{02}a_{13} - a_{01}a_{02}a_{03} = a_{01}a_{02}(a_{13} - a_{03}). \end{aligned}$$

დასკვნით მაჩვენებლად განიხილება ელექტრო და თბური ენერჯის თეორიკრებულება, ხოლო საანალიზო ფაქტორებად განიხილება ისეთი მაჩვენებლები, როგორიცაა: კაპიტალური დაზანდების კუთრი ხარჯი, გამოშუშავებული ელექტრო და თბური ენერჯის რაოდენობა, გამოყენებული სათბობის კუთრი ხარჯი, გამოყენებული სათბობის თბოუნარიანობა, გამოყენებული სათბობის ფასი, ელექტროსადგურის მუშაობის საათების რაოდენობა, ელექტროსადგურში დასაქმებული პერსონალის რაოდენობა, ელექტროსადგურში დასაქმებული პერსონალის ნომინალური ხელფასი, ელექტრო და თბური ენერჯის საკუთარი მოხმარება, დანაკარგები, ძირითადი საშუალებების ამორტიზაციისა და რემონტზე გაწეული ხარჯის ნორმები, გამოყენებულ ძირითად ფონდებზე ამონაგები (მოგების ნორმა) და ა.შ.[2].

§3.3. ელექტრო და თბური ენერჯის ტარიფი და მათი ოპტიმიზაცია.

სოკადად, ოპტიმიზაცია არის საწარმოს რესურსების გამოყენების უფრო ეფექტური გამოყენების შესაძლებლობა ტექნიკისა და ტექნოლოგიის სრულყოფის, წარმოებისა და შრომის ორგანიზაციის გაუმჯობესების ან ადრე გამოყენებული საწარმოო რესურსების მოქმედებაში შეყვანის გზით.

ელექტრო და თბური ენერჯის ტარიფის ოპტიმიზაცია არ მოითხოვს საწარმოო პროცესების არსებით ცვლილებებს და გულისხმობს ტექნიკურად დასაბუთებული ნორმების შემუშავებას, წარმოებისა და შრომის ორგანიზაციის შესაძლო სრულყოფას, მატერიალური რესურსების ეკონომიას, კაპიტალდაზანდებათა შემცირებას, საწარმოო რესურსების უკეთ გამოყენების შედეგად წარმოების გადიდებას და ა.შ.

ელექტროენერგეტიკული დარგი მიეკუთვნება ბუნებრივ მონოპოლიას და ამიტომ აქ მოქმედებს რეგულირებადი ფასები. სახელმწიფო საეკონომიკური მარეგულირებელი ორგანოს (სემეკი) მეშვეობით კანონის „ელექტროენერგეტიკისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ“ საფუძველზე განსაზღვრავს ტარიფს, ანუ სარეალიზაციო ფასს ელექტროენერჯისა,

რომელიც ენერგოკომპანიას (გენერაციის, გადაცემა-დისპეტჩერიზაციის, განაწილების) აძლევს საშუალებას დაფაროს დანახარჯები, გადაიხადოს გადასახადები და მიიღოს მოგება.

მოგება – საქმეწარმეო საქმიანობის მთავარი მიზანია, რომელზედაც ორიენტირებულია ყველა საწარმო. თანამედროვე ეკონომიკურ ლიტერატურაში მოგება განიხილება, როგორც კაპიტალის მფლობელის „ჯილდო“ გაწეული რისკისათვის, რადგანაც საწარმოო პროცესი გარკვეულწილად რისკთან არის დაკავშირებული და მომგებიანობა ყოველთვის არაა გარანტირებული.

მოგება-ფონდამოგება, ანუ გამოყენებული ძირითადი საშუალებების სარგებელი, რომელიც განკუთვნილია ინვესტორისათვის, რომელიც მიღის რისკზე და აბანდებს თანხას ენერგეტიკული საწარმოს ძირითად საშუალებებში. წლიური ფონდამოგება არ უნდა იყოს ნაკლები იმ თანხაზე, ინვესტორი რომ მიიღებდა საქართველოს ბანკში წლიური საანაბრო პროცენტის სახით, ეს თანხა რომ შეეტანა დეპოზიტზე. რადგანაც წარმოების პროცესი რთულია და მომგებიანობა არაა გარანტირებული, ფონდამოგების დონე მეტი უნდა იყოს საანაბრო პროცენტზე. საქართველოს ბანკის მონაცემებით წლიური საანაბრო პროცენტი მერყეობს 12-17%-ის ფარგლებში, ამიტომ ფონდამოგება განისაზღვრება 20%-ის ოდენობით.

გადასახადები – საწარმოს სახელმწიფოსთან ურთიერთობას არეგულირებს საგადასახადო კანონი[16]. გადასახადების მეშვეობით ხდება სახელმწიფო ბიუჯეტის შემოსავლითი ნაწილის ფულადი უზრუნველყოფა, რაც შემდეგ ხმარდება: სახელმწიფო აპარატის შენახვას, გზების მშენებლობას, თავდაცვას, გარემოს დაცვას, ჯანდაცვას, მეცნიერებას, განათლებას და ა.შ.

ამჟამად ენერგეტიკული საწარმოები იხდიან შემდეგი სახის გადასახადებს:

1. მოგების გადასახადი – 15%
2. ქონების გადასახადი – 1%
3. დამატებული ღირებულების გადასახადი – 18%
4. საშემოსავლო (ფიზიკურ პირთა) – 20%.

აღსანიშნავია, რომ ზოგიერთი დანახარჯის მუხლის ნორმის ცვლილება შესაძლებელია გარკვეულ ფარგლებში; ასეთია ამორტიზაციისა და რემონტისათვის საჭირო დანახარჯების ნორმები, ნომინალური ხელფასის განაკვეთი. რაც შეეხება გადასახადების განაკვეთებს (ნორმებს), ისინი მკაცრად დადგენილია საგადასახადო კანონით, რომლის დარღვევა ისჯება ამავე კანონის შესაბამისად.

ძირითადი საშუალებების ამორტიზაციის ნორმები, რომელიც საგადასახადო კოდექსშია მოცემული, ატარებს რეკომენდაციულ ხასიათს და შესაძლებელია მათი ცვლილება. მოქმედი საგადასახადო კოდექსის თანახმად, ძირითადი საშუალებების ამორტიზაციის ნორმა 5 – 8%-ის ფარგლებშია, რის მიხედვითაც 15–20 წელიწადში ძირითადი საშუალებები უკვე ამორტიზებული უნდა იყოს. აღსანიშნავია, რომ ელექტროენერგეტიკის ძირითადი საშუალებების ძირითადი ნაწილი გამოირჩევა ხანგრძლივი სამამორტიზაციო ვადით: ორთქლის ტურბინებისა და გენერატორების ფიზიკური სამსახურის ვადა 22–25 წელს აღწევს, თბოელექტროსადგურის შენობისა 100 წელს, ხოლო ჰიდროსადგურის შენობა-ნაგებობანი პირობითად „მუდმივმოქმედად“ ითვლება. 1999 წლიდან ბუღალტრული აღრიცხვის საერთაშორისო სტანდარტების (ბასს) შემოღებასთან დაკავშირებით ძირითადი საშუალებების ექსპლუატაციის დაწყებისთანავე საწარმოს ხელმძღვანელობამ უნდა შეადგინოს მათი ცვეთის გეგმა და განსაზღვროს ცვეთის მეთოდი. ბასს-ით ამ პროცესში რაიმე შესწავლვა არ არსებობს. კონკრეტული ეკონომიკურად დასაბუთებული გაანგარიშებისას შესაძლებელია ამორტიზაციის საშუალო ნორმის ცვლილება 2–7%-ის ფარგლებში.

არსებული საგადასახადო კოდექსის თანახმად, საწარმოს ხელმძღვანელობას უფლება აქვს ძირითადი საშუალებების კაპიტალური და მიმდინარე რემონტისათვის წარმოების დანახარჯებში გაითვალისწინოს მათი ღირებულების 5%-მდე, კონკრეტული გაანგარიშებისას შესაძლებელია მისი ცვლილება 1-5%-ის ფარგლებში.

განვითარებულ ქვეყნებში მომუშავეთა სოციალური დაცვის მიზნით არსებული შრომის კანონი არეგულირებს შრომის ანაზღაურების ქვედა ზღვარს, რომელიც უნდა შეესაბამებოდეს საარსებო მინიმუმს (სამომხმარებლო კალათის ანაკრების მიხედვით). საქართველოს შრომის კოდექსის თანახმად [15], შრომის ანაზღაურების ქვედა ზღვარი განსაზღვრული არ არის და დამოკიდებულია დამქირავებლისა და დაქირავებულის პირად შეთანხმებასე. კონკრეტული გაანგარიშებისას საშუალოთიური ნომინალური ხელფასის განსაზღვრისათვის გამოიყენება ინფორმაციის ოფიციალური წყაროები. კერძოდ, სტატისტიკის დეპარტამენტის მონაცემებით, ენერგეტიკულ საწარმოებში მომუშავეთა საშუალოთიური ნომინალური ხელფასი 2006 წელს შეადგენდა 260 ლარს. ამდენად, ხელფასის განაკვეთის ცვლილება შესაძლებელია საწარმოს ხელმძღვანელობის მიერ დასაბუთებული მიზანშეწონილი ნორმის ფარგლებში.

რაც შეეხება ელექტროენერჯის ტარიფში გათვალისწინებული მოგების ნორმას, რომელიც ძირითადი საშუალებების ღირებულების 20%-ის შესაბამისია და წარმოადგენს ინვესტორის (ძირითადი საშუალებების მფლობელის) გარანტირებულ შემოსავალს (წმინდა მოგებას), მისი ცვლილება შესაძლებელია, მაგრამ მიზანშეწონილი არ არის.

მაგალითად, ორგანულ სათბობზე მომუშავე ელექტროსადურში გასატარებელი ღონისძიებები (ზრდის ან კლების მიმართულებით) მოცემულია ცხრილში №18.

ცხრილი №18

განხილვის ობიექტი	დაცემული საინსტაურე	ძირითადი საშ. -ის ღირებულებ ა	გაიმომუშავე ენერჯის რაოდენობა	მუშაობ ის ხანგრძლ ეობა	ბ. გაზის თბოენარა ანობა	საიბობის ს (ბ. ვაზი) ფასი	თუცის საიბობის საზომწარმ ობებლურთ ბა	საიბობის ის კუთხით სარჯი
ე. ნაშთალ ებ.	(მცენ)	(მლნ. ლარი)	(მლნ კვტსთ)	(სთ)	(კვტოული)	(ლარი /1000მპ)	(გვ/სთ)	(გას/კვტ სა-
რეაქტორი	ზრდა	შესქვარ	ზრდა	ზრდა	ზრდა	შესქვარ.	ზრდა	შესქვარ

მ. დღე თუკუბრის დინამიკის კონტროლი საიბობის კუთხით სარჯის შესქვარების შესახით.	საკუთა რის შისხარება და დაკარგე ბი	პერსონალ ის რაოდე ნობა	პერსონალ ის ნომინა ლური ხელფასი	ალტერნატი ული (უცხო დაყოფ) საიბობის გამოყენება	ალტერნატი ული საიბობის თბოენარაიბ ობა	ამობრტი ზარჯის ხარჯები	ძირითა ლი საშუალ. რემონტ ის სარჯები
(გას/კვტოული)	(მლნ კვტსთ)	(კ. რა)	(ლარი)	(ლარი)	(კვტოული)	(ლარი)	(ლარი)
შესქვარ	შესქვარ.	შესქვარ.	შესქვარ.	შესქვარ.	ზრდა	შესქვარ.	შესქვარ.

ელექტრო და თბური ენერჯის თვითღირებულებისა და ტარიფის ოპტიმიზაცია გულისხმობს საწარმოო დანახარჯების თითოეულ ეტაპზე ეკონომიკურად მიზანშეწონილი სიდიდეების გამოყენებას და შედეგად თვითღირებულებისა და ტარიფის შემცირებას. გასატარებელი ღონისძიებებია:

- თეცის მუშაობის საათების გადიდება;
- ელექტრო და თბური ენერჯის რაოდენობის გადიდება;
- დანაკარგების შემცირება;
- მაღალტექნოლოგიური დანადგარის გამოყენება (სათბობის კუთრი ხარჯის შემცირების მიზნით)
- ამორტიზაციისა და რემონტის ნორმების შემცირება;
- პერსონალის ხელფასის შემცირება;
- სათბობის ალტერნატიული (უფრო იაფი) სახეობის გამოყენება;
- მაღალი თბოუნარიანობის სათბობის გამოყენება.

თავი IV. კაპიტალდაბანდება ენერგეტიკაში და დროის ფაქტორი ტექნიკურ-ეკონომიკურ გამოთვლებში

§4.1. ენერგეტიკული ობიექტების პროექტირების სტადიები და სახარჯთაღრიცხვო ღირებულება

ენერგეტიკაში მიმდინარე ახალი ძირითადი საშუალებების შექმნა, არსებულის გაკარტოება ან რეკონსტრუქცია მოითხოვს მატერიალური, შრომითი და ფულადი რესურსების ერთობლიობას, რომელიც წარმოადგენს კაპიტალურ დაბანდებას[9]. კაპიტალური დანახარჯები მოიცავს სამშენებლო-სამონტაჟო სამუშაოებს, ტექნოლოგიური მოწყობილობების, სატრანსპორტო საშუალებებისა და ინვენტარის შექმნას. საერთო დანახარჯებში რაც უფრო მეტი ხვედრითი წილი აქვს ტექნოლოგიურ მოწყობილობებს, მით უფრო ხარისხიანია მისი სტრუქტურა. კაპიტალური დანახარჯების სტრუქტურა სხვადასხვა ტიპის ელექტროსადგურისათვის მოცემულია ცხრილში №21.

ცხრილი №21

ენერგეტიკული ობიექტი	სამშენებლო-სამონტაჟო სამუშაოთა ღირებულება, (%)	დანადგარების ღირებულება და სხვა დანახარჯები, (%)
აესი	40	60
თესი	60	40
ჰესი	80	20
გეს 35კვ და ზევით	65	35

თითოეული ობიექტის მშენებლობა მიმდინარეობს ახალ პირობებში, ახალ სამშენებლო მოედანზე. მშენებლობის პროცესზე დიდი გავლენა აქვს ადგილობრივ გეოლოგიურ, ტოპოგრაფიულ და კლიმატურ პირობებს, ამოტომ ყოველი მშენებლობის დაწყების წინ უნდა შეიქმნას საპროექტო-სახარჯთაღრიცხვო დოკუმენტაცია. დოკუმენტაცია მოიცავს ტექნიკურ გადაწყვეტას, დაგეგმვას, მომუშავეთა და სამშენებლო მასალების საეარაუდო რაოდენობას. ტექნიკური პროექტის ხარჯთაღრიცხვა მოიცავს შემდეგ სტადიებს:

1. საპროექტო და გეოლოგიური სამუშაოები;
2. სამშენებლო ტერიტორიის მომზადება;

3. მთავარი საწარმოო შენობა-ნაგებობა;
4. დამხმარე შენობა-ნაგებობა;
5. სატრანსპორტო საშუალებები და კავშირგაბმულობის ობიექტები;
6. შიდა გაყვანილობა, გასმომარაგება, წყალმომარაგება, კანალიზაციის ობიექტები;
7. ტერიტორიის კეთილმოწყობა;
8. დროებითი შენობები და ნაგებობები;
9. მშენებარე ობიექტის ღირებულების ხარჯების განსაზღვრა;
10. საექსპლუატაციო კადრების მომზადება.

თითოეული ნაწილის გასწვრივ ნაჩვენებია საერსო ღირებულება, შემდეგ მშენებლობის, მონტაჟის, დანადგარების, ინვენტარის და ა.შ. სამშენებლო სამუშაოების ხვედრით საზომ ერთეულად გამოიყენება 1მ³ შენობა, 1მ³ რკინაბეტონი, 1კმ მილგაყვანილობა, 1მ გვირაბი და ა.შ.

§4.2. ენერგეტიკული საწარმოების კაპიტალური ხარჯები და ენერგოეფექტურობა

თბოელექტროსადგურის მშენებლობისას გამოიყენება ცალკეული ობიექტების ტიპური პროექტები, როგორცაა მთავარი და მომსახურე შენობები, მაზუთის მეურნეობა, საკვამლე მიწები.

რაც უფრო დიდია თვის დადგმული სიმძლავრე, სამშენებლო-სამუშაოებზე გაწეული აბსოლუტური და შეფარდებითი ხვედრითი დანახარჯები მით უფრო მცირდება, მაგრამ იზრდება დანახარჯები მოწყობილობებსა და მათ მონტაჟზე. საერთო ხვედრითი დანახარჯები სიმძლავრის ზრდასთან ერთად მცირდება.

მყარი სათბობის ნაცვლად ბუნებრივი გაზის გამოყენების შემთხვევაში აღარ იარსებებს დანახარჯები მყარი სათბობის მომზადებასა და ტრანსპორტირებაზე, საწყობზე, ნაშვის გატანაზე და ა.შ. ხვედრითი კაპიტალური დანახარჯები გაზური და თხევადი სათბობის გამოყენებით მცირდება საშუალოდ 20 %-ით.

ატომური ელექტროსადგურის ხვედრითი კაპიტალური ხარჯები წრფივ დამოკიდებულებაშია მის დადგმულ სიმძლავრესთან. ატომური ელექტროსადგურის ხვედრითი კაპიტალური ხარჯები 1,5-2 ჯერ მეტია ვიდრე დანახარჯები თბოელექტროსადგურზე.

ელექტროგადამცემი ხაზების ღირებულება დამოკიდებულია სიმძლავრეზე, ძაბვაზე, საყრდენების ტიპზე, გეოლოგიურ და კლიმატურ პირობებზე. ცუდი კლიმატის პირობებში საჭიროა დამატებითი ხარჯები ხაზის კვეთის გაზრდასთან და მახამრიდების დამონტაჟებასთან დაკავშირებით და ა.შ.

ენერგეტიკული ობიექტების მშენებლობა მჭიდროდ არის დაკავშირებული ეფექტურობასთან, ამიტომ ძირითადი საპროექტო გადაწყვეტილების დასაბუთებისას დიდი მნიშვნელობა ენიჭება კაპიტალური დანახარჯების შედარებითი ეკონომიკური ეფექტურობის გაანგარიშებას. რაც შეეხება გენერაციის ობიექტებს, ამ ეტაპზე უნდა გადაწყდეს, თუ რომელი ობიექტის მშენებლობაა მისანაშვინილი: ჰიდრო, თბო, ატომური თუ სხვა ალტერნატიულ სათბობზე მომუშავე ელექტროსადგურის.

ელექტრული ქსელების პროექტირებისას ტექნიკურ-ეკონომიკური გაანგარიშებებით წყდება შემდეგი საკითხები:

- ნომინალური ძაბვის შერჩევა;
- ქსელის კონფიგურაციის შერჩევა;
- რეაქტიული სიმძლავრის კომპენსაციის საშუალებების და მათი განლაგების შერჩევა;
- მოკლედ შერთვის დენების შეზღუდვის საშუალებების დამუშავება.

ვარიანტების შედარება ხდება კაპიტალური დანახარჯების შედარებითი ეკონომიკური ეფექტურობის საფუძველზე, სადაც მთავარი კრიტერიუმია დაყვანილი დანახარჯების მინიმიზაცია.

გაანგარიშების მეთოდის და თანამიმდევრობა ასე გამოიყურება:

- ვარიანტების შედარების პირობების და გაანგარიშების თანამიმდევრობის დადგენა;
 - კაპიტალური დანახარჯების განსაზღვრა;
 - ყოველწლიური დანახარჯების გაანგარიშება;
- ყოველწლიური დანახარჯები შედგება შემდეგი კომპონენტებისაგან:
- ამორტიზაცია;
 - საექსპლუატაციო დანახარჯები
 - დანახარჯები სიმძლავრის და ელექტროენერჯის დანაკარგების ანაზღაურებაზე.

საამორტიზაციო ანარიცხების მიზანია ენერგეტიკული დანადგარების კაპიტალური რემონტი და რენოვაცია და მიიღება სააამორტიზაციო ნორმების მიხედვით.

საექსპლუატაციო დანახარჯებში შედის:

- დანახარჯები სათბობზე;
- დანახარჯები მიმდინარე რემონტზე
- ხელფასი
- საერთო სასადგურე და საერთო ქსელის დანახარჯები.

ტექნიკურ-ეკონომიკურ გაანგარიშებებში ელექტრული ქსელების ექსპლუატაციაზე გაწეული დანახარჯები შეიძლება მიღებული იქნას როგორც კაპიტალური დანახარჯების გარკვეული პროცენტი. ელექტროენერჯის ჯამური დანაკარგები იყოფა მუდმივ და ცვლად დანაკარგებად. მუდმივი დანაკარგებია:

- ტრანსფორმატორების უქმი სელის დანაკარგები;
- გვირგვინზე დანაკარგები 220 კვ და უფრო მაღალი ძაბვის გადამცემ ხაზებში;
- დიელექტრიკული დანაკარგები კაბელებსა და კონდენსატორებში;
- დანაკარგები რეაქტორებში.

ცვლადი დანაკარგებია:

- გადაძვევი ხაზების აქტიურ წინაღობაში;
- ტრანსფორმატორების გრაგნილების აქტიურ წინაღობაში.

ელექტროენერჯის გენერაციისა და მოხმარების ეფექტურობა ზოგადად ეფექტურობა არის გამომუშავებული ელექტროენერჯის ფარდობა მოხმარებელთან მიყვანილ ენერჯიასთან და იზომება %-ში. გენერაციის ობიექტების მუშაობის ეფექტურობა ფასდება შემდეგი მაჩვენებლებით:

- გამომუშავებული და გაცემული ელექტროენერჯის და სითბოს რაოდენობა თითოეული ელექტროსადგურისა და ელექტროსისტემისათვის;
- აგრეგატების მუშაობის მზადყოფნის კოეფიციენტი;
- გაცემული ელექტროენერჯისა და სითბოს გამომუშავებაზე პირობითი სათბობის კუთრი ხარჯი;
- ჰიდროსადგურების მიერ გაცემულ ელექტროენერჯიაზე წყლის კუთრი ხარჯი და წყალდენის კოეფიციენტი;
- ელექტრულ ქსელში ელექტროენერჯის დანაკარგი (კეტს და ქსელში მიწოდებული ელექტროენერჯის %);
- სითბოს დანაკარგები ორთქლისა და წყლის ქსელებში, თბურ ქსელში გაცემული სითბოს რაოდენობის %;

- სამრეწველო-საწარმოო პერსონალის კუთრი რაოდენობა, მათ შორის საექსპლუატაციო და სარემონტო, მოწვეული პერსონალის ჩათვლით;
- ელექტროენერჯისა და სითბოს თვითღირებულება;
- სარემონტო მომსახურების კუთრი ღირებულება;
- მოგება.

მოხმარების სფეროში ეფექტურობის ამაღლება მიიღწევა ელექტროენერჯის ეკონომიით:

- ტრანსფორმატორებში;
- ელექტროენერჯის გადამცემ ხაზებში;
- სალტებზე;
- გამანაწილებელ ქსელებში.

ელექტროენერჯის გადაცემაზე მოსული დანაკარგები შეადგენს 10-15%-ს, ამიტომ მათი შემცირება ძალზე მნიშვნელოვანია. დანაკარგების შემცირება მიიღწევა:

ა) ტრანსფორმატორებში:

- მათი რაოდენობისა და სიმძლავრის სწორი შერჩევით;
- უქმი სვლის გამორიცხვა მუშა ტრანსფორმატორების რაოდენობის ცვლით;
- ფაზების დატვირთვის გათანაბრებით;
- მათი მომხმარებელთან მიახლოებით.

ბ) მკეებაე ხაზებში:

- მათში გამავალი დენების შემცირებით (სარეზერვო და პარალელური ხაზების გამოყენება; ძაბვის გაზრდა);
- დაბალი ძაბვის მკეებაე ქსელების სიგრძის შემცირებით.

გ) სალტესადენებზე – პაკეტში სალტეების ადგილმდებარეობის შეცვლით;

დ) სამფაზა სისტემაში – დატვირთვის თანაბარი განაწილებით.

აგრეთვე გამოიყენება ელექტროენერჯის ეკონომიის სპეციალური ხერხები:

- სპეციალური მასიმეტრიკული მოწყობილობების გამოყენების გამორიცხვა ტრანსფორმატორების გამოცვლით (ვარსკვლავი-ვარსკვლავიდან ვარსკვლავი-ზიგზაგზე);
- ტრანსფორმატორების სიმძლავრეების ბიჯის შემცირება (1,6-დან 1,35-მდე);
- ელექტრული დატვირთვების ზუსტი გაანგარიშება;
- ელექტრომომარაგების სისტემის სტრუქტურის სრულყოფა.

საამქროს დონეზე ეკონომია მიიღწევა:

- ელექტრომოწყობილობის მუშაობის საიმედოობის ამაღლებით (სწორი რემონტებს შორისი მომსახურების დანერგვით: გრაფიკების შედგენა და შესრულება);
- დაუტვირთავი ძრავების შეცვლა მცირე სიმძლავრის ძრავებით.

სამომხმარებლო დონეზე ეკონომია მიიღწევა ენერგოდაზოგი ტექნოლოგიების დანერგვით და ენერჯის მოხმარების შემცირებით.

§4.3. დროის ფაქტორი ტექნიკურ-ეკონომიკურ გამოთვლებში

ენერგეტიკული საწარმოების პროექტირებისა და მშენებლობის პროცესი მოითხოვს ხანგრძლივ ვადას. მშენებლობის პროცესი და შრომის ნაყოფიერების ზრდა საპროექტო რეჟიმამდე ხშირად გრძელდება რამოდენიმე წელიწადს, რის გამოც ხარჯები წლიდან წლამდე იცვლება (იზრდება წინა წლის ხარჯების ჩათვლით)[9].

ენერგეტიკული ობიექტების მშენებლობის შესადარებელი ვარიანტები შეიძლება განსხვავდებოდეს მშენებლობის ხანგრძლივობით, წლების განმავლობაში კაპიტალური დაბანდების განაწილებით, საწარმოო სიმძლავრეების ათვისების ხანგრძლივობით და ა.შ. ამიტომ წარმოიშობა დროის სხვადასხვა პერიოდის ერთ მომენტზე დაყვანის ანუ დისკონტირების აუცილებლობა.

მშენებლობისათვის საჭირო კაპიტალური დანახარჯები გავანაწილოთ შემდეგი თანაფარდობით: K_1, K_2, K_3 . კაპიტალური დანახარჯების ნაზრდი ყოველწლიურად გაიზრდება და მესამე წლის ბოლოს მცირე გადახრით მიადწევს K მნიშვნელობას. მშენებლობის დამთავრების მომენტისათვის დაყვანილი კაპიტალური ხარჯები შეიძლება გავიანგარიშოთ ფორმულით:

$$K_{დაყ.} = \sum_{t=1}^{T_{შ}} K_t * A^{T_{შ}-t}$$

სადაც t – წლების რიცხვი მშენებლობის დაწყების მომენტიდან, (1,2,3. . .);

$T_{შ}$ – მშენებლობის დრო (ჩვენს მაგალითში 3 წელი);

K_t – კაპიტალური დაბანდების ნაზრდი t მომენტისათვის;

A – მუდმივი კოეფიციენტი;

$$A = 1 + E_{ნორმ} = 1 + 0,15 = 1,15$$

სადაც $E_{ნორმ}$ – დარგის ნორმატიული კოეფიციენტი.

საქართველოს სათბობ-ენერგეტიკის სექტორში $E_{წ} = 0,15$. ეს ნიშნავს, რომ ამ დარგში ჩადებული ინვესტიციის ყოველი 1 ლარი საშუალოდ წელიწადში ნორმით იძლევა მის 0,15 ნაწილ ანუ 15 % მოგებას.

დაყვანილი დანახარჯები იქნება:

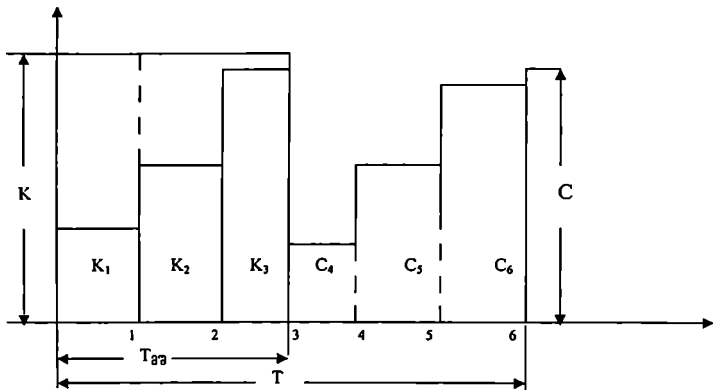
$$K_{დაყ.} = K_1 * A^2 + K_2 * A + K_3$$

თუ ელექტროსადგურის მშენებლობის ჯამური ღირებულება $K_{საარ} = 90$ ათასი ლარი, ეს თანხა ასე გადანაწილდება: $K_1 = 30$ ათ. ლარი, $K_2 = 30$ ათ. ლარი, $K_3 = 30$ ათ. ლარი. დაყვანილი დანახარჯები ტოლი იქნება:

$$K_{დაყ.} = 30 * 1,15^2 + 30 * 1,15 + 30 = 104 \text{ ათ. ლარი}$$

ე.ი. მშენებლობა ჯდება 15,5%-ით მეტი, რაც აიხსნება სახსრების ე.წ. გაყინვით დროის გარკვეულ მომენტში იხ. ნახ. №10.

ეს პროცესი სქემატურად ასე გამოისახება:



ნახაზი №10. ენერგეტიკული ობიექტის მშენებლობისა და ექსპლუატაციის პერიოდი

მშენებლობის დამთავრებისა და ექსპლუატაციის დაწყების შემდეგ წლიური საექსპლუატაციო ხარჯები თავის საგეგმო ($C_{საპო}$) მნიშვნელობას აღწევენ 3 წლის შემდეგ, წლიური ნაზრდით: $C_4 + C_5 + C_6$. მიზანშეწონილია ამ ხარჯების დაყვანა დროის იმავე მომენტზე, ე.ი. მშენებლობის დამთავრების დროს, რომელიც აგრეთვე ექსპლუატაციის დაწყების ვადაა. გამოისახება ფორმულით:

$$C_{დაყ} = \sum_{t=T_{შპ}}^T C_i \cdot A^{T-t}$$

სადაც C_i – წლიური ხარჯების ნაზრდი;

t – დრო, როდესაც მთავრდება წლიური ხარჯების ზრდა.

(ექსპლუატაციის წლების რიცხვითი მნიშვნელობა 4, 5, 6. . .);

დაყვანილი საექსპლუატაციო დანახარჯები გამოითვლება ფორმულით:

$$C_{დაყ} = C_4 \cdot A^{-1} + C_5 \cdot A^{-2} + C_6 \cdot A^{-3} = C_4/A + C_5/A^2 + C_6/A^3$$

თუ წლიური საექსპლუატაციო ხარჯების საპროექტო მნიშვნელობაა 18 ათასი ლარი, მაშინ საპროექტო მნიშვნელობამდე სამი წლის განმავლობაში ასე გადანაწილდება $C_4=4$, $C_5=6$, $C_6=8$ ათასი ლარი წელიწადში. დაყვანილი წლიური ხარჯები ექსპლუატაციის დაწყებისათვის უდრის:

$$C_{დაყ} = 4/1,15 + 6/1,15^2 + 8/1,15^3 = 13,3 \text{ ათასი ლარი.}$$

ჯამური დაყვანილი დანახარჯები შედგება:

$$3 = E \cdot (K_{დაყ} + C_{დაყ})$$

$$3 = 0,15 (104 \text{ ათ. ლარი} + 13,3 \text{ ათ. ლარი}) = 17,59 \text{ ათასი ლარი}$$

თუ არსებობს ერთი და იგივე ობიექტის მშენებლობის ორი შესაძარბეული ვარიანტი, დროის პერიოდისა და კაპიტალის განაწილების სხვადასხვა რაოდენობით, მაშინ მიზანშეწონილია ავირჩიოთ ის ვარიანტი, რომელიც უფრო სწრაფად და უფრო ნაკლები დანახარჯებით მოგეცემს სასურველ შედეგს.

I ვარიანტი: $T=4$ წელი, $K=20$ მლნ.ლარი, $K_1=5$ მლნ.ლარი;

$$K_2=5 \text{ მლნ.ლარი; } K_3=5 \text{ მლნ.ლარი; } K_4=5 \text{ მლნ.ლარი;}$$

II ვარიანტი: $T=3$ წელი, $K=20,5$ მლნ.ლარი,

$$K_1=6,8 \text{ მლნ.ლარი; } K_2=6,8 \text{ მლნ.ლარი; } K_3=6,8 \text{ მლნ.ლარი;}$$

$$K_{დაყ} = 5(1+0,15)^3 + 5(1+0,15)^2 + 5(1+0,15) + 5 = 24,95 = 25 \text{ მლნ.ლარი}$$

$K_{დაყ. II} = 6,8(1+0,15)^2 + 6,8(1+0,15) + 6,8 = 23,62$ მლნ.ლარი.

მიზანშეწონილია II ვარიანტის არჩევა.

ალტერნატიული ვარიანტების ეკონომიკური შედარება დროის ფაქტორის გათვალისწინებით მნიშვნელოვანია ენერგეტიკული საწარმოებისათვის, რადგანაც ეს დარგი გამოირჩევა დიდი კაპიტალტევადობით და მშენებლობის ხანგრძლივი ვადით. თუ კონკრეტული გაანგარიშებისას მშენებლობის ვადა ხანგრძლივია, გამარტივების მიზნით შესაძლებელია რთული პროცენტისა და დისკონტირების ცხრილების გამოყენება.

§4.4. კაპიტალური დაბანდების ეფექტიანობის გაანგარიშება დისკონტირების საშუალებით.

კაპიტალური დაბანდების ეფექტიანობას, რომელიც დროის ხანგრძლის პერიოდს მოიცავს, აფასებენ დისკონტირების გამოყენებით[5]. მაგალითად, მოცემულია ენერგეტიკული საწარმოს ძირითად საშუალებებში ინვესტირების პროექტი. მთელი პროექტის განმავლობაში დანახარჯები და შემოსავლები გადისკონტებულია, ანუ დაყვანილია ერთ, შესადარ (დღევანდელ) მომენტამდე.

$$E = \sum_0^T (J_t - K_t) * \alpha_t$$

სადაც J_t - შემოსავალი t წელს,

K_t - დანახარჯები t წელს,

T - საანგარიშო დრო (ინვესტირების მთელი პროცესი,

შექმნა, ექსპლუატაცია, ლიკვიდაცია, წელი)

α_t - დისკონტირების კოეფიციენტი t წელს.

დისკონტის ნორმა, ანუ მოგების ნორმა არის პროცენტის მინიმალურად დასაშვები განაკვეთი, რომლის დროსაც კაპიტალური დაბანდება შეიძლება ჩაითვალოს ეფექტიანად.

თუ წმინდა დისკონტირებული შემოსავალი $E > 0$, პროექტი ეფექტიანია.

აქედან კეთდება დასკვნა, რომ ფულადი სახსრების ინვესტირებას აზრი აქვს მხოლოდ დისკონტირების გათვალისწინებით ყველაზე რენტაბელურ პროექტებში. მაგალითად მოცემულია 5 წლიანი საინვესტიციო პროექტი, დისკონტირების ცხრილში [5] მოყვებით დროის პერიოდისა და საპროცენტო გარაკვეთის გარაკვეთაზე არსებულ დისკონტირების კოეფიციენტს და გადაეამრავლებთ მომავალში მისაღები შემოსავლის რაოდენობაზე. ინვესტირების მთელი პროცესი მოცემულია ცხრილში №22.

ცხრილი №22

წელი	დანახარჯები (K_t) (ლარი)	შემოსავალი რეალიზაციიდან (J_t) (ლარი)	მოგება ($J_t - K_t$) (ლარი)	დისკონტირების კოეფიციენტი (α) = 14% (%)	დისკონტირებული ღირებულება (ლარი)
0	-600 000		-600 000		-600 000
1		+200 000	+ 200 000	0,8772	+175 440
2		+200 000	+ 200 000	0,7695	+153 900
3		+200 000	+ 200 000	0,6750	+135 000
4		+200 000	+ 200 000	0,5921	+118 420
5		+200 000	+ 200 000	0,5194	+103 880
სულ	-600 000	+1 000 000	+ 400 000		+86 640

მიღებული წმინდა დისკონტირებული შემოსავალი დადებითია, (186 640) ე.ი. ინვესტიცია ეფექტიანია.

ინვესტიციის ეფექტიანობის განსაზღვრისათვის გამოიყენება მაჩვენებლები: ინვესტიციის გამოსყიდვის შიდა ნორმა.

ეს პროცენტის ისეთი განაკვეთია, როცა ნულოვანი დისკონტირებული ღირებულება მიიღება. ე.ი. ინვესტირებული ობიექტის ექსპლუატაციიდან მიღებული შემოსავალი ფარავს გასაღებს (ობიექტის შექმნაზე და დარიცხულ პროცენტებს), ხოლო კაპიტალის დისკონტირებული ღირებულება = 0.

კაპიტალდაბანდების ანაზღაურების ვადა.

ეს არის დრო, რომლის განმავლობაშიც ინვესტიციები დაიფარება რეალიზაციიდან მიღებული ამონაგებით (მოგება); ჩადებული ინვესტიცია/წლიური ამონაგები (მოგება),

მაგ. 100 მლნ ლარი/20 მლნ ლარი = 5 წელი

თავი V. ეკონომიკური ანალიზის მეთოდები

პოზიტიური ეფექტი - მოგება
ნეგატიური ეფექტი - დანახარჯები

ეკონომიკური ანალიზისათვის გამოიყენება შემდეგი მაჩვენებლები:

ინვესტირებაზე გაწეული დანახარჯები

ინვესტიციის პერიოდი

ინვესტიციის უმცირესი ღირებულება

საპროცენტო განაკვეთი

ფულის დროითი ღირებულება

§5.1. მარტივი ამოგების მეთოდი

ყველაზე მარტივი ფინანსური მაჩვენებელი არის მარტივი კაპიტალამოგება, რომელიც გამოითვლება კაპიტალური ხარჯების შეფარდებით საშუალო წლიურ მოგებასთან[8];

კაპიტალამოგების დრო= I/B ;

სადაც I – ინვესტირებული თანხის საერთო რაოდენობა,

B – წლიური მოგება.

ცხრილი №23



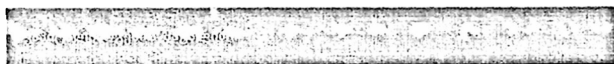
წლები	0	1	2	3	4	5	6
A პროექტი	-300	15	30	105	150	30	225
B პროექტი	-300	150	75	40	25	10	255

კაპიტალამოგების პერიოდი:

- A პროექტისათვის – 4 წელი;
- B პროექტისათვის – 5 წელი;

უპირატესობა ენიჭება B პროექტს.

ცხრილი №24



წლები	0	1	2	3	4	5	6	7	8
A	-150	75	75	75	75	-	-	-	-
B	-150	75	40	35	25	75	75	75	75

კაპიტალამოგების პერიოდი:

- A პროექტისათვის – 2 წელი;
- B პროექტისათვის – 3 წელი;

უპირატესობა ენიჭება B პროექტს.

§5.2 ფულის ღირებულება დროში

დღეს ინვესტირებული (P) ლარის მომავალი (F) ღირებულება (n) პერიოდის შემდეგ იქნება:

$$F = P(1+i)^n$$

F = ფულის მომავალი ღირებულება, (n) პერიოდის შემდეგ

P = ფულის დღევანდელი ღირებულება

i = საპროცენტო განაკვეთი

n = წელი

$$P = F \frac{1}{(1+i)^n}$$

V = დისკონტის ნორმა

მაგ. რა რაოდენობის თანხა უნდა ჩავდეთ ინვესტიციის სახით, რომ 4 წლის შემდეგ მივიღოთ 1000 ლარი? საპროცენტო განაკვეთი შეადგენს 10 %.

$$P = F \frac{1}{(1+i)^n}$$

$$P = 1000 \cdot \frac{1}{(1+0,10)^4}$$

$$\frac{1}{(1+0,10)^4} = 0.683$$

$$P = 1000 \times 0.683$$

დისკონტირების ცხრილში №25 მე-4 წლისა და 10%-ის გადაკეფთაზე მოქმედნით შესაბამისი რიცხვი (0,683) და გადავამრავლოთ მომავალში მისაღები თანხის რაოდენობაზე[23]. ე.ი. მომავალში მისაღები თანხის დღევანდელი ღირებულებაა 683 ლარი.

დისკონტირების ცხრილი №25

წლები	%5	%6	%8	%10	%12	%15	%20	%25	%30
1	0.952	0.934	0.926	0.909	0.893	0.870	0.833	0.800	0.769
2	0.907	0.890	0.857	0.826	0.797	0.769	0.694	0.640	0.592
3	0.864	0.839	0.794	0.751	0.712	0.658	0.579	0.512	0.455
4	0.823	0.792	0.735	0.683	0.636	0.572	0.482	0.409	0.350
5	0.784	0.747	0.681	0.621	0.567	0.497	0.410	0.328	0.269
6	0.746	0.705	0.630	0.565	0.507	0.432	0.335	0.262	0.207
7	0.710	0.665	0.584	0.513	0.452	0.376	0.279	0.210	0.159
8	0.677	0.627	0.540	0.467	0.404	0.327	0.237	0.168	0.123

ინვესტირებული ერთი ლარის დღევანდელი ღირებულების ჯამი, რომელიც უნდა მივიღოთ თითოეული პერიოდის ბოლოს, იქნება:

$$P = \frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n \times i}$$

ხოლო a რაოდენობის თანხის შემთხვევაში:

$$P = a \frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n \times i}$$

მაგალითი: ფირმამ აიღო ბანკიდან სესხად თანხა 5 წლის ვადით (საპროცენტო განაკვეთი: 15%), რა რაოდენობის თანხა აუღია ფირმას?

$$P = a \frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n \times i}$$

$$P = 3\,000\,000 \frac{(1+0.15)^5 - 1}{(1+0.15)^5 \times 0.15}$$

მიმდინარე ღირებულების ცხრილში №26 ენახოთ მე-5 წლისა და და 15 %-ის გადაკვეთაზე შესაბამისი რიცხვი და გადაეამრავლოთ ყოველწლიური გადასახადის რაოდენობაზე:

$$P = 3\,000\,000 \times 3.352$$

$$P = 10\,056\,000 \text{ ლარი.}$$

მიმდინარე ღირებულების ჯამის ცხრილი №26[5]

ცხრილი №26

წლები	%5	%6	%8	%10	%12	%15	%20	%25	%30
1	0.952	0.943	0.926	0.909	0.893	0.870	0.833	0.800	0.769
2	1.859	1.883	1.783	1.786	1.690	1.626	1.528	1.440	1.361
3	2.723	2.873	2.577	2.487	2.402	2.283	2.107	1.925	1.816
4	3.546	3.465	3.312	3.170	3.037	3.855	2.589	2.362	2.166
5	4.329	4.212	3.993	3.791	3.605	3.352	2.990	2.689	2.436
6	5.076	4.917	4.623	4.355	4.111	3.784	3.326	2.951	2.643
7	5.786	5.582	5.206	4.368	4.564	4.160	3.604	3.161	2.802
8	6.463	6.210	5.742	5.335	4.968	4.487	3.837	3.329	2.925

§53. ინვესტიციის მიმდინარე ღირებულების ანგარიში

ინვესტირების პროცესი შეიძლება ასე წარმოვადგინოთ[26]:

$$C_0 \quad C_1 \quad C_2 \quad \dots \quad C_m \quad B_{m+1} \quad B_{m+2} \quad \dots \quad B_t$$

C_0 ინვესტირების დასაწყისი

C_1 ინვესტირება(დანახარჯი) 1-ელ წელს

C_m ინვესტირება (დანახარჯი) m წელს

B_{m+1} : $(m+1)$ შემოსავალი

B_t : (t) შემოსავალი

საინვესტიციო პროექტის მიმდინარე ღირებულება:

$$\sum_{n=m+1}^t \frac{B_n}{(1+i)^n} > \sum_{n=0}^m \frac{C_n}{(1+i)^n}$$

§ 5.4. ინვესტიციის გამოსყიდვის შიდა ნორმის მეთოდი

გამოსყიდვის ნორმა არის ისეთი საპროცენტო განაკვეთი, როდესაც პროექტის შემოსავალი = დანახარჯებს და წმინდა დისკონტირებული შემოსავალი ნულის ტოლია.

$$\sum_{n=0}^t \frac{B_n}{(1+r)^n} = \sum_{n=0}^m \frac{C_n}{(1+r)^n}$$

ინვესტიციის გამოსყიდვის შიდა ნორმის მეთოდი

საინვესტიციო დანახარჯი	: 1 151 800	ლარი
წლიური შემოსავალი	: 200 000	ლარი
ინვესტირების პერიოდი	: 9	წელი
IRR	: ?	

შემოსავალი = დანახარჯები

$$a \frac{(1+r)^n - 1}{(1+r)^n \times r} = \text{დანახარჯები}$$

$$200\,000 \frac{(1+r)^n - 1}{(1+r)^n \times r} = 1\,151\,800$$

$$\frac{(1+r)^n - 1}{(1+r)^n \times r} = \frac{1\,151\,800}{200\,000} = \underline{5.759}$$

მოქებნოთ ცხრილში №26 საპროცენტო განაკვეთი, რომელიც შეესაბამება 5,759-ს. ინვესტიციის გამოსყიდვის შიდა ნორმა IRR, როდესაც შემოსაქელები = დანახარჯებს, შეესაბამება = 10%.

ცხრილი №26

წლები	%5	%6	%8	%10	%12	%15	%20	%25	%30
1	0.952	0.943	0.926	0.909	0.893	0.870	0.833	0.800	0.769
2	1.859	1.883	1.783	1.786	1.690	1.626	1.528	1.440	1.361
3	2.723	2.673	2.577	2.487	2.402	2.283	2.107	1.925	1.816
5	4.329	4.212	3.993	3.791	3.605	3.352	2.990	2.689	2.436
6	5.076	4.917	4.623	4.355	4.111	3.784	3.326	2.951	2.643
7	5.786	5.582	5.206	4.368	4.564	4.160	3.604	3.161	2.802
8	6.463	6.210	5.742	5.335	4.968	4.487	3.837	3.329	2.925
9	7.108	6.802	6.247	5.759	5.328	4.772	4.031	3.463	3.019
10	7.722	7.360	6.710	6.145	5.650	5.018	4.192	3.571	3.092

საინვესტიციო დანახარჯი **2 მლრდ. ლარი**
 საოპერაციო დანახარჯები **50 მლნ. ლარი**

სალიკვიდაციო ღირებულება : **500 მლნ. ლარი**
 ინვესტიციის პერიოდი : **10 წელი**
 საპროცენტო განაკვეთი : **% 25**
IRR ?

$i = \% 15$

$$\text{შემოსავალი} = 400 \frac{(1+0.15)^{10}-1}{(1+0.15)^{10} \times 0.15} + 500 \frac{1}{(1+0.15)^{10}}$$

$$\text{შემოსავალი} = 2\,131\,100\,000 \text{ ლარი}$$

$$\text{დანახარჯები} = 2\,000 + 50 \frac{(1+0.15)^{10}-1}{(1+0.15)^{10} \times 0.15}$$

$$\text{დანახარჯები} = 2\,250\,950\,000 \text{ ლარი}$$

$$\text{NPV} = \text{შემოსავალი} - \text{დანახარჯები}$$

$$\text{NPV} = 2\,131\,100\,000 - 2\,250\,950\,000$$

$$\text{NPV} = -119\,850\,000$$

$i = \% 10$

$$\text{შემოსავალი} = 400 \frac{(1+0.10)^{10}-1}{(1+0.10)^{10} \times 0.10} + 500 \frac{1}{(1+0.10)^{10}}$$

$$\text{შემოსავალი} = 2\,651\,000\,000 \text{ ლარი}$$

$$\text{დანახარჯები} = 2\,000 + 50 \frac{(1+0.10)^{10}-1}{(1+0.10)^{10} \times 0.10}$$

$$\text{დანახარჯები} = 2\,307\,250\,000 \text{ ლარი}$$

NPV = შემოსავალი - დანახარჯები

$$\text{NPV} = 2\,651\,000\,000 - 2\,307\,250\,000$$

$$\text{NPV} = 343\,750\,000$$

***r* უნდა იყოს %10 და %15 შორის**

$$\text{ინტერპოლაციის გამოყენების შიდა ნორმა} = i_1 + \frac{\text{NPV}^+}{\text{NPV}^+ + |\text{NPV}^-|} (i_2 - i_1)$$

i_1 : დადებითი NPV არის 0-ის ფარგლებში

i_2 : უარყოფითი NPV არის 0-ის ფარგლებში

$$i = \%10 \implies \text{NPV} = 343\,750\,000$$

$$i = \%15 \implies \text{NPV} = -119\,850\,000$$

$$IRR = \%10 + \frac{343\,750}{343\,750 + 119\,850} (\%15 - \%10)$$

$$IRR = \%14$$

საპროცენტო განაკვეთი: % 25

საპროცენტო განაკვეთი (% 25) > IRR (%14)

§5.5. შემოსავლებისა და დანახარჯების თანაფარდობის მეთოდი

შემდეგ ფორმულაზე დაყრდნობით, თუ შემოსავლები/დანახარჯების თანაფარდობა მეტია ერთზე, პროექტი მისაღებია.

$$\sum_{m=m+1}^t \frac{B_n}{(1+r)^n} / \sum_{n=0}^m \frac{C_n}{(1+r)^n}$$

$$B/C > 1$$

მეთოდების შედარება

თუ $i=r$
 $NPV=0$
 $B/C = 1$

თუ $i>r$
 $NPV<0$
 $B/C < 1$

თუ $i<r$
 $NPV>0$
 $B/C > 1$

ბაზრის საპროცენტო განაკვეთი - (i_e);
 თუ ვანგარიშობთ საინვესტიციო პროექტს ინფლაციის გათვალისწინებით, მისანშეწონილია გამოვიყენოთ ბაზრის საპროცენტო განაკვეთი.

$$i_e = (1+i)(1+d) - 1$$

$$i_e = i + d + id$$

i_e : ბაზრის საპროცენტო განაკვეთი

i : კაპიტალური დანახარჯები

d : ინფლაციის მოსალოდნელი საპროცენტო განაკვეთი

მაგალითი:

i : %10

d : %20

$$i_e = i + d + id$$

$$i_e = 0,10 + 0,20 + 0,10 * 0,20$$

$$i_e = 32\%$$

**თავი VI. ენერგეტიკული და სამრეწველო საწარმოების განვითარება
ენერგოდამზოგი ტექნოლოგიებით**

§6.1. ენერგეტიკული და სამრეწველო საწარმოების ენერგოეფექტურობა და ენერგომენეჯმენტი

ენერგომომარაგება და ენერგორესურსების მოხმარების ეფექტიანობის გაზრდა ხდება მეტად მნიშვნელოვანი თემა სამრეწველო საწარმოებისათვის. ენერგოეფექტური ტექნოლოგიების დანერგვა საშუალებას იძლევა შემცირდეს დანახარჯები ენერგორესურსებზე, რაც თავის მხრივ, გამოიწვევს საწარმოს რეალური მოგების გადიდებას.

ენერგოეფექტურობა არის ენერგეტიკული რესურსების მოხმარების ეფექტურობის საზომი. ენერგოეფექტურობის გაზრდა ნიშნავს არსებითად იმავე ეკონომიკური და სოციალური შედეგის მიღებას ნაკლები ენერგიის გამოყენებით. ენერგოეფექტურობის გაზრდა ძირითადად მიიღწევა ორი გზით: ენერგომომხმარებელი და გარდამქმნელი მოწყობილობის და დანადგარების ეფექტიანობის გაზრდით და ენერგიის დაზოგვით, რაც თავის მხრივ, დაკავშირებულია ადამიანურ ფაქტორთან და გამოიხატება ენერგიის რაციონალური მოხმარების კულტურის და ჩვევების დანერგვით, საწარმოო პროცესების ოპტიმიზაციით და ა.შ..

ენერგომენეჯმენტი – ეს არის ენერგორესურსების გამოყენების ოპტიმიზაცია და ეფექტიანი მართვა. ერთეული პროდუქციის თეორიულრეზულტატში დანახარჯები ენერგიაზემცველებზე იაპონიასა და დასავლეთ ევროპის ქვეყნებში შეადგენს: 15–20%-ს, ხოლო საქართველოში: 30–40%-ს, რაც გამოწვეულია შემდეგი მიზეზებით:

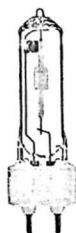
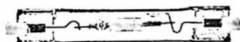
- ენერგომომარაგების მოქველებული ინფრასტრუქტურა;
- ენერგომომარაგების აღრიცხვა-კონტროლის არ არსებობა;
- ენერგიის მომწოდებლებთან არსებული პრობლემები;
- ენერგორესურსების უყაირათო ხარჯვა;

ენერგომენეჯმენტი – ეს არის მეთოდების კომპლექსი, რომელთა მიზანია:

- ენერგომოთხოვნილების დეტალიზაცია და ენერგორესურსებზე დანახარჯების შემცირება;
- ტექნოლოგიური პროცესების ოპტიმიზაცია ენერგოეფექტურობის თვალსაზრისით;
- საწარმოს ეკოლოგიურობის ამაღლება;
- საწარმოს კონკურენტუნარიანობის ამაღლება მისი ენერგოტევადობის შემცირების გზით.
- ენერგოტევადობის შემცირება ძველი ტიპის ნათურების ეკონომიური ნათურებით შეცვლით.

ენერგომენეჯმენტი გულისხმობს სხვადასხვა ენერგოეფექტური ღონისძიებების გატარებას, როგორცაა: შენობებში გათბობის თანამედროვე სისტემების დამონტაჟება (მაგ მზის ენერგიის გამოყენება). საწარმოებში ძველი ელექტროძრავების შეცვლა ახალი ცვლადსიჩქარიანი და ენერგოეფექტური ძრავებით, ვარვარების ნათურების შეცვლა ფლუორესცენტული ნათურებით (იხ. სურათი №1) ყველაზე იოლად განსახორციელებელი და ეფექტური ღონისძიებაა, რადგანაც იგივე განათების ეფექტი მიიღება 4-ჯერ ნაკლები სიმძლავრის ნათურების გამოყენებით.

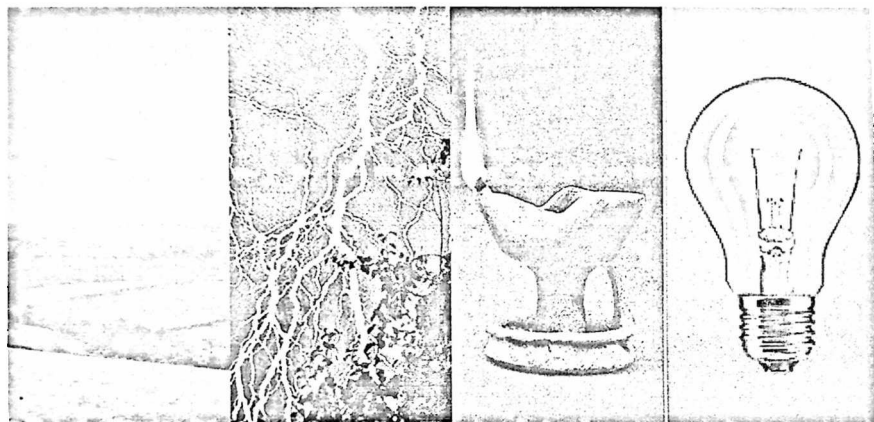
ენერგოაუდიტის საშუალებით შესაძლებელია ენერგიაზე დანახარჯების შემცირება, რაც დაკავშირებულია ეკონომიკურ ეფექტიანობასთან.



სურათი №1. ეკონომნათურები

ელექტრომაგნიტური რადიაციის სპექტრი

ელექტრომაგნიტური გამოსხივების სპექტრის ხილული ნაწილი არის ნათურა (სინათლის წყარო). ელექტრომაგნიტური რადიაციის სპექტრის სხვადასხვა ვარიაცია ნაჩვენებია სურათზე №2.



სურათი №2. ელექტრომაგნიტური გამოსხივების სპექტრის სხვადასხვა ვარიაცია

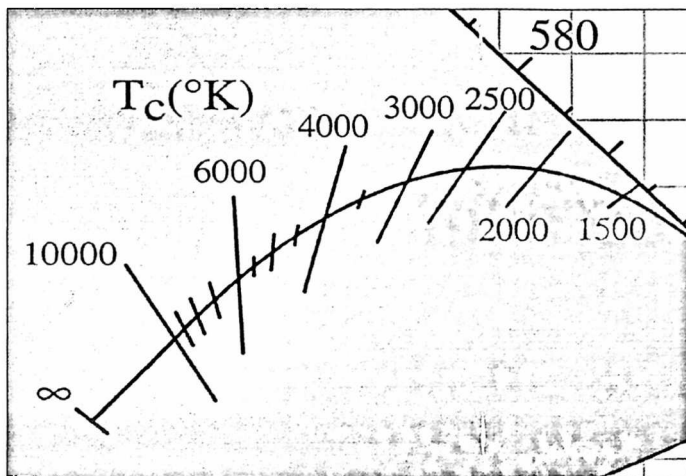
ფერების განზომილებები

შესაძლებელია ფერისა და ტემპერატურის ურთიერთდამოკიდებულების განსაზღვრა. სხვადასხვა ტემპერატურას (T) სხვადასხვა ფერი (K) შეესაბამება:

10000 K	→ მზის ამოსვლა
6000 K	→ ზენიტი
5000 K	→ შუადღე
2000 K	→ მზის ჩასვლა

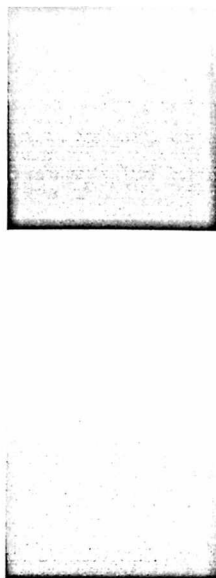
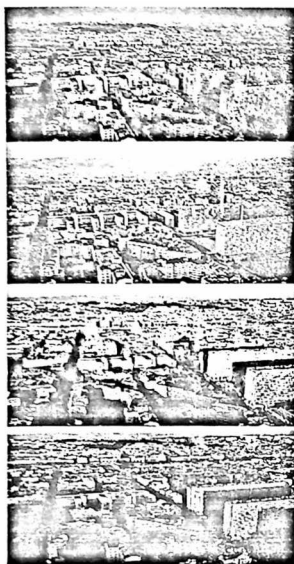
ტემპერატურისა და ფერის ურთიერთდამოკიდებულების გრაფიკი ნაჩვენებია სურათზე №3.

სურათზე №4 ნაჩვენებია თეთრი ფერის სხვადასხვა დიაპაზონი ცივი თეთრიდან (10 000 K) თბილ თეთრამდე (1000 K).



სურათი №3 ტემპერატურისა და ფერის ურთიერთდამოკიდებულების გრაფიკი

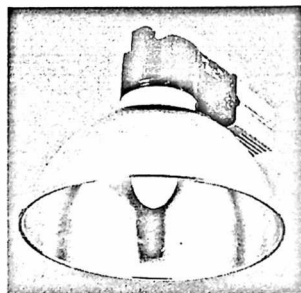
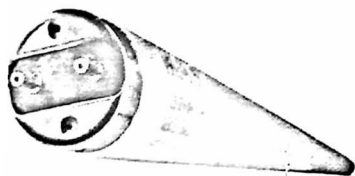
- 5400K–გამოიყენება მუზეუმებში, სამხატვრო გალერეებში, სტომატოლოგიურ ლაბორატორიებში.
- 5800K–გამოიყენება სპორტულ დარბაზებში, საცხოვრებელი სახლების სამზარეულოებსა და საძინებლებში;
- 6200K–თბილი ტონები, რომელიც გამოიყენება თბილი სამუშაო გარემოს შესაქმნელად;
- 6500K–ახლოს არის დღის სინთლესთან, გამოიყენება ოფისებში, მაღაზიებში, ბანკებში, სკოლებში, ექიმის საკონსულტაციო კაბინეტებში.



სურათი №4 თეთრი ფერის სხვადასხვა დიაპაზონი ცივი თეთრიდან (10 000 K) თბილ თეთრამდე (1000 K).

ფლუორესცენტული ხაზი მრეწველობაში

სამრეწველო საწარმოებში ალტერნატიულია წერტილოვანი განათება ან ფლუორესცენტული ხაზური განათება.



სურათი №5. ფლუორესცენტული ნათურები



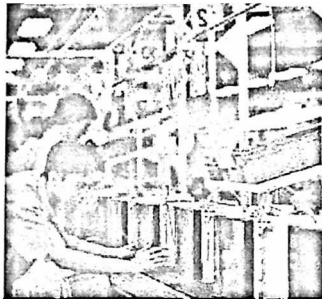
სურათი №6. სამრეწველო საწარმოების განათების ტიპები

წერტილოვანი განათება



ხაზური განათება



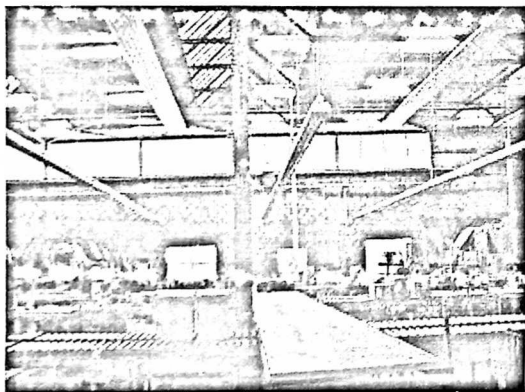


სურათი №7. განსხვავება წერტილიანსა და ხაზურ განათებას შორის.

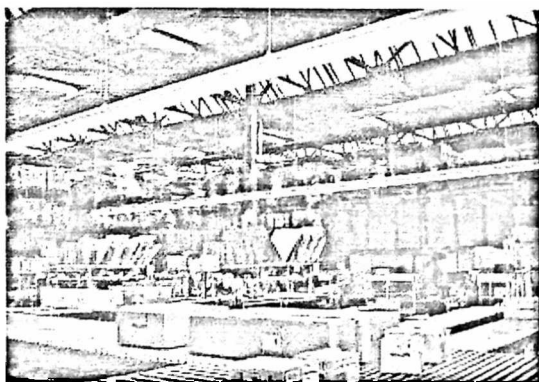
ფლუორესცენტული ნათურების უპირატესობები:

- მუშაობის ხანგრძლივობა;
- ეკონომიურობა, დანახარჯების შემცირება (ენერჯის, ექსპლუატაციის დანახარჯების);
- კომფორტულობა, ეკოლოგიურობა;
- სიმარტივე;
- კონსტრუქციის მარტივობა;
- იქმნება ლურჯი ცის ეფექტი;
- იზრდება მომუშავეთა განწყობა, რაც თავის მხრივ, ზრდის შრომისმწარმოებლურობას.

სურათებზე №8, №9 ნაჩვენებია სხვაობა განათების ორ ფერს 8000 K და 17000 K შორის.

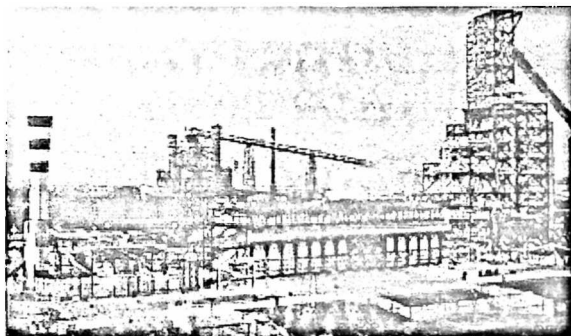


სურათი №8 ფლუორესცენტული ნათურის განათების ფერი 8000 K.



სურათი №9 ფლუორესცენტული ნათურის განათების ფერი 17000 K.

ფლუორესცენტული ნათურების გამოყენება მიზანშეწონილია არა მხოლოდ შენობების შიდა, არამედ გარე ტერიტორიებისა და შედარებით ცივი კლიმატის პირობებში ფუნქციონირებადი დაწესებულებების განათებისათვისაც (ნავსადგური, ბენზინგასამართი სადგური, მიწისქვეშა გადასასვლელი და ა.შ.) იხ. სურათები №10, 11, 12.

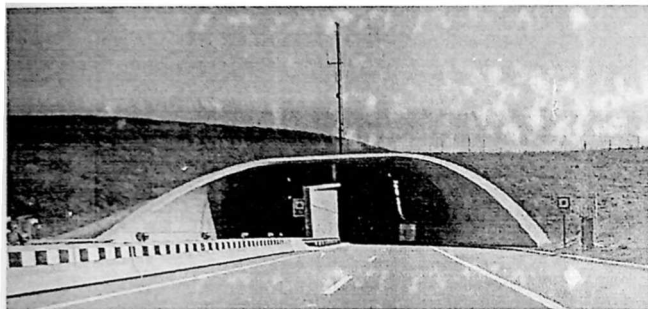


სურათი №10.



სურათი №11.



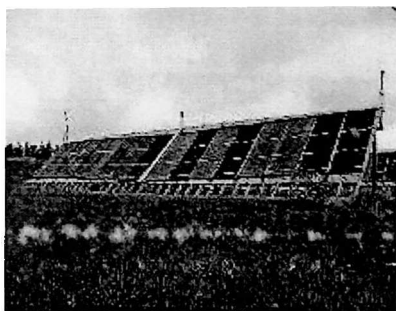
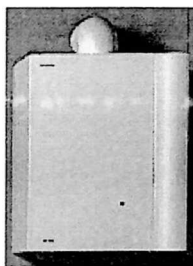
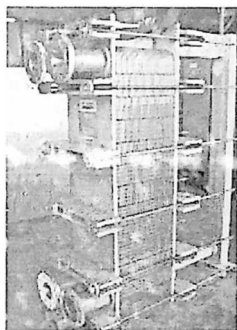
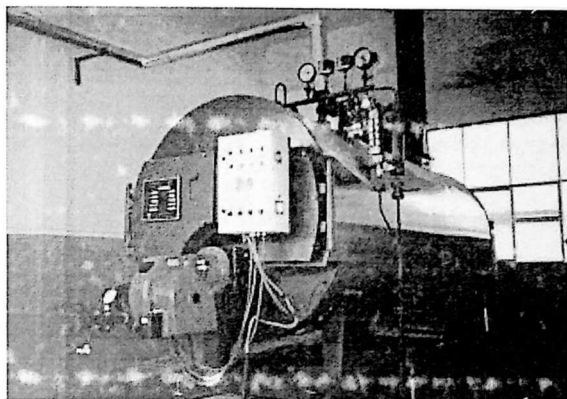


სურათი №12.

ენერგოეფექტური გათბობის სისტემები

საქართველოში საზოგადოებრივი შენობების გათბობა ამჟამად ხორციელდება ბუნებრივ გაზზე მომუშავე იმპორტული და ადგილობრივი წარმოების ლუმენებით, რადიატორებიანი, ცენტრალიზებული წყლით გათბობის სისტემებით. რადგანაც თბომომარაგების ცენტრალიზებული სისტემების სრულმასშტაბიანი განხორციელება მოითხოვს დიდ კაპიტალდაბანდებებს, ამიტომ მიზანშეწონილია ავტონომიური (კორპუსული) თბომომარაგების დანერგვა, რაც მსოფლიოს მრავალ ქვეყანაში ხორციელდება. ავტონომიური თბომომარაგების ღირსებებია: მაღალი მარგი ქმედების კოეფიციენტი, მონტაჟისა და ექსპლუატაციაში გაშვების სისწრაფე, დაბალი ერთდროული კაპიტალდაბანდება, დამოუკიდებელი, ადგილობრივი რეგულირების შესაძლებლობა, ელექტროენერგიის მცირე მოხმარება, სათბური გასების, ასოტის ჟანგების შემცირებული გამოყოფა და სხვა.

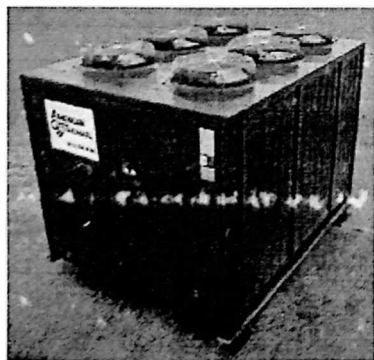
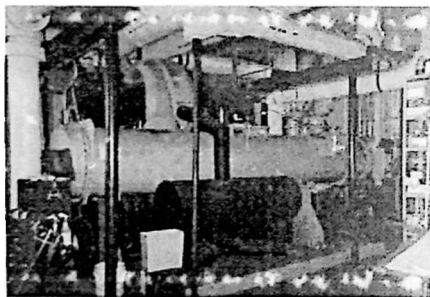
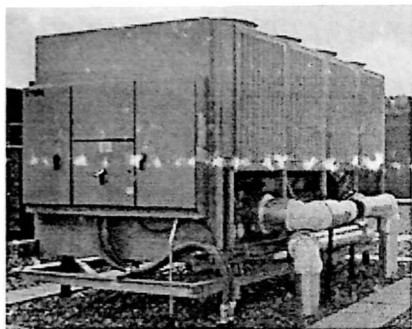
ავტონომიური საქვაბების განთავსება შესაძლებელია როგორც ცალკე მდგომ სათავსოში, ასევე შენობათა სახურავებზე, შესაძლებელია ცალკე მდგომი საქვაბების მოწყობა კორპუსების მცირე ჯგუფისათვის. შესაძლებელია გამოყენებულ იქნას შემდეგი ვარიანტი: ერთდროულად განხორციელდეს როგორც გათბობა, ასევე ცხელწყალმომარაგება. ამ შემთხვევაში ცხელწყალმომარაგება უსრუნველყოფილი იქნება მისი კოლექტორებით ან გეოთერმული წყლის გამოყენებით. გათბობის სისტემის ენერგოეფექტური მოწყობილობები ნაჩვენებია სურათზე №13.

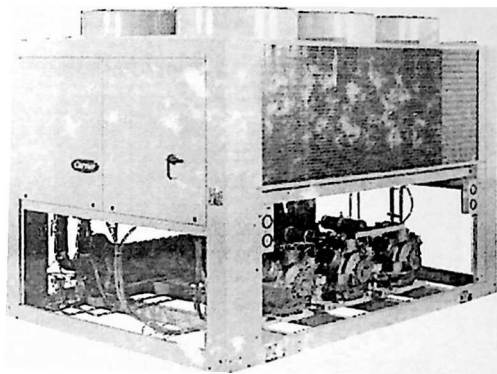


სურათი №13. გათბობის სისტემის ენერგოეფექტური მოწყობილობები

ენერგოეფექტური გაციების სისტემები

გაციების დანადგარები (იხ. სურათი №14) აციებს ან წყალს ან უკინ ხითხეს (ეთილენგლიკოლის ხსნარი). ასეთი სისტემა წარმოადგენს ჰაერის გაციებისა და კონდიციონირების ცენტრალურ, მრავალზონიან სისტემას. ასეთ სისტემაში ცენტრალურ სამაცივრე დანადგარსა და ლოკალურ თბომცვლელებს შორის თბომატარებელი არა ფრეონია, არამედ გაციებული სითხე - სპეციფიკური წყალი ან ეთილენგლიკოლის წყლის ხსნარი. ასეთი ტიპის დანადგარების მონტაჟის სახეობებია კედლის, არხისებრი, კასეტური, იატაკის /ჭერის და ა.შ.

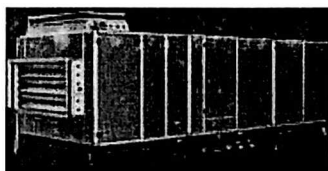


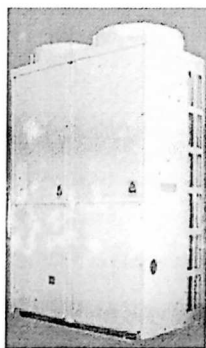
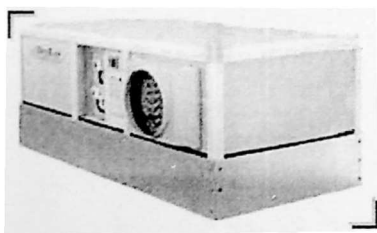
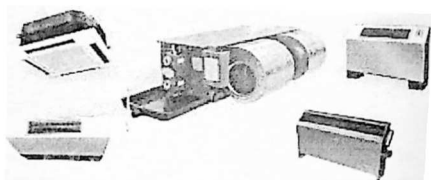
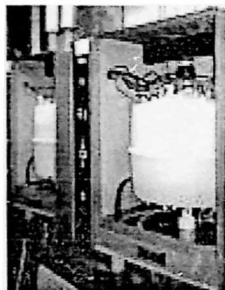
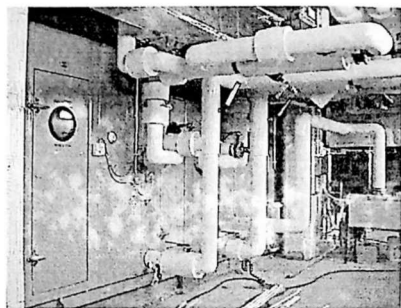
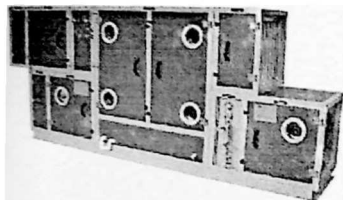


სურათი №14. გაციების სისტემის ენერგოეფექტური მოწყობილობები

ენერგოეფექტური სავენტილაციო სისტემები

სავენტილაციო მოწყობილობების შემადგენელი ნაწილებია: თბომცველი, კონტროლირებადი, ჰაერისგამწმენდი ფილტრი, მართვის პულტი (იხ. სურათი №15). დანადგარს ხიფოდება როგორც რეცირკულირებული (დახურული, კონდუცირებული ფართიდან მიწოდებული ჰაერი), ასევე ატმოსფეროდან პირველადი (სუფთა) ჰაერი. ამ სისტემების უპირატესობა მდგომარეობს იმაში, რომ დიდი შენობისათვის დამონტაჟებული ერთი დანადგარი მინიმალურ ფართსა და სივრცეს იკავებს, თხევადი მატარებლის მაღალი თბოტევადობა დიდი სიგრძის ტრასის გაყვანის საშუალებას იძლევა, ტრასის განშტოებების მოწყობა არ მოითხოვს სპეციფიურ და ძვირფას მასალებს, რაც მათ ლირებულეზე აისახება.



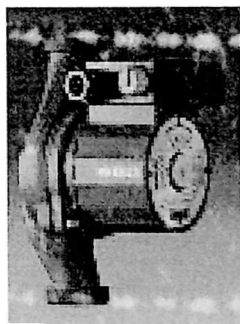
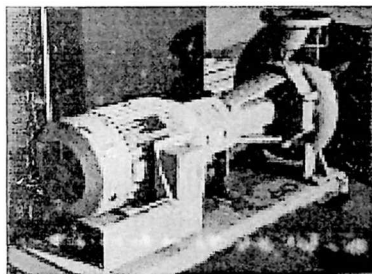
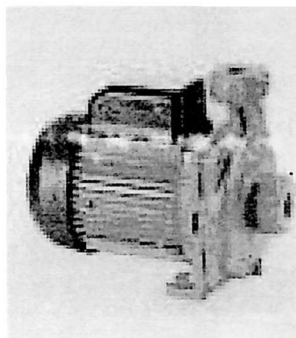
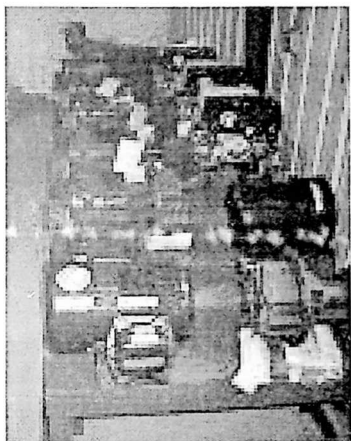


სურათი №15. სავენტილაციო სისტემის ენერგოეფექტური მოწყობილობები

ენერგოეფექტური ცირკულაციის სისტემები

გაუმჯობესებული წარმადობის კომპრესორების გაშოყვება, თანამედროვე კონტროლის სისტემების დამონტაჟება, მუონაფი მილების გამოცელა.

მნიშვნელოვნად ზრდის შეუქმნული ჰაერის წარმოების ეფექტურობას. ამასთანავე, სამუშაო წნევის 1 ბარით შემცირება საოპერაციო ხარჯებს 5%-მდე შემცირებს და ხშირ შემთხვევაში უმნიშვნელო ან არანაირ ზემოქმედებას არ ახდენს სამუშაო პროცესზე. ავტომატური მართვის და რეგულირებადი სინქარის ძრავების გამოყენება, რომლებიც გამოიშაეებას მიუსადაგებენ საჭირო დატვირთვას, იძლევა იმის საშუალებას, რომ გამოვიყენოთ მინიმალურად საჭირო სიმძლავრე მაშინ, როდესაც გვჭირდება (იხ. სურათი №16).



სურათი №16. ცირკულაციის სისტემის ენერგოეფექტური მოწყობილობები

ენერგოეფექტური განათების სისტემები

სტანდარტული ფლუორესცენტული ნათურების მუშაობის პრინციპი შემდეგია: ელექტრული ველის გაელენის შედეგად პერმეტული შუშის მიღში მოთავსებულ დაბალი წნევის ვერცხლისწყლის ორთქლის არგონთან ან ნეონთან ურთიერთქმედებისას წარმოიქმნება უხილავი ულტრაიისფერი გამოსხივება.

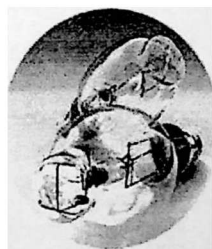
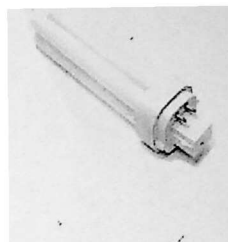
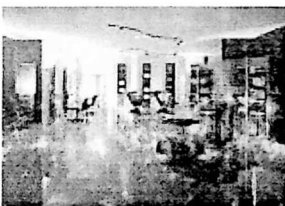
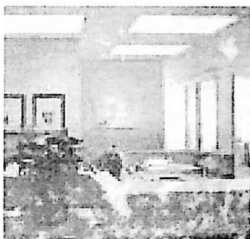
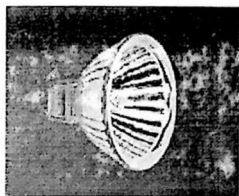
შუშის შიდა ზედაპირზე დატანილი ლუმინაფორი გარდაქმნის ულტრაიისფერ გამოსხივებას ხილვად შუქად. ფლუორესცენტული ნათურები სპიროუბან ბალასტს, რომელიც არეგულირებს ნათურაში გამავალ ელექტროენერგიის ნაკადს. გაერცელებულ 122-244 სმ მილოვან ფლუორესცენტულ ნათურებში ბალასტი ინტეგრირებულია მოწყობილობაში. სპირალური ტიპის ნათურის ეფექტურობა ოდნავ უფრო დაბალია ვიდრე მილოვანისა, რადგანაც ნათურის სპირალის ქვედა ზედაპირზე დატანილი ფოსფორის ფენა უფრო სქელია.

ათელის SI სისტემაში სინათლის ნაკადის საზომი ერთეულია ლუმენი. ერთი ლუმენი არის სინათლის ის ნაკადი, რომელსაც გამოყოფს 0,0000005305 მწ ფართის პლატინის ფირფიტა პლატინის გამყარების ტემპერატურაზე. ნათურის ნათების ეფექტურობა არის სინათლის ის რაოდენობა, რომელიც გამოიცემა ენერგოეფექტული სიმძლავრის ერთეული (ვტ) მოხმარებისას. იგი იზომება ლუმენი/ვტ-ში და გვაძლევს საშუალებას შევადაროთ სინათლის ერთი წყაროს ეფექტურობა მეორესთან. იხ. ცხრილი №27.

განათების სისტემის ენერგოეფექტური მოწყობილობები ნაჩვენებია სურათზე №17.

ცხრილი №27

ვარგარა ნათურა, ვტ	ნათების ლუმენი	სიმძლავრე, ვტ	კომპაქტური ფლუორესცენტული ნათურა, ვტ
40	450		9-13
60	800		13-15
75	1100		18-20
100	1600		23-30
150	2600		30-52
ნათურის ტიპი	100 ვტ ვარგარა ნათურა		23 ვტ კვან
ფასი, ლარი	0,5		8
მუშაობის ხანგრძლივობა, სთ	750		10 000
დღიური ექსპლუატაცია	4 სთ		4 სთ
ნათურების რაოდენობა	საკირი 7,3 ვატი	3 ვატი	1 ვატი 5,4 ვატი
ნათურების ღირებულება	ჯამური 3,65 ლარი	განმავლობაში	განმავლობაში 8 ლარი
დამენი	1690		1500
მოხმარებული ელექტროენერგიის ღირებულება (0,16 დ/კვტსთ)	70,8 ლარი		16,12 ლარი



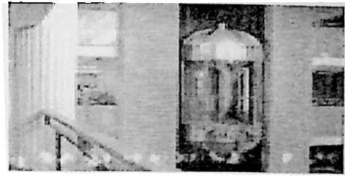
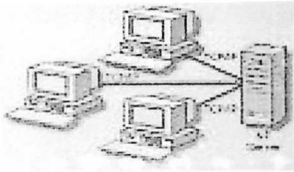


სურათი №17. განათების სისტემის ენერგოეფექტური მოწყობილობები

ენერგოეფექტური ოფისის აღჭურვილობა

მცირე ზომის საოფისე ელექტროტექნიკა, რომელიც შემოიფარგლება ერთი რომელიმე ფუნქციის შესრულებით ძირითადად დაბალსიმძლავრეანია. პერსონალური კომპიუტერის მონიტორი ყველაზე მეტ ენერჯიას მოახმარს და მის ზომასთან ერთად ისრდება დანახარჯიც. პლასმური მონიტორი მოიხმარს ნაკლებ ენერჯიას, ვიდრე ჩვეულებრივი. საოფისე მოწყობილობებს აქვთ დასვენების მდგომარეობაში გადასვლის უნარი მათი გამოყენებიდან გარკვეული დროის გასვლის შემდეგ (იხ. სურათი №18). ამ მდგომარეობაში ენერჯიის დანახარჯი შეადგენს ჩვეულებრივი ნორმის მაქსიმუმ 15%-ს. პერსონალური კომპიუტერი CPU: - მუშა რეჟიმში/მოლოდინის რეჟიმში=120/30ვტ ან ნაკლები. მონიტორი: მუშა რეჟიმში/მოლოდინის რეჟიმში=150/30ვტ ან ნაკლები. ლეპტოპი=50ვტ.

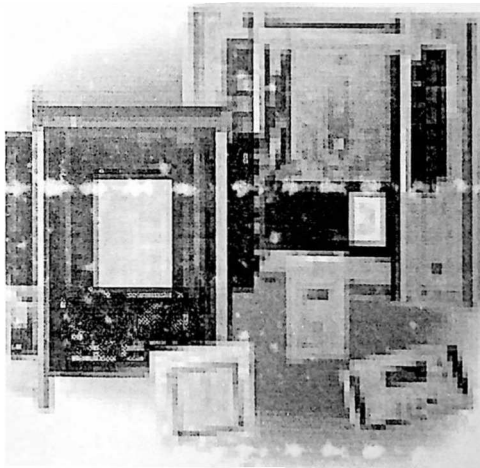


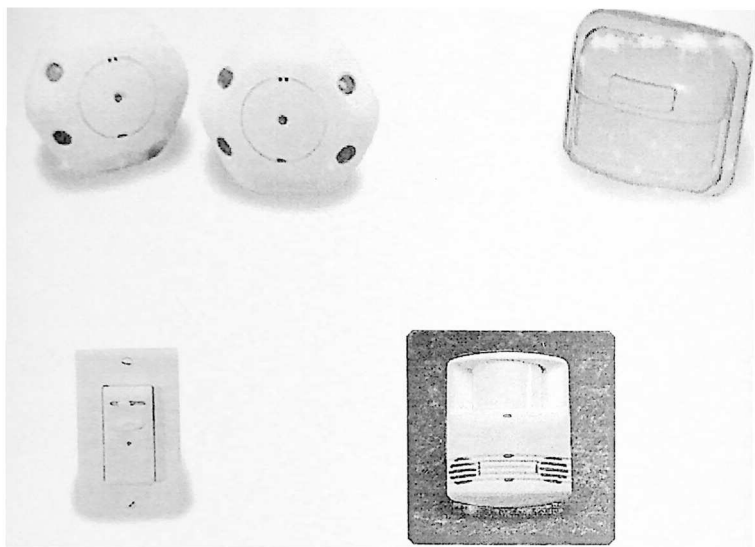


სურათი №18. სხვა სისტემის ენერგოეფექტური მოწყობილობები

ენერგოეფექტური კონტროლის სისტემები

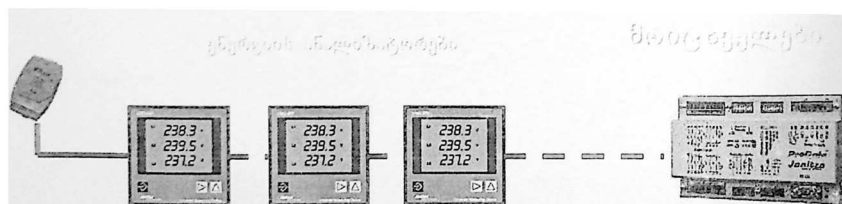
გაუმჯობესებული კონტროლის საშუალებების (იხ. სურათი №19) გამოყენება, როგორცაა სარქველების, ტუმბოების, ვენტილატორების და ა.შ. ავტომატური კონტროლი უზრუნველყოფს ენერჯის გამოყენების გაუმჯობესებულ რეგულირებას. ტემპერატურისა და წნევის მონიტორინგი, სხვა პროცესების (მაგ. ორთქლის, წყლის, ჰაერის ნაკადების) ავტომატური აღრიცხვისა და ჩაწერის ჩათვლით, დანაკარგების ინდენტიფიცირების საშუალებას იძლევა.

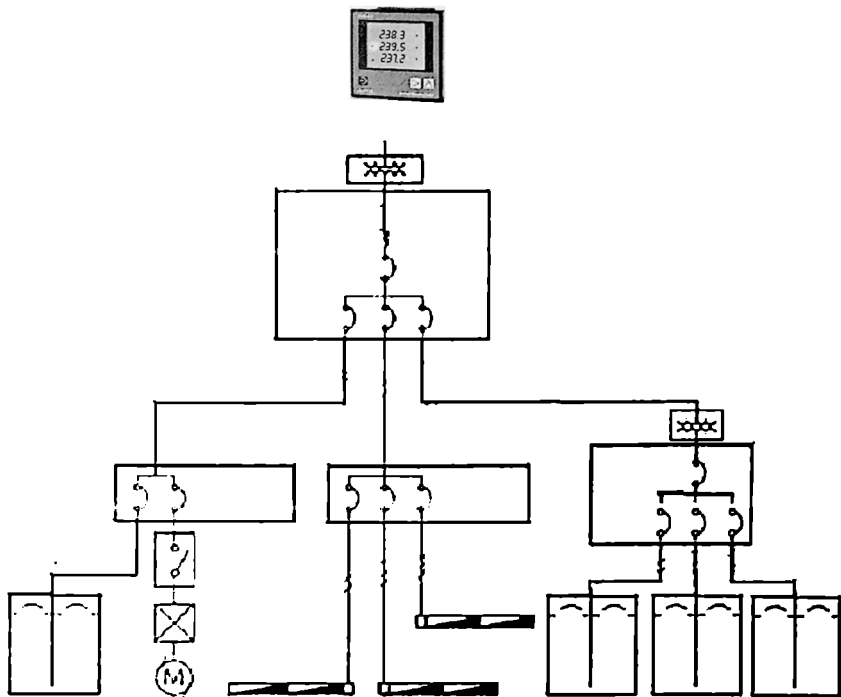




სურათი №19. კონტროლის ენერგოეფექტური მოწყობილობები

ენერგოეფექტური ენერჯის კონტროლის სისტემები





სურათი №20. ენერჯის კონტროლის ენერგოეფექტური მოწყობილობები

§6.2. დანაკარგების აღრიცხვა და ენერგოეფექტური ღონისძიებები ენერგეტიკულსა და სამრეწველო საწარმოებში

1. დანაკარგების გაანგარიშება დაბალი და მაღალი წნევის გაზსადენებში. გაზის დანაკარგები შედგება ორი შემადგენელისაგან: ტრანსპორტირებისა და განაწილების დანაკარგები. გაზის გაუონეები ყველაზე მეტად მოსალოდნელია:

1. გაზსადენების შეერთებებში;
2. კონდენსატის საკრებელის და ჰიდროსაკეტის დაყენების ადგილებში;
3. მილების და არმატურის ქარხნული და სამონტაჟო წუნის ადგილებში;
4. შემთხვევითი დაზიანების ადგილებში;
5. კოროზიით დაზიანების ადგილებში;
6. არმატურის დაყენების ადგილებში, რომელიც არ არის უსრუნველყოფილი საკომპენსაციო მოწყობილობებით.

მსედველობაში მისაღებია გაზომვის დანაკარგები, რომელიც დამოკიდებულია საზომი ხელსაწყო სიზუსტეზე, გარემოს ტემპერატურაზე და წნევაზე. გაზის გამოყენების ეფექტურობა (დაბალი წნევის სისტემაში) ხასიათდება შემდეგი მაჩვენებლებით:

- სითბოს დახაკარგები წარმეაღ გაზებში: 62%

- სითბოს დანაკარგები გაზის არასრული წვის შედეგად: 43%
- სითბოს დანაკარგები გარემოში: 4%

მარტივი ქმედების კოეფიციენტი: $\eta = 100 - (q_2 + q_3 + q_4)$

2. დანაკარგების გაანგარიშება დაბალი და მაღალი ძაბვის ელექტრულ სისტემებში.

ელექტროენერჯის წარმოებისა და განაწილების პროცესში წარმოიქმნება ელექტროენერჯის დანაკარგები, რომელიც გამოთვლება %-ში იმ ელექტროენერჯიდან, რომელიც მიაწოდა ქსელს ელექტროსისტემამ. ეს მაჩვენებელი სხვადასხვა ელექტროსისტემისათვის მერყეობს საზღვრებში: 4-5%-დან 14-15%-მდე. აღნიშნულ დანაკარგებს, რომელიც დიდი ელექტროსისტემისათვის ძალიან დიდ სიდიდეს წარმოადგენს, ეწოდება ელექტროსისტემის ელექტროენერჯის გადაცემის და განაწილების ტექნოლოგიური ხარჯი. მთლიანი დანაკარგები შედგება:

- მაღალი ძაბვის დანაკარგები (დაახლოებით 92,5%);
- დაბალი ძაბვის დანაკარგები (დაახლოებით 7,5%).

დანაკარგების სტრუქტურა დახლოებით ასე გამოიყურება:

- ელექტროგადაცემის ხაზებში – 65% (აქედან 5% გვირგვინზე)
- ტრანსფორმატორებში – 30%;
- რეაქტორებში, კომპენსატორებში, დენისა და ძაბვის ტრანსფორმატორებში, საზომ და მარეგულირებელ ხელსაწყოებში – 3%;
- ქვესადგურის საკუთარი მოხმარება, რომელსაც დანაკარგებს მიაწერენ – 2%.

მიწოდების დანაკარგების სიდიდე დამოკიდებულია ელექტროენერჯის გადამცემაში ხაზების სიგრძეზე, გადაცემის და განაწილების ძაბვაზე და ქსელის ხარისხზე. დანაკარგების სიდიდის დამოკიდებულების მიხედვით გამოიყოფენ:

- მუდმივ დანაკარგებს (რომლებიც არ არის დამოკიდებული დატვირთვის სიდიდეზე) – 25%;
- ცვლადი დანაკარგები – 75%;

ცალკე გამოყოფენ ე.წ. ტრანზიტის დანაკარგებს (ერთი ენერგოსისტემიდან მეორეში ელექტროენერჯის გადაცემაზე), რომელიც შეადგენს საერთო დანაკარგების 2-5%-ს.

ელექტროენერჯის დანაკარგებს საანგარიშო პერიოდში (თვე, კვარტალი, წელი) მიახლოებით ანგარიშობენ როგორც დღე-ღამური დანაკარგების ნამრავლს სამუშაო დღეღამეების რაოდენობაზე. თუ საწარმო მუშაობს დასვენების დღეებით, მაშინ დანაკარგებს დასვენების დღეებში ანგარიშობენ ცალკე[6].

ელექტროგადაცემის ხაზებში აქტიური ენერჯის დანაკარგები იანგარიშება ფორმულით: $\Delta E_{\text{ხაზ}} = 3 K_f^2 I^2 RT$

სადაც K_f – არის დატვირთვის გრაფიკის ფორმის კოეფიციენტი;

I – დენის საშუალო მნიშვნელობა;

R – ხაზის ეკვივალენტური აქტიური წინაღობა;

T – სამუშაო საათების რაოდენობა.

საშუალო დენი გამოითვლება ელექტროენერჯის მრიცხველების ჩვენებების საფუძველზე:

$$I = \frac{\sqrt{E_o^2 + E_r^2}}{\sqrt{3}UI} \quad \text{ან} \quad I = \frac{E_o}{\sqrt{3}UT \cos \varphi}$$

სადაც U – არის ხაზური ძაბვა, კვ;

$\cos \varphi$ – ხაზის საშუალო მუშაობის სიმძლავრის კოეფიციენტი.

რეაქტიული ენერჯის დანაკარგების საანგარიშოდ ფორმულებში R -ის ნაცვლად ჩაისმება ეკვივალენტური რეაქტიული წინაღობა X .

დანაკარგები ტრანსფორმატორებში იანგარიშება ფორმულით:

$$\Delta E_{ტრანს} = \Delta P_{უქმ სე} T_{სრ} + K_{დატ}^2 \Delta P_{მოკ. შერ} T_{დატ}$$

სადაც $\Delta P_{უქმ სე}$ - არის უქმი სელის დაყვანილი დანაკარგები, კეტი;

$\Delta P_{მოკ. შერ}$ - სიმძლავრის მოკლედ შერთვის დაყვანილი დანაკარგები, კეტი;

$K_{დატ}$ - ტრანსფორმატორის დატვირთვის კოეფიციენტი დენის მიხედვით.

ადგილი აქვს აგრეთვე დანაკარგებს ძრავებში:

- დანაკარგები დამყარებულ რეჟიმში;
 - დანაკარგები გარდამავალ რეჟიმში;
- უნდა გამოიყოს აქტიური სიმძლავრის და ელექტროენერჯის დამატებითი დანაკარგები, რომელიც გამოწვეულია:

- დენის და ძაბვის არასინუსოიდურობით (არაწრფივ ელემენტებში ასინქრონულ და სინქრონულ ძრავებში, ტრანსფორმატორებში, ძალურ კონდენსატორებში).
- ძაბვის ასიმეტრიულობით (ნულოვანი და უკუთანმიმდევრობის დენებით და ძაბვებით ასინქრონულ და სინქრონულ ძრავებში, ტრანსფორმატორებში, კონდენსატორის ბაჩარეებში, რექტორებში. ელექტრულ ქსელში).
- ძაბვის სიხშირის ცვლილებით (აქტიური სიმძლავრის დანაკარგები ასინქრონულ და სინქრონულ ძრავებში, სხვა ელემენტებში).

დანაკარგების შესამცირებლად ელექტროსისტემის საექსპლუატაციო სამსახურები რეგულარულდ ატარებენ ღონისძიებებს, როგორცაა: რეჟიმული, საორგანიზაციო და სამშენებლო-სარეკონსტრუქციო.

რეჟიმულ ღონისძიებებს მიეკუთვნება:

- გენერატორებისა და სინქრონული კომპენსატორების რეაქტიული სიმძლავრით ოპტიმალური დატვირთვა;
- დატვირთვის ქვეშ რეგულირებადი ტრანსფორმატორების დროული გაჯაროვა;
- დიდი დატვირთვის რეჟიმებში რეაქტორების გამორთვა;
- გენერატორების გადაყვანა სინქრონული კომპენსატორების რეჟიმში;
- მცირე დატვირთვების პერიოდებში დაბალი ძაბვის ქსელებში ტრანსფორმატორების გამორთვა;

საორგანიზაციო ღონისძიებებს მიეკუთვნება:

- ძირითადი მოწყობილობების სარემონტო ვადების შემცირება და მიმდევრობით ჩართული ელემენტების რემონტის შეთავსება;
- ელექტროენერჯის გადამცემა ხაზის რემონტი ძაბვის ქვეშ;
- ელექტროენერჯის აღრიცხვის სისტემის სრულყოფა;
- ქვესადგურების საკუთარ მოხმარებაზე ელექტროენერჯის ხარჯის შემცირება და სხვა.

სამშენებლო-სარეკონსტრუქციო ღონისძიებებს მიეკუთვნება:

- ახალი მაკომენსირებელი მოწყობილობების გამოყენება;
- ელექტრულ ხაზებზე სადენების შეცვლა;
- ტრანსფორმატორებისა და ავტოტრანსფორმატორების შეცვლა;
- ძაბვის რეგულირების ავტომატიზაცია და სხვა.

პირველი ორი ჯგუფის ღონისძიებების დანერგვის შედეგად მიღებულმა ეფექტმა შეიძლება შეადგინოს დანაკარგების 1-2%, სოკიერთ შემთხვევაში -5-6%. შესაძენ კატეჯი ღონისძიებების გატარება ჩითისოეს მნიშვნელოვან მატერიალურ-ტექნიკურ დანახარჯებს და დიდ დროს, ამ ჯგუფის ღონისძიებები ტარდება არა მხოლოდ დანაკარგების შესამცირებლად, არამედ ქსელის გამტარუნარიანობის

გასაზრდელად, მისი მუშაობის საიმედოობისა და ელექტროენერჯის ხარისხის ამაღლების მიზნით.

§6.3. სითბოს გამოყენების ენერგოეფექტური ღონისძიებები

სითბოს ეფექტიანი გამოყენება იწვევს სითბოზე დასახარჯების შემცირებას, რაც თავის მხრივ იწვევს სათბობის ნაკლები რაოდენობის მოხმარებას, რაც თავის მხრივ, იწვევს CO₂-ის ნაკლებ ემისიას, რაც თავის მხრივ, განაპირობებს გარემოს დადებით ბალანსს.

სითბოს ეფექტიანი გამოყენება მიზანშეწონილია მილსადენებში, საქვაბუბებში, ტურბინებში, ლილვებში, გაზქურებში, სხვა მანქანა-დანადგარებსა და აღჭურვილობებში. სითბოს დანაკარგების შემცირების ერთ-ერთი მეთოდი არის მილების დაფარვა სპეციალური მასალით(იხ. სურათები №21-30):

სპეციალური მასალა უნდა იყოს:

- ცეცხლგამძლე;
- ქიმიური ეფექტებისადმი გამძლე;
- მდგრადი კოროზიის პროცესებისადმი;
- ეკოლოგიური (აღვილი არ უნდა ჰქონდეს მანევ ნივთიერებების ემისიას ექსპლუატაციის პროცესში);
- ფიზიკურად მდგრადი;
- მექანიკურად მდგრადი (გაუძლოს ვიბრაციას, წნევას).

სპეციალური დამცავი მასალის სახეობებია:

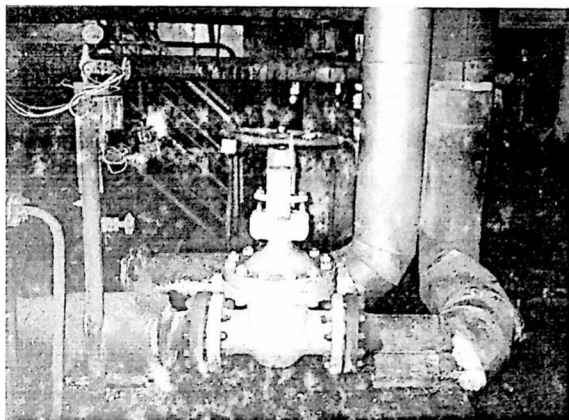
- მინაქსოვილი: ეს არის მრეწველობაში ფართოდ გამოყენებული არორგანული ქსოვილი, რომელიც შედგება კვარცის, სილიკატის და მრავალი სხვა სუბსტანციისაგან. მართალია, მექანიკური გამძლეობა ამ სახის მასალის არის შედარებით სუსტი, მაგრამ მას გააჩნია სხვა დადებითი ეფექტები: ხანგამძლეობა (ექსპლუატაციის ხანგრძლივობა), სიიფე. სითბოგამძლეობა.

აზბესტი: ტრადიციულად გამოყენებული დამცავი მასალა. ამ მასალის გამოყენება დაკავშირებულია მთელ რიგ უარყოფით მომენტებთან, კერძოდ, იგი აზიანებს ადამიანის ჯანმრთელობას ექსპლუატაციის პროცესში, რადგან გამოფრქვეული მცირე ნაწილაკები ხვდება ადამიანის ფილტვებში და იწვევს სასუნთქი გზების დაავადებას. უმეტეს ქვეყნებში მისი გამოყენება აკრძალულია.

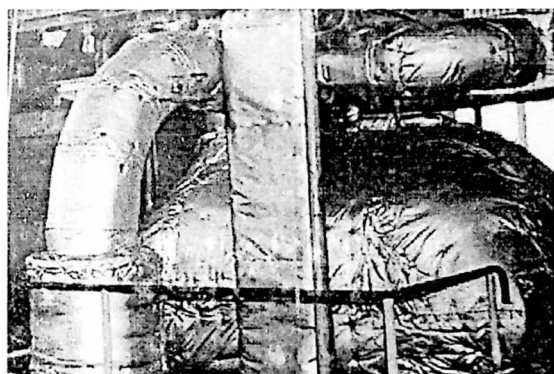
- კალციუმ-სილიკატი: მინერალური ნივთიერებების ბაზაზე შექმნილი დამცავი მასალა. მისი დადებითი თვისებებია: მაღალი ტემპერატურისადმი და ცუდი კლიმატური პირობებისადმი გამძლეობა. უარყოფითი ფაქტორი: ადვილად ტყდება.

პოლისტირენი: გამოიყენება სამაცივრო, გამაგრილებელ-საეენტილაციო სისტემებსა და შენობებში.

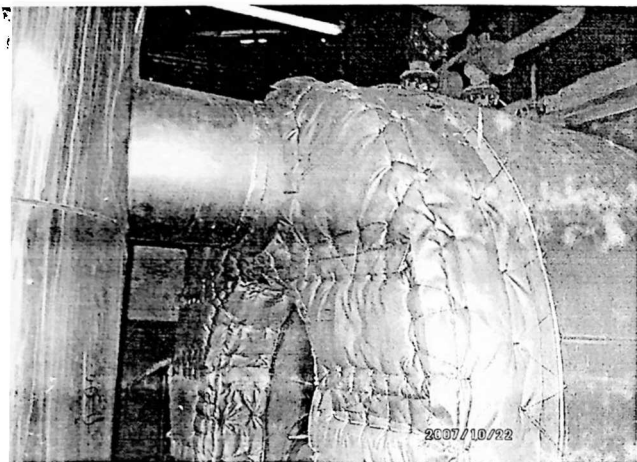
- სხვადასხვა სახეობის რეზინის გამოყენება მიზანშეწონილია ელასტიკური მილების შესაფუთად.



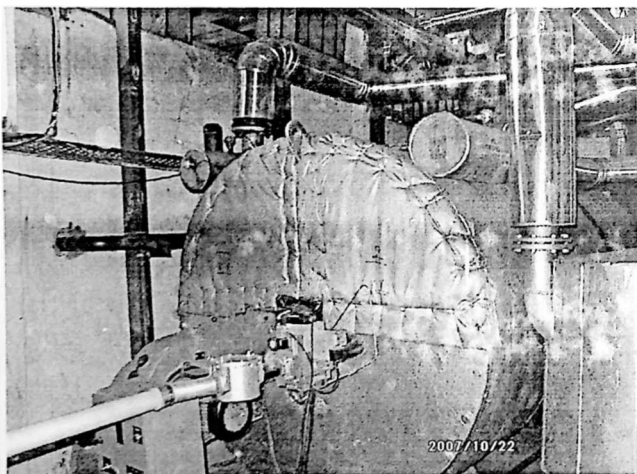
სურათი N 21. მილსადენები ენერგოეფექტური ღონისძიების გატარებაში



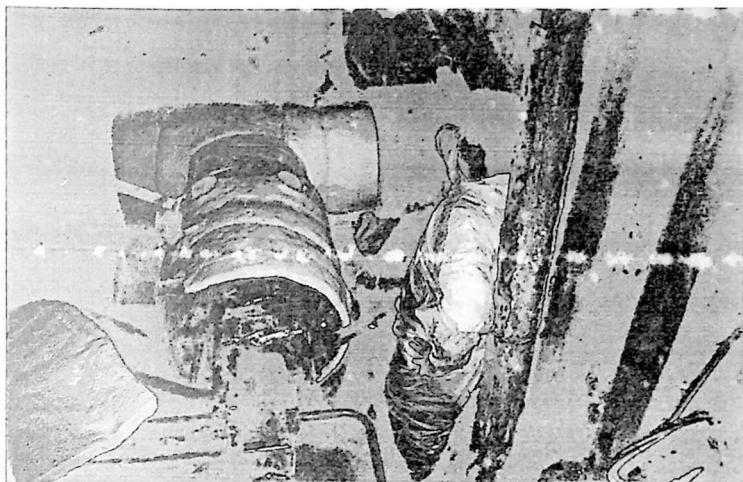
სურათი N 22. მილსადენები ენერგოეფექტური ღონისძიების გატარების შემდეგ



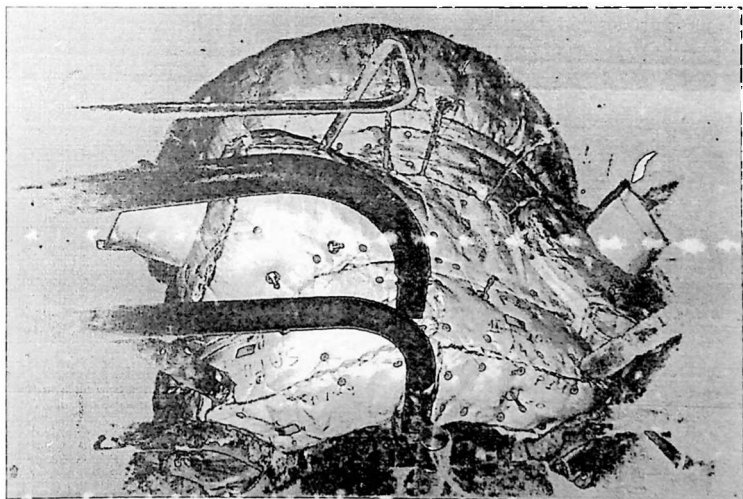
სურათი №23. საქვების დაფარვა სპეციალური მასალით



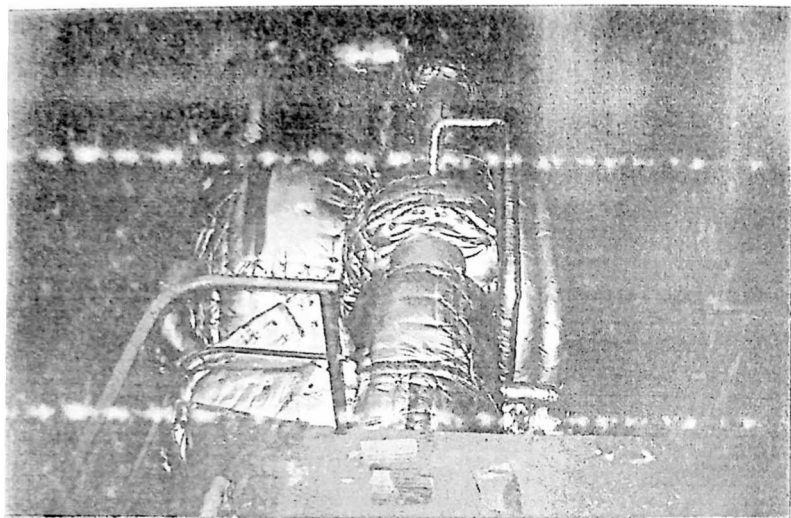
სურათი №24. საქვების დაფარვა სპეციალური მასალით



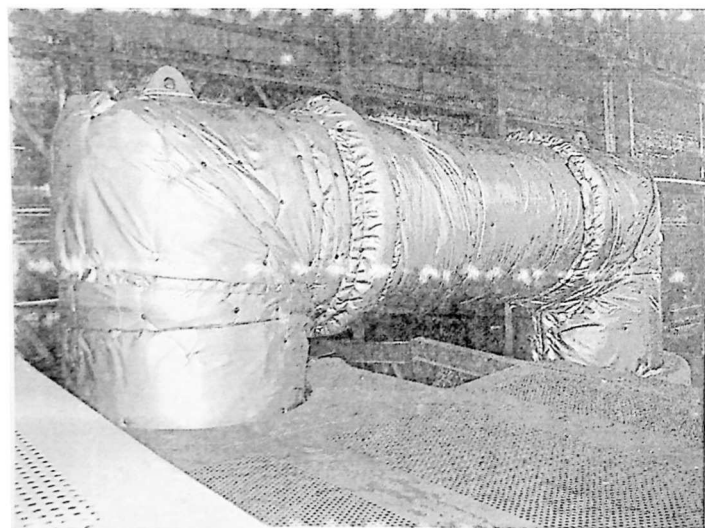
ტურბინების დაფარვა სპეციალური მასალით



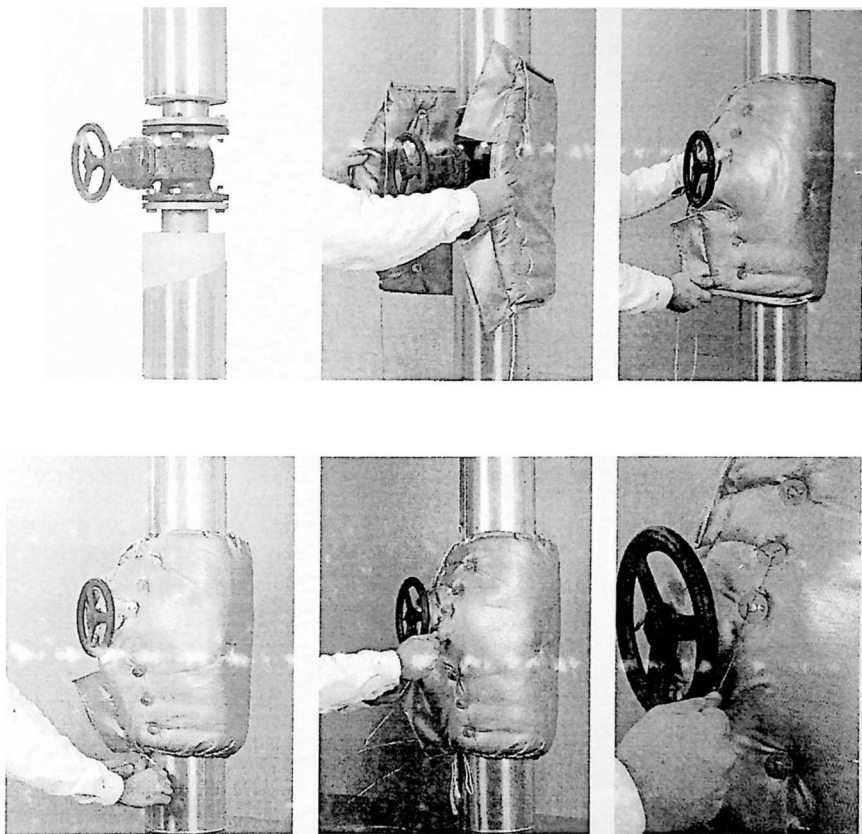
სურათი №25. ტურბინების დაფარვა სპეციალური მასალით



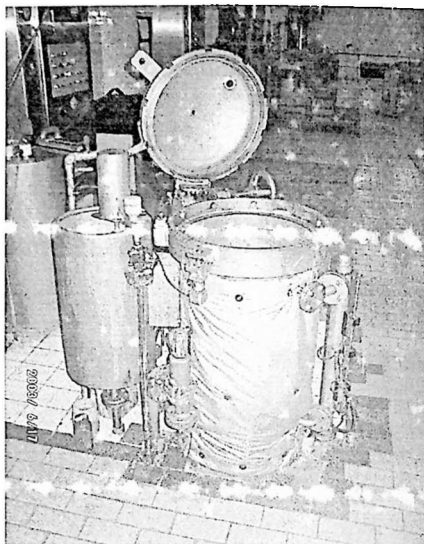
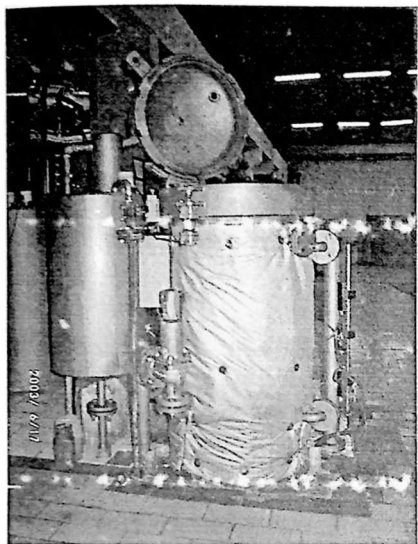
სურათი №26. ტურბინების დაფარვა სპეციალური მასალით



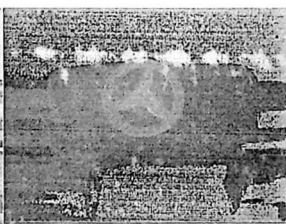
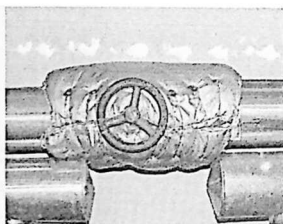
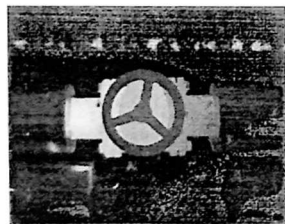
სურათი №27. მილსადენების დაფარვა სპეციალური მასალით



სურათი №28. ღილეების დაფარვა სპეციალური მასალით



სურათი № 29. მანქანა-დანადგარების დაფარვა სპეციალური მასალით



სურათი №30. ლილვის ფორტო სპეციალური მასალით დაფარვამდე და დაფარვის შემდეგ

ლილვის ეკეტის უპირატესობები: იოლი მონტაჟი, თბური დანაკარგების შემცირება, სათბობის მოხმარების შემცირება და შედეგად ფულადი დანახარჯების შემცირება.

§7.1. სუფთა განვითარების მექანიზმის არსი და განხორციელების მექანიზმები

მსოფლიო აღმონდა საშიშროების წინაშე რომ გარემოსადმი გაუაზრებელი, მომხმარებლური დამოკიდებულება გამოიწვევდა შეუქცევად პროცესებს, რაც მომავალ თაობებს გაურთულებდა არსებობას. ამის თავიდან ასაცილებლად კაცობრიობამ სამოქმედოდ დაისახა "მდგრადი განვითარების" პრინციპი[14].

"მდგრადი განვითარება ისეთი განვითარებაა, რომელიც პასუხობს დღევანდელ მოთხოვნებს და საფრთხის ქვეშ არ აყენებს მომავალი თაობების უნარს დაიკმაყოფილონ საკუთარი მოთხოვნები".

1992 წელს რიო დე ჟანეიროში გამართულ კონფერენციაზე ("რიოს სამიტი") "გარემო და განვითარება" საერთაშორისო თანამეგობრობამ შეიმუშავა და მიიღო მდგრადი განვითარების სამოქმედო გეგმა "დღის წესრიგი 21". ამ დოკუმენტმა გარემოსდაცვითი, ეკონომიკური და სოციალური პრობლემები ერთიან პოლიტიკურ ჩარჩოში მოაქცია. "დღის წესრიგი 21" შეიცავს 2500-ზე მეტ რეკომენდაციას, თუ რა გზით შევზღუდოთ ბუნებრივი რესურსების უყაირათო მოხმარება, როგორ დავიცვათ ატმოსფერო, ოკეანე და ბიომრავალფეროვნება, როგორ დავიცვათ სიღარიბე და სხე.

რიო დე ჟანეიროში მიღებული დოკუმენტებიდან ერთ-ერთი ყველაზე მნიშვნელოვანი იყო გაეროს კლიმატის ცვლილების ჩარჩო კონვენცია, რომლის საფუძველიც გახდა მსოფლიოს წამყვან ექსპერტთა დასაბუთებული დასკვნა იმის თაობაზე, რომ გლობალური დათბობით გამოწვეული კლიმატის ცვლილება სერიოზულ საფრთხეს უქმნის კაცობრიობას.

კონვენციის უმაღლესი ორგანოა მხარეთა კონფერენცია - მკ (Conference of Parties-COP).

საქართველომ კონვენციის რატიფიკაცია მოახდინა 1994 წელს.

კონვენციის თანახმად შემდეგმა ქვეყნებმა (იხ. ცხრილი №28), რომლებიც წარმოადგენენ კონვენციის დანართ I -ში (იხ. ცხრილი №38) ჩართულ მხარეებს, იკისრეს ვალდებულება 2000 წლისათვის სათბურის გაზების ემისიები დაეყვანათ 1990 წლის დონემდე.

კონვენციის დანართ I-ში ჩართული მხარეები

ავსტრალია	კანადა	უკრაინა*)
ავსტრია	ლატვია*)	ფინეთი
ბელორუსია*)	ლიტვა*)	საფრანგეთი
ბელგია	ლუქსემბურგი	შვეიცარია
ბულგარეთი*)	ნიდერლანდები	შვეცია
უნგრეთი*)	ახალი	ესტონეთი*)
გერმანია	ზელანდია	იაპონია
საბერძნეთი	ნორვეგია	ჩეხეთი*)
დანია	პოლონეთი*)	სლოვაკეთი*)
ევროგაერთიანება	პორტუგალია	ლიხტენშტეინი
ირლანდია	რუსეთის	მონაკო
ისლანდია	ფედერაცია*)	სლოვენია*)
ესპანეთი	რუმინეთი*)	ხორვატეთი*)
იტალია	გაერთიანებული	

***) გარდამავალი ეკონომიკის მქონე ქვეყნები**

2000 წლის მოახლოებასთან ერთად გამოიკვეთა, რომ ეს დანართ I-ის ქვეყნები ნაკისრ ვალდებულებას ვერ შეასრულებდნენ.

1997 წელს მიღებულ იქნა კლიმატის ცვლილების ჩარჩო კონვენციის „კიოტოს ოქმი“, რომლითაც ქვეყნებმა ახალი ვალდებულებები იკისრეს. „კიოტოს ოქმის“ თანახმად მის დანართ B-ში ჩამოთვლილმა განვითარებულმა ქვეყნებმა (იხ. ცხრილი №29) 2008-2012 წლების პერიოდისათვის საბურის გაზების ემისიები 1990 წლის დონესთან შედარებით უნდა შეამცირონ არანაკლებ 5%-ით, მათ შორის ევროპის ქვეყნების უმეტესობამ ემისიები უნდა შეამციროს 8%-ით. ამერიკის შეერთებულმა შტატებმა არ მოახდინა ოქმის რატიფიკაცია.

„კიოტოს ოქმის“ უმაღლესი ორგანოა მხარეთა კონფერენცია, მოქმედი როგორც „კიოტოს ოქმის“ მხარეთა შეხვედრა - მკ/მშ (Conference of Parties serving as the Meeting of Kyoto Protocol – COP/MOP)

კიოტოს ოქმს საქართველო შეუერთდა 1999 წლის ივნისში.

ცხრილი №29

კიოტოს ოქმის დანართი B (1990 წლის დონეებს შეესაბამება 100%)			
აესტრალია	10	ლუქსემბურგი	92
	8		
აესტრია	92	მონაკო	92
აშშ	93	ნიდერლანდები	92
ახალი ზელანდია	10	ნორვეგია	10
	0		1
ბელგია	92	პოლონეთი	94
ბულგარეთი	92	პორტუგალია	92
გერმანია	92	რუმინეთი	92
დანია	92	რუსეთის	10
		ფედერაცია	0
გაერთიანებული სამეფო	92	საბერძნეთი	92
ევროკავშირი	92	საფრანგეთი	92
ესპანეთი	92	სლოვაკეთი	92
ესტონეთი	92	სლოვენია	92
იაპონია	94	უკრაინა	10
			0
ირლანდია	92	უნგრეთი	94
ისლანდია	11	ფინეთი	92
	0		
იტალია	92	შვედეთი	92
კანადა	94	შვეიცარია	92
ლატვია	92	ჩეხეთი	92
ლიტვა	92	ხორვატეთა	95
ლიხტენშტეინი	92		

ცხრილი №30

გაზი	გაზი
ნახშირორჟანგი (CO_2)	ჰიდროფტორნახშირბადები (HFC)
მეთანი (CH_4)	პერფტორნახშირბადები (PFC)
აზოტის ქვეყანგი (N_2O)	გოგირდის ჰექსაფტორიდი (SF_6)

მეთანი 21-ჯერ, ხოლო აზოტის ქვეყანგი 310-ჯერ უფრო ძლიერი სათბურის გაზია, ვიდრე ნახშირორჟანგი. SF_6 , ასევე HFC -ებისა და FC -ების ჯგუფები ძალიან მაღალი სათბურის ეფექტის მქონე სამრეწველო გაზებს წარმოადგენენ. ემისიების შეფასებისა და აღრიცხვის უნიფიცირებისათვის ემისიის ერთეულად არჩეულია სათბურის გაზის ის რაოდენობა, რომლის სათბური ეფექტი ტოლია 1 ტონა ნახშირორჟანგის სათბურის ეფექტისა. ამ ერთეულს ეწოდა 1 ტონა ნახშირორჟანგის ექვივალენტი (tCO_2eq). ქვემოთ მოყვანილია ძირითადი სათბურის გაზების „სათბურის ეფექტის“ ზომა, გამოსახული tCO_2eq -ში. (იხ. ცხრილი №31)

ცხრილი №31

გაზი	გაზი
1 ტ $CO_2 = 1$ ტ CO_2eq ;	1 ტ HFC -ები = (140-11,700) ტ CO_2eq ;
1 ტ $CH_4 = 21$ ტ CO_2eq	1 ტ PFC -ები = (6,500-23,900) ტ CO_2eq ;
1 ტ $N_2O = 310$ ტ CO_2eq	1 ტ $SF_6 = 23900$ ტ CO_2eq

სათბურის გაზების ემისიების შემცირება ძირითადად შესაძლებელია ენერგომომხმარების (შესაბამისად ენერგოეფექტურობის) შეზღუდვით ან ენერგეტიკის, მრეწველობის, ტრანსპორტის, სოფლის მეურნეობის, საყოფაცხოვრებო და კომერციულ სექტორებში ენერგოეფექტურობის გაზრდით.

განვითარებულ ქვეყნებში ენერგოეფექტურობის შეზღუდვა მოასწავებს ეკონომიკური განვითარების შეფერხებას, რაც ამ ქვეყნებისათვის მიუღებელია. ენერგოეფექტურობის გაზრდის შესაძლებლობები კი ძალზედ შეზღუდულია, რადგან ამ ქვეყნებში ენერგოეფექტურობა დღესაც საკმაოდ მაღალია და ამ პარამეტრის შემდგომი გაუმჯობესება უაღრესად დიდ ინვესტიციებს მოითხოვს.

სათბურის გაზების ემისიების შემცირება ასევე შესაძლებელია ნახშირბადის მაღალი შემცველობის მქონე საწვავის შეცვლით ნახშირბადის შედარებით დაბალი შემცველობის მქონე საწვავით (ნახშირის შეცვლა ნავთობით ან ბუნებრივი გაზით და ნავთობის შეცვლა ბუნებრივი გაზით). ნახშირის, ნავთობისა და ბუნებრივი გაზის ხედრითი ემისიების უხეში ფარდობაა 1 : 0,75 : 0,55. განახლებადი ენერგეტიკული რესურსების ათვისებით, სამრეწველო გაზების დაშლით, ასევე სხვა, შედარებით ნაკლებ მასშტაბური და ნაკლებ ეფექტური ღონისძიებებით. ამ მხრივაც უმეტესი განვითარებული ქვეყნების შესაძლებლობები პრაქტიკულად ამოწურულია.

ამდენად კიოტოს ოქმით ნაკისრი ვალდებულებების შესრულება განვითარებული ქვეყნების უმეტესობისათვის საკმაოდ პრობლემატურია.

მეორეს მხრივ, კონვენციის დანართ I-ში არ ჩართულ ქვეყნებში სათბურის გაზების ემისიების შემცირების საკმაოდ პოტენციური არსებობს, მაგრამ მათ უძნელდებათ, ძირითადად ფინანსური რესურსების სიმწირის გამო,

დამოუკიდებლად სათბურის გაზების ემისიების შემცირებისაკენ მიმართული პროექტების განხორციელება.

“კიოტოს ოქმით” განისაზღვრა სუფთა განვითარების მექანიზმი (სგმ), რომელიც საშუალებას აძლევს კონვენციის დანართ 1-ში (იხ. ცხრილი№38) არჩართულ მხარეს განახორციელოს დანართ 1-ში ჩართულ განვითარებულ ქვეყანასთან ერთად სათბურის გაზების ემისიის შემამცირებელი პროექტი. მასპინძელი მხარე მოგებული რჩება მისი ქვეყნის მდგრადი განვითარების ხელშემწყობი პროექტის განხორციელებით, რომელიც სგმ გარეშე ვერ განხორციელდებოდა (ემისიების გაყიდვიდან მიღებული შემოსავალი, ე.წ. “ნახშირბადის კრედიტები” ფინანსური თვალსაზრისით სიცოცხლისუნარიანს ხდის პროექტს), განვითარებულ ქვეყანას კი გარკვეულ საფასურად გადაეცემა შემცირებული ემისიები სრულად/ან ნაწილი, რაც ამ ქვეყანას ჩათვლება კიოტოს ოქმით ნაკისრი ვალდებულებების შესრულებაში.

პროექტის განხორციელების შედეგად მიღწეული ემისიების შემცირება უნდა დაკანონებული (სერტიფიცირებული) იქნას სგმ აღმასრულებელი საბჭოს მიერ. “სერტიფიცირებული ემისიის შემცირება” (სეშ), ისევე როგორც ზოგადად ემისიები, იზომება ტონა ნახშირორჟანგის ექვივალენტებში (CO₂eq).

სგმ-ში მონაწილეობის პირობები

სგმ პირობებისა და პროცედურების შესაბამისად საქართველოს, ისევე როგორც დანართ 1-ში(იხ. ცხრილი№38) არჩართულ ნებისმიერ მხარეს, შეუძლია სგმ-ში მონაწილეობა, თუ ის აკმაყოფილებს შემდეგ პირობებს:

1. სგმ საპროექტო საკმიანობაში მონაწილეობს ნებაყოფლობით;
2. ქვეყანაში დანიშნულია სგმ ეროვნული პასუხისმგებელი ორგანო (ეპო) [CDM Designated National Authority (CDM DNA)];
3. წარმოადგენს კიოტოს ოქმის მხარეს.

საქართველო წარმოადგენს “კიოტოს ოქმის” მხარეს და ნებაყოფლობით სურს მონაწილეობა მიიღოს სგმ-ში. მას შემდეგ, რაც საქართველოს მთავრობის 2005 წლის №2 განკარგულებით სგმ ეროვნულ პასუხისმცემელ ორგანოდ განისაზღვრა საქართველოს გარემოს დაცვისა და ბუნებრივი რესურსების სამინისტრო, საქართველო აკმაყოფილებს სგმ-ში მონაწილეობის სამივე პირობას.

საქართველოს მთავრობის 2005 წლის 29 სექტემბრის №172 დადგენილებით შეიქმნა სგმ საბჭო (იხ. ცხრილი№38), რომლის ოთხივე წევრიც ამოცანა იქნება სგმ პროექტებისათვის დადგენილი კრიტერიუმების მიხედვით განსაზღვროს, რამდენად უწყობს ხელს წარდგენილი სგმ პროექტი ქვეყნის მდგრად განვითარებას, შესაბამისობაშია თუ არა სგმ პროექტი ეროვნულ და/ან სექტორულ პოლიტიკასთან და გაუწიოს სგმ პროექტს რეკომენდაცია საქართველოს მთავრობის სახელით ოფიციალური თანხმობის გაცემის თაობაზე.

სგმ ხელმძღვანელი ორგანო

რადგან სგმ წარმოადგენს კიოტოს ოქმს დაქვემდებარებულ მექანიზმს, მკ/მს ხელმძღვანელობს სგმ-ს. 2001 წელს მარაკეშში, მაროკო, მხარეებმა მიიღეს „მარაკეშის შეთანხმება“, რომელიც ეხება კიოტოს ოქმის განხორციელების წესებს. „მარაკეშის შეთანხმების“ საფუძველზე შეიქმნა სგმ აღმასრულებელი საბჭო (სგმ ას), რომლის მოვალეობაა ზედამხედველობა გაუწიოს სუფთა განვითარების მექანიზმს.

სგმ პროექტის ციკლი

სგმ პროექტის ციკლი მოიცავს შემდეგ ქმედებებს:

პროექტის იდენტიფიკაცია

პროექტის არსის აღმწერი დოკუმენტის მომზადება
პროექტის დოკუმენტის მომზადება
პროექტში ჩართული მხარეების მიერ პროექტის განხორციელებაზე თანხმობის გაცემა
პროექტის ვალიდაცია და რეგისტრაცია
მონიტორინგი, ვერიფიკაცია და სერტიფიკაცია სემ-ების მიმოქცევაში გაშვებამდე
სემების მიმოქცევაში გაშვება

სამ საპროექტო ციკლთან დაკავშირებული ხარჯები

პროექტის მონაწილეებმა უნდა გაითვალისწინონ, რომ სბმ პროექტის მომზადებასა და განხორციელებას სჭირდება მნიშვნელოვანი ხარჯები. ეს ხარჯები ორი ტიპისაა:

(1) ხარჯები, დამახასიათებელი ნებისმიერი, მათ შორის კომერციული პროექტებისათვის, მაგალითად, პროექტის “განხორციელების შესაძლებლობის შესწავლის” (feasibility study) ხარჯები, მშენებლობისა და დანადგარების ღირებულება, საექსპლუატაციო და ტექნიკური მომსახურების ხარჯები, კაპიტალის ღირებულება და სხვ.

(2) ხარჯები, გამოწვეული სბმ პროექტის სპეციფიკით. მას ზოგჯერ “სამოქმედო ხარჯებს” (“transaction costs”) უწოდებენ. სამოქმედო ხარჯები გაიწევა სბმ საპროექტო ციკლის სხვადასხვა სტადიაზე:

უშუალოდ პროექტის მომზადებისა და განხორციელების ხარჯები

ეს ხარჯები, რომელიც უნდა გაიღოს პროექტის მონაწილეებმა, დამოკიდებულია მოცემული პროექტის თავისებურებებზე (ზომა, სირთულე და სხვ.) და მომსახურების პროვაიდერებზე. თანხებს ქვემოთ ჩამოთვლილი საქმიანობისათვის, ჩვეულებრივ, უხდიან სხვებს, მაგალითად, დარგის ექსპერტებს, საკონსულტაციო ფირმებს და სხვ. პროექტის მონაწილეებმა შეიძლება დაზოგონ თანხები საკუთარი ძალებით სამუშაოების შესრულებით, მაგალითად, საკუთარი თანამშრომლების მიერ პროექტის დოკუმენტაციის მომზადებით. ქვემოთ მოყვანილი შესაძლო საზღვრები ეყრდნობა ლიტერატურულ მონაცემებს და ვარიერებს პროექტის ზომისა და სირთულის მიხედვით.

- პროექტის მოძიება და შეფასება: 3,000-29,000 აშშ დოლარი;
- პროექტის დოკუმენტის მომზადება: 3,800-120,000 აშშ დოლარი;
- პროექტის ვალიდაცია: 3,800-80,000 აშშ დოლარი;
- კონტრაქტის განხილვა და იურიდიული მომსახურება: 1,500-63,700 აშშ დოლარი;
- მონიტორინგი (როგორც წესი ხორციელდება საწარმოს თანამშრომლების მიერ);
- ვერიფიკაცია/სერტიფიკაცია: 3,800-50,000 აშშ დოლარი;

ხარჯები (შენატანები), რომლებიც განსაზღვრულია კონვენციის პროცედურებით:

- ახალი მეთოდოლოგიის წარდგენის (1000 აშშ დოლარი, მხოლოდ მაშინ, როდესაც პროექტის მონაწილეების მიერ წარდგენილია ახალი მეთოდოლოგია).
- შემოსავლის ნაწილი სბმ ადმინისტრაციული ხარჯების დასაფარავად; 0,10 აშშ დოლარი/ტონა CO₂eq მიმოქცევაში გაშვებული პირველი 15,000 ტონა CO₂-ისთვის, 0,20 აშშ დოლარი /ტონა CO₂eq მიმოქცევაში გაშვებული 15,000 ტონა CO₂eq-ის ზევით.
- სარეგისტრაციო შენატანი: ფაქტიურად წარმოადგენს პირველ წელს მიღწეული ემისიის შემცირებებისათვის ადმინისტრაციული ხარჯების

წინდაწინ გადახდას. არ გადაიხდება იმ სზმ საპროექტო საქმიანობისათვის რომლის ემისიის შემცირება, სავარაუდოდ ნაკლებია 15,000 ტ-CO₂eq.

- შემოსავლის ნაწილი საადაპტაციო ხარჯების ხელშესაწყობად. ეს თანხები ხმარდება კლიმატის ცვლილების მიმართ განსაკუთრებით მოწყვლადი ქვეყნებისათვის საადაპტაციო ღონისძიებებს და ტოლია მიმოქცევაში გაშვებული სპშ-ების 2%-ის.

შესაძლო სგმ პროექტები

ქვემო ცხრილში №32 მოყვანილია სგმ პროექტების ის ძირითადი ტიპები, რომელთა განხორციელება შესაძლებელია არსებული დამტკიცებული მეთოდოლოგიების საფუძველზე [13]. ეს ცხრილი დაეხმარება პროექტის მონაწილეებს სგმ პროექტის იდენტიფიკაციაში.

ცხრილი №32

სექტორის დასახელება	პროექტების მაგალითები
1. ენერგეტიკა: გენერაცია განახლებადი და არაგანახლებადი წყაროებიდან	<ul style="list-style-type: none"> • ახალი ჰესების და ქარის ელექტროსადგურების მშენებლობა • არსებული ელექტროსადგურების რეაბილიტაცია • ელექტროსადგურებში ენერგოეფექტურობის გაუმჯობესება ტურბინის მოდერნიზაციით, ორთქლის ქვების შეცვლით ან რეაბილიტაციით • ბიომასის ნარჩენებიდან ელექტროენერჯის გენერაცია • საქვებების აღდგენა ან შეცვლა სამრეწველო გათბობის სექტორში • კომპაქტური კოგენერაცია (ელექტროენერჯისა და თბური ენერჯის კომბინირებული გამომუშავება) ბუნებრივი გაზის გამოყენებით • ბიოგენური მეთანის შეფრქვევა ბუნებრივი გაზის განაწილების ქსელში
2. ენერჯის განაწილება	<ul style="list-style-type: none"> • ენერგოეფექტურობის გაზრდა ელექტრო- და თბური ენერჯის გადაამცემ და გამანაწილებელ სისტემებში, მაგალითად, ელექტროგადამცემ ხაზების ვოლტაჟის ამაღლება, ტრანსფორმატორების შეცვლა, სითბოს გადამცემი მილების თბოიზოლაციის გაუმჯობესება და სხვ.
3. ენერჯის მოხმარება	<ul style="list-style-type: none"> • წყალსატუმბი სისტემების ენერგოეფექტურობის გაუმჯობესება • ენერგოდამსოვი ნათურების გაერცვლება საყოფაცხოვრებო და კომერციულ სექტორებში • ორთლის მოხმარების ოპტიმიზაციის სისტემების დანერგვა
4. გადამამუშავებელი მრეწველობა	<ul style="list-style-type: none"> • წიაღისეული საწვავის ალტერნატიული საწვავით ჩანაცვლება ცემენტის წარმოებაში • კლინკერის ოპტიმალური გამოყენება ცემენტის წარმოებაში

	<ul style="list-style-type: none"> • დანამატების გაზრდა ცემენტში • ემისიების აცილება ბიომასის ნარჩენებიდან, მათი გამოყენებით ქაღალდის ან ბიოსაწვევის საწარმოებლად • ნარჩენი გაზის მოპოვება და გამოყენება მეტალურგიაში, ნაეთობგადამამუშავებელ ქარხნებში და სხვ.
5. ქიმიური მრეწველობა	<ul style="list-style-type: none"> • N₂O-ის კატალიზური დაშლა აზოტმეწვეას ქარხნებში
6. მშენებლობა	<ul style="list-style-type: none"> • სამშენებლო მასალის შეცვლა: ენერგოეფექტური ღონისძიებები; სატვირთო მანქანების განარბენის შემცირება.
7. ტრანსპორტი	<ul style="list-style-type: none"> • სატრანსპორტო საშუალებების გადაყვანა ბენზინიდან ან დიზელის საწვავიდან ბუნებრივ გაზზე • ტრანსპორტის ოპტიმიზაცია • ბიოსაწვევის გამოყენება
8. სამთო მრეწველობა/ მინერალების წარმოება	<ul style="list-style-type: none"> • ქვანახშირის საბადოდან მეთანის გადამამუშავება
9. ლითონის წარმოება	<ul style="list-style-type: none"> • ენერგოეფექტურობა: პროცესის ეფექტურობის გაუმჯობესება. პროცესის შეცვლა: მშრალი კოქსის დამუშავება
10. ფუჯიტიური (აქროლადი) ემისიები საწვავიდან (მყარი საწვავი, ნაეთობი და გაზი)	<ul style="list-style-type: none"> • ნახშირის მალაროდან ან ნახშირის პლასტიკებიდან მეთანის მიჯჭრა და მისი გამოყენება ენერჯის მისაღებად • ნაეთობის ჭაბურღილებიდან იმ გაზის ჩაჭერა და გამოყენება, რომელიც წინააღმდეგ შემთხვევაში დაიწვეება ჩირაღდნულად • გაუონების შემცირება ბუნებრივი გაზის მილსადენების საკომერსორო სადგურებიდან და სარკვევებიდან. • გაუონების შემცირება ბუნებრივი გაზის გამანაწილებელ ქსელში ძველი რკინის ან ფოლადის მილების შეცვლით პოლიეთილენის მილებით.
11. ფუჯიტიური ემისიები ჰიდროფტორკარბონებისა და გოგირდის ჰექსაფტორიდის წარმოებასა და მოხმარებიდან	<ul style="list-style-type: none"> • HFC: ჰიდროფტორკარბონები: HFC-23-ის წვა
12. გამხსნელების გამოყენება	<p>გამხსნელი მასალების შეცვლა - სათბურის გაზების ნაკლებ გამოყოფი გამხსნელი მასალებით ჩანაცვლება</p>
13. ნარჩენების გადაამუშავება და განთავსება	<ul style="list-style-type: none"> • ნაგავსაყრელიდან მეთანის შვეროვება და გამოყენება ენერგეტიკული მიზნებისათვის. • ჩამდინარე წყლების დამუშავებისას გამოთავისუფლებული მეთანის გამოყენება ენერგეტიკული მიზნებისათვის • სათბურის გაზების ემისიის შემცირება

	ნაკელის მართვის სისტემებიდან
<p>14. ტყის გაშენება და ტყის აღდგენა</p>	<ul style="list-style-type: none"> • დეგრადირებული ნიადაგების აღდგენა • დეგრადირებული ნიადაგების აღდგენა ტყის გაშენებით/აღდგენით • დეგრადირებული ნიადაგებზე ტყის გაშენება/აღდგენა ხეების დარგვით, • ამჟამად სასოფლო-სამეურნეო დანიშნულებისათვის გამოყენებულ ნიადაგზე ტყის გაშენება • სამრეწველო და კომერციული საქმიანობისათვის ტყის გაშენების/ ტყის აღდგენის პროექტი • დეგრადირებულ ნიადაგებზე ხეებით ტყის გაშენება/აღდგენა ბუჩქნარის დამატებით • დეგრადირებული ნიადაგების გატყიანება/ტყის აღდგენა შეშის/მერქნის უწყვეტი წარმოებისათვის • ნაკრძალებში/დაცულ ტერიტორიებზე არსებულ არამართვად საძოვრებზე ტყის გაშენება და განახლება
<p>15. სოფლის მეურნეობა</p>	<ul style="list-style-type: none"> • გახრწნილი ბიომასიდან მეთანის წარმოების თავიდან აცილება

სგმ პროექტის იდენტიფიკაცია

საწარმოს (სამეურნეო ობიექტის) ტექნიკურმა პერსონალმა პირველ რიგში უნდა დაადგინოს გამოყოფის თუ არა მათი საწარმო ატმოსფეროში სათბურის გაზებს: მაგალითად, საწარმო ენერჯის მისაღებად იყენებს წიაღისეულ საწვავს (ნახშირს, ნათობპროდუქტებს, ბუნებრივ გაზს და ა.შ.) ან იყენებს სისტემიდან ელექტროენერჯიას, რომელიც საქართველოს პირობებში გამოქუშავდება ნაწილობრივ თბოელექტროსადგურებში წიაღისეული საწვავის წვით. სათბურის გაზები ასევე შეიძლება წარმოიქმნას, როგორც მრეწველობის რომელიმე სექტორში ტექნოლოგიური პროცესის თანმდევი პროდუქტი, მაგალითად მეტალურგიაში კოქსით მადნის აღდგენისას წარმოიქმნება ნახშირორჟანგი, აზოტმჟავასა და კაპროლაქტამის წარმოებისას წარმოიქმნება და ატმოსფეროში გამოიყოფა აზოტის ქვეჟანგი, ცემენტისა და კლინკერის წარმოებისას გამოიყოფა ნახშირორჟანგი (კირქვა ხურდება მაღალტემპერატურულ ღუმელში და ე.წ. კალცინაციის პროცესში წარმოქმნება საშუალოდ პროდუქტი კირი და თანმდევი CO₂). საწარმო (ობიექტი) შეიძლება იყოს ძლიერი სათბურის გაზის – მეთანის წყარო, თუ იგი ორგანულ ნარჩენებს ანთავსებს საკუთარ ტერიტორიაზე ისეთ პირობებში, რომ ეს ნარჩენები იხრწნება ანაერობულად (ანუ უჟანგბადოდ). მაგალითად ჩამდინარე წყლების გამწმენდ სისტემაში ორგანული ნივთიერებების შემცველი წყალი გროვდება ტბორებში და იხრწნება ანაერობულად; მეცხოველეობის ფერმაში ნაკელი ან მეფრინველეობის ფაბრიკაში ფრინველის სკორე ინახება ანაერობულ პირობებში, ხე-ტყის გადაამუშავებულ საწარმოში ხის ნარჩენები (ნახერხი და სხვ.) გროვდება და იხრწნება ანაერობულად და სხე[24].

შემდგომ საწარმო უნდა შეეცადოს დაადგინოს სათბურის გაზების ემისიის დონე. ცხადია რაც მაღალია არსებული ემისიები, ემისიების შემცირების მით მაღალი დონე შეიძლება არსებობდეს. თუ საწარმოს პერსონალს არ

შეუძლია დამოუკიდებლად ამის შეფასება, მათ კონსულტაციისათვის შეუძლია მიმართონ სგმ ეროვნულ პასუხისმგებელ ორგანოს – საქართველოს გარემოს დაცვისა და ბუნებრივი რესურსების სამინისტროს ან საკუთარი შეხედულებისამებრ სხვა რომელიმე კომპეტენტურ ორგანიზაციას (საკონსულტაციო ფორმას, შემცირებული ემისიების შესყიდვით დაინტერესებულ რომელიმე საერთაშორისო ან სახელმწიფო ფონდს და სხვ).

საწარმო განიხილავს პერსპექტიულ პროექტებს და შუარჩევს ისეთ პროექტებს, რომელთა განხორციელება საწარმოს მიზანშეწონილად მიაჩნია, მაგრამ ვერ ახერხებს ამას ფინანსების უკმარისობის გამო. შესაძლებელია პროექტი ფინანსურად მიმზიდველი არ იყოს პოტენციური ინვესტორისთვის, ან არსებობდეს პროექტთან დაკავშირებული ბარიერები, რომელთა გამოც ინვესტორი თავს იკავებს ინვესტირებისგან. თუ ამ პროექტის განხორციელებით მიიღწევა სათბურის გაზების ემისიის მნიშვნელოვანი შემცირება, მაშინ შემცირებული ემისიების გაყიდვით მიღებულმა შემოსავალმა შეიძლება პროექტი მიმზიდველი გახადოს ინვესტირებისათვის, განსაკუთრებით თუ ეს უკანასკნელი დაინტერესებულია სეშებით.

იმ პროექტის განხორციელება, რომლითაც მიიღწევა 10,000 ტონა CO₂eq-ზე ნაკლები ემისიების შემცირება, ფინანსურად ნაკლებ პერსპექტიულია, რადგან სგმ პროექტის ციკლი, დაწყებული საპროექტო დოკუმენტაციის მომზადებით და დამთავრებული ემისიების შემცირების სერტიფიცირებით (დაკარნებით) დაკავშირებულია მნიშვნელოვან დანახარჯებთან. აქ არსებობს გამოსავალი: ერთი ტიპის რამდენიმე მცირე პროექტის გაერთიანება (პაკეტირება) და მათი განხორციელება როგორც ერთი სგმ პროექტის. გაერთიანება შეეხება მხოლოდ სგმ ნაწილს, და არა სრულად პროექტებს.

პროექტის დოკუმენტის მომზადება. მას შემდეგ რაც საწარმო გადაწყვეტს განახორციელოს სგმ პროექტი, მან სასურველია (და არა საუკლებლო) აღწეროს პროექტის არსი (იდეა) და მოამზადოს შესაბამისი დოკუმენტი – “პროექტის იდეის აღწერა” (Project Idea Note-PIN). ეს დოკუმენტი მას გამოადგება უცხოელი პარტნიორის დასაინტერესებლად და მოსაზიდად. ასევე სასურველია წარადგინოს სგმ ეროვნულ პასუხისმგებელ ორგანოს, რათა თავიდანვე გამოირიცხოს რაიმე შეუსაბამობა სგმ პირობებთან და პროცედურებთან. პროექტის მონაწილეებმა შეიძლება სთხოვონ სგმ ეროვნულ პასუხისმგებელ ორგანოს “მხარდაჭერის წერილის” (ეტიტერ ოფ ენდორსმენტ ან ეტიტერ ოფ ნო ობჯექტიონ) გაცემა, რომელშიც აღნიშნული იქნება, რომ სამინისტრო მხარს უჭერს (ან არ არის წინააღმდეგი) პროექტის განხორციელებას. ამის შემდეგ საწარმო უცხოელ პარტნიორთან ერთად, ან დამოუკიდებლად ამზადებს პროექტის დოკუმენტს. თუ საწარმოს გადაწყვეტილი აქვს დამოუკიდებლად განახორციელოს სგმ პროექტი, მაშინ მას მოუწევს სგმ საპროექტო სრული ციკლთან დაკავშირებული ყველა ხარჯის გაწევა და შესაბამისად ყველა რისკის საკუთარ თავზე აღება. დოკუმენტის მაღალ დონეზე მოსამზადებლად აუცილებელია სგმ საკითხებში მაღალი კვალიფიკაცია. როგორც წესი, საწარმოს პერსონალს არ ძალუძს საკუთარი ძალებით. ამ დოკუმენტის მომზადება. თუ საწარმო გადაწყვეტს დამოუკიდებლად (უცხოელი პარტნიორის გარეშე) განახორციელოს პროექტი, ის ხელშეკრულებას აფორმებს რომელიმე საკონსულტაციო ფორმასთან პროექტის დოკუმენტის მომზადების თაობაზე.

პროექტში ჩართული მხარეების მიერ თანხმობის წერილის გაცემა
სგმ პროექტის რეგისტრაციისათვის საჭიროა პროექტის მონაწილე მხარეებიდან თანხმობის წერილის მიღება. ჩვეულებრივ, პროექტში ჩართულ მხარეებს წარმოადგენს როგორც მასპინძელი მხარე, ასევე ემისიების შემსყიდველი (ინვესტორი) მხარე.

მასპინძელი მხარის თანხმობა უნდა წარმოადგენდეს ნებაყოფილობით მონაწილეობზე წერილობით თანხმობას, რომელიც გაცემულია სგმ ეროვნული პასუხისმგებელი ორგანოს (სგმ ეპო) მიერ და რომელსაც თან უნდა ახლდეს მასპინძელი მხარის დასტური, რომ საპროექტო საქმიანობა ქვეყანას ეხმარება მდგრადი განვითარების მიღწევაში.

შესაძლებელია ისეთი სგმ საპროექტო საქმიანობის რეგისტრაცია, რომელშიც არ არის ჩართული დანართ I-ის (იხ. ცხრილი №38) მხარე. ასეთ საპროექტო საქმიანობას ეწოდება "იუნიატერული (ცალმხრივი) სგმ", რაც გულისხმობს, რომ სგმ საპროექტო საქმიანობა წარმოებს უცხოელი მონაწილის გარეშე და ამდენად პროექტის რეგისტრაციისათვის დანართ I-ში ჩართული მხარის თანხმობა არ არის საჭირო. დანართ I-ის მხარეებს ცალმხრივი საპროექტო საქმიანობიდან შეუძლიათ სემ-ების შექმნა სგმ ას-ში საპროექტო საქმიანობასთან დაკავშირებით თანხმობის წერილს წარდგენის შემდეგ.

პროექტის დოკუმენტი უნდა მომზადდეს სგმ-ის მიერ უკვე დამტკიცებული მეთოდოლოგიის საფუძველზე. თუ პროექტით დაგეგმილი ღონისძიების შესაბამისი მეთოდოლოგია არ არსებობს, მაშინ პროექტის მონაწილეებმა უნდა მოამზადონ ახალი მეთოდოლოგია და წარადგინონ მეთოდოლოგიების საბჭოში დასამტკიცებლად. ეს პროცესი საკმაოდ რთულია, გაჭიმულია დროში და საორიენტაციოდ მინიმუმ 7-8 თვეს მოითხოვს. ამავე დროს არ არის გარანტირებული, რომ მეთოდოლოგია დამტკიცებული იქნება.

§7.2. ელექტრონერგეტიკის სექტორში სგმ განხორციელების პოტენციალი

სათბურის გაზებიდან ნახშირორჟანგის (CO_2) წილი გლობალურ დათბობაში დაახლოებით 60 პროცენტს შეადგენს. CO_2 -ის ემისიების უდიდესი წყაროა ელექტროენერჯის გამომუშავების მიზნით წიაღისეული საწვავის წვა.

CO_2 -ის ემისიების შემცირების ეფექტური საშუალებაა განახლებადი ენერჯორესურსების ათვისება. განახლებადს განეკუთვნება ჰიდრო, ქარის, მზის, გეოთერმული და ზღვის მიქცევა/მოქცევის ენერჯია.

საქართველო ჰიდროენერგეტიკული რესურსებით მსოფლიოს ერთ-ერთი უმდიდრესი ქვეყანაა. მდინარეთა წყალუხვობა, ხეობათა ტიპები და კალაპოტების დიდი დახრილობა განაპირობებს საკმაოდ მაღალ ჰიდროენერგეტიკულ პოტენციალს. ქვეყნის საერთო ზედაპირული და ტრანზიტული ჩამონადენის ენერჯია დაახლოებით 230 მილიარდ კვტს შეადგენს, ხოლო შესაბამისი სიმძლავრე 26 ათას მეგაუატს (მგვტ). 319 ძირითადი დიდი, საშუალო და მცირე მდინარის ჰიდროენერგეტიკული რესურსი დაახლოებით 140 მლრდ კვტს შეადგენს, ტექნიკური პოტენციალი - 80-85 მლრდ კვტს, ხოლო ეკონომიკურად ეფექტური პოტენციალი, რომელიც დამოკიდებულია მრავალ ფაქტორზე (ენერჯის სხვა წყაროების არსებობა, საწვავის ფასები და სხვ.), სხვადასხვა შეფასებების თანახმად - 40-50 მლრდ კვტს.

ქვეყანაში ჰიდროენერგეტიკის განვითარებისათვის მნიშვნელოვანი რეზერვია. პერსპექტივაში შესაძლებელია 100 კვტ-დან 500 მგვტ-მდე სიმძლავრის ჰესების მშენებლობა, პირობითი გრადაციით მძლავრი ჰესები (>100 მგვტ), საშუალო ჰესები (13-100 მგვტ), მცირე ჰესები (1-13 მგვტ) და მინი ჰესები (< 1 მგვტ).

საქართველოში პირველი ჰესები აშენდა XIX საუკუნის ბოლოს, XX საუკუნის დასაწყისში. 1913 წლისათვის მათი საერთო სიმძლავრე 2 მგვტ შეადგენდა. 1990 წლისათვის ექსპლუატაციაში მყოფი ჰესების ჯამური საპროექტო სიმძლავრე 2700 მგვტ შეადგენდა, ენერჯიის საპროექტო გამომუშავება კი დაახლოებით 10 მლრდ კვტს, რაც ეკონომიკურად ეფექტური პოტენციალის 20-25 %-ია. ეკონომიკური პრობლემების გამო სახელმწიფოს არ

შეეძლო ჰესების მოვლა-პატრონობა, რის გამოც უმეტესი ჰესების ფაქტიური სიმძლავრე ბევრად ჩამოუვარდება საპროექტოს.

ქვეყანაში დაწყებულია ჰესების პრივატიზაცია. მოსალოდნელია, რომ მოხდება მათი რეაბილიტაცია-განახლება. ჰესების ფაქტიური სიმძლავრის გაზრდის შედეგად დამატებით გამოშუშავებული ელექტრო ენერჯია ნაწილობრივ ჩაენაცვლება წიაღისეული საწვავიდან გამოშუშავებულ ელექტრო ენერჯიას, რის შედეგადაც შემცირდება ატმოსფეროში CO₂-ის ემისია. მოსალოდნელია, რომ დაიწყება ახალი ჰესების მშენებლობაც, რასაც ასევე უნდა მოყვეს CO₂-ის ემისიის შემცირება.

ქვეყანაში უკვე გადაიდგა ნაბიჯები ქარის ენერჯიის ასათვისებლად. ამჟამად გადაწყვეტილია სამგორის წყალსაცავის მიდამოებში 60 მგეტ (1 ეტაპზე 24 მგეტ) სიმძლავრის ქარის ელექტროსადგურის მშენებლობის საკითხი.

პრაქტიკულად ყველა განახლებადი ენერგეტიკული პროექტი შეიძლება განხორციელდეს როგორც სგმ პროექტი.

საქართველოს ელექტროსისტემას, ჰესების გარდა, ელექტრო ენერჯიით უსრუნველყოფენ თბოელექტროსადგურები და მეზობელი ქვეყნების ენერგოსისტემები ელექტრო ენერჯიის იმპორტით.

ჩამონათვალი იმ ელექტროსადგურებისა, რომლებიც ელექტრო ენერჯიას აწვდიდნენ სისტემას 2004-2006 წლებში წარმოდგენილია დანართის ცხრილ 3-ში.

საბაზისო დონის ემისიის კოეფიციენტის გამოთვლა საქართველოს ელექტროსისტემისათვის

სგმ პროექტმა უნდა განაპირობოს სათბურის გაზების წყაროებიდან ანთროპოგენური ემისიების შემცირება დამატებით იმასთან, რასაც ადგილი ექნებოდა შემოთავაზებული სგმ პროექტის არარსებობის შემთხვევაში. სგმ პროექტის საბაზისო დონე ის სცენარია, რომელიც სარწმუნოდ წარმოადგენს სათბურის გაზების წყაროებიდან ანთროპოგენურ ემისიებს შემოთავაზებული სგმ პროექტის არარსებობის შემთხვევაში. შესაბამისად, სგმ პროექტის განხორციელების შედეგად სათბურის გაზების ემისიის შემცირება განმარტებულია როგორც სხვაობა სგმ პროექტის ემისიებსა და საბაზისო დონის ემისიებს შორის.

პროექტით გამოშუშავებული “სერტიფიცირებული ემისიის შემცირების” გამოსათვლელად საჭიროა საბაზისო დონის ემისიების დადგენა. რადგან განახლებადი ენერგეტიკული პროექტებიდან სათბურის გაზების ემისია პრაქტიკულად ნულია, ამიტომ სგმ პროექტით განაპირობებული ემისიების შემცირება დაახლოებით ტოლია საბაზისო დონის ემისიებისა.

საბაზისო დონის ემისია გამოითვლება როგორც სგმ პროექტით გენერირებული ელექტრო ენერჯიის (GEN_{Project}) და საბაზისო დონის ემისიის კოეფიციენტის (EF_{Baseline}) ნამრავლი:

$$\text{Emissions} = \text{GEN}_{\text{Project}} \cdot \text{EF}_{\text{Baseline}} \quad (1)$$

სგმ პირობებითა და პროცედურებით საბაზისო დონის ემისიის კოეფიციენტი უნდა გამოითვლოს სგმ აღმასრულებელი საბჭოს მიერ დამტკიცებული მეთოდოლოგიით.

საქართველოს ელექტროსისტემისათვის საბაზისო დონის ემისიის კოეფიციენტის გამოსათვლელად გამოყენებულია საბაზისო დონის დამტკიცებული კონსოლიდირებული მეთოდოლოგია ACM0002 “ელექტრო ენერჯიის გამოშუშავება სისტემასთან მიერთებული განახლებადი წყაროებიდან”.

მეთოდოლოგია გამოდგება განახლებადი ენერგეტიკული პროექტებისათვის, რომლებიც ელექტროსისტემისათვის დამატებით სიმძლავრეებს ქმნიან შემდეგი წყაროებიდან:

- მდინარის ჩამონადენზე მომუშავე ჰესები და ჰესები არსებული წყალსაცავებით, თუ წყალსაცავის მოცულობა არ იზრდება;
- ახალი ჰესები ისეთი წყალსაცავებით, რომელთა სიმძლავრის სიმკერვე (დადგმული სიმძლავრე გაყოფილი საესე წყალსაცავის ზედაპირის ფართობზე) აღემატება 4 ვტ/მ²;
- ქარის სადგურები;
- გეოთერმული წყაროები;
- მზის წყაროები;

ენერგეტიკული პროექტებისათვის საბაზისო დონესთან დაკავშირებული ძირითადი პრობლემაა “თავიდან არიდებული გენერაციის” ნათელი განმარტება, ანუ იმის დადგენა, თუ რა მოხდებოდა სემ პროექტი რომ არ განხორციელდებულყო. საკვანძო საკითხია, არის თუ არა “არიდებული გენერაცია” “მშენებლობის ზღვარზე” (ანუ რა ზომით შეცვლის სიმძლავრებს, რომელიც წინააღმდეგ შემთხვევაში აშენდებოდა) და/ან “მოქმედების ზღვარზე” (ანუ რა გავლენას მოახდენს პროექტი არსებული სადგურების მუშაობაზე).

ორივე ფაქტორის გათვალისწინებით საბაზისო დონის ემისიის კოეფიციენტი გამოითვლება როგორც კომბინაცია:

$$EF_{Baseline} = W_{OM} \cdot EF_{Operating\ Margin} + W_{BM} \cdot EF_{Build\ Margin} \quad (2)$$

სადაც $EF_{Operating\ Margin}$ და $EF_{Build\ Margin}$ შესაბამისად “ზღვრული მოქმედების” და “ზღვრული მშენებლობის” ემისიის კოეფიციენტებია.

I ეტაპი. “ზღვრული მოქმედების” ემისიის ფაქტორის (EF_{OM}) გამოთვლა.

EF_{OM} უნდა გამოითვლოს ქვემოთ მოყვანილი ოთხი მეთოდიდან ერთ-ერთის საფუძველზე:

- მარტივი “ზღვრული მოქმედების”, ან
- დაზუსტებული მარტივი “ზღვრული მოქმედების”, ან
- დისპეტჩერიზაციის მონაცემებით “ზღვრული მოქმედების” ან
- საშუალო “ზღვრული მოქმედების”.

მეთოდოლოგიის მიხედვით, პირველად უნდა იქნას განხილული (c) დისპეტჩერიზაციის მონაცემებით “ზღვრული მოქმედების” მეთოდი. თუ ეს ვარიანტი გამოირიცხა, პროექტის მონაწილეებმა უნდა დაასაბუთონ მიზეზი, და შემდეგ გამოიყენონ (a) მარტივი “ზღვრული მოქმედების”, (b) დაზუსტებული მარტივი “ზღვრული მოქმედების” ან (d) საშუალო “ზღვრული მოქმედების” მეთოდი.

რადგან (c) დისპეტჩერიზაციის მონაცემებით “ზღვრული მოქმედების” მეთოდისათვის აუცილებელი ინფორმაციის მოპოვება მოითხოვს დიდ დროს, ამიტომ განხილვიდან ეს ვარიანტი გამოირიცხა (როგორც სხვა ქვეყნების მიერ რეგისტრირებული სემ პროექტების ანალიზი გვიჩვენებს, მხოლოდ რამდენიმე ქვეყანაში მოახერხეს ამ ტიპის ინფორმაციის მოპოვება).

მეთოდოლოგიის მიხედვით, (a) მარტივი “ზღვრული მოქმედების” მეთოდის გამოყენება შეიძლება მხოლოდ იქ, სადაც “დაბალი საექსპლუატაციო ხარჯებიანი” (low-operating cost) და “აუცილებელად მოქმედი” (must-run) (შემდგომში “დაბალხარჯიანი/ აუცილებლად მოქმედი”) წყაროებიდან სისტემაში მიწოდებული ელექტრო ენერჯია სისტემაში მიწოდებული მთლიანი ელექტრო ენერჯიის 50% ნაკლებს შეადგენს. ეს პროცენტული მაჩვენებელი გამოითვლება: (1) ბოლო ხუთი წლის საშუალო მნიშვნელობის, ან (2) გრძელვადიანი ნორმალის (საშუალო) საფუძველზე.

“დაბალხარჯიანი/აუცილებლად მოქმედი” წყაროები მოიცავს ჰიდრო, გეოთერმულ, ქარის, დაბალხარჯიანი ბიომასის, ბირთვულ და მზის

ენერგეტიკულ წყაროებს. საქართველოს პირობებში “დაბალხარჯიან/აუცილებლად მოქმედ” წყაროებს განეკუთვნება ჰესები. ცხრილში №33 მოცემულია 2002-2006 წლებში საქართველოს ელექტროსადგურების მიერ სისტემისათვის მიწოდებული ელექტრო ენერჯია. ამ ცხრილის თანახმად ჰესების წილი მთლიან ელექტრო ენერჯიაში გასაშუალოებულია 5 წელზე, შეადგენს დაახლოებით 75%, ანუ აღემატება 50%-ს და შესაბამისად (ა) მარტივი “ზღვრული მოქმედების” მეთოდის გამოყენება არ შეიძლება.

საქართველოს ელექტროსისტემაში 2002-2006 წლებში ელექტროენერჯიის წყაროების წილი.

ცხრილი №33						
წყარო	2002	2003	2004	2005	2006	საშუალო
პიდროელექტროსადგურები	6 652	6 420	5 892	5 922	5 395	6 056 642
პიდროს წილი, %	85,78	80,29	74,46	71,53	64,33	75,28
თბო ელექტროსადგურები	467 920	587 888	813 205	958 415	2 225 018	1 010 489
თბოს წილი, %	6,03	7,35	10,28	11,58	26,54	12,36
იმპორტი	635 130	988 602	1 207 602	1 398 639	766 061	999 207
იმპორტის წილი, %	8,19	12,36	15,26	16,89	9,13	12,37
სულ	7 755 156	7 997 155	7 913 541	8 279 380	8 386 460	8 066 338

(ა) მარტივი “ზღვრული მოქმედების”, (ბ) დასუსტებული მარტივი “ზღვრული მოქმედების” და (დ) საშუალო “ზღვრული მოქმედების” მეთოდებით ემისიის ფაქტორი შეიძლება გამოთვლიდნ იქნას γ წლისათვის (წლებისათვის) მონაცემთა ორი ქვემომოყვანილი წყაროებიდან ერთ-ერთის გამოყენებით:

- (ex-ante) იმ ბოლო სამი წლის, რომელთათვისაც არსებობს მონაცემები საპროექტო დოკუმენტაციის წარდგენის დროის მომენტისათვის, ან
- იმ წლისათვის, რომელშიც დაიწყო პროექტმა გამოშუქება, თუ ემისიის კოეფიციენტის განახლება ხდება ex-post (ფაქტიურ) მონიტორინგზე დაყრდნობით.

არჩევანი წყობებს შორის დადგენილ უნდა იქნას და საპროექტო დოკუმენტაციაში არ შეიძლება შეიცვალოს დაკრედიტების პერიოდის განმავლობაში.

რადგან (ბ) დასუსტებულ მარტივ “ზღვრული მოქმედების” მეთოდში ფიგურირებს (ა) მარტივი “ზღვრული მოქმედების” მეთოდით გამოთვლილი ემისიის ფაქტორი [იხილეთ ქვემოთ ფორმულები (3) და (5)], ამიტომ დეტალურად შეეწერა ამ მეთოდზე.

(ა) მარტივი “ზღვრული მოქმედების” მეთოდი. (ა) მარტივი “ზღვრული მოქმედების” მეთოდით ემისიის კოეფიციენტი ($EF_{Simple,OM}$) გამოითვლება როგორც სისტემის მკვებავი თბოსადგურებიდან გენერაციის ყველა წყაროდან [“დაბალხარჯიან/აუცილებლად მოქმედი” სადგურების გამოკლებითა და იმპორტის ჩათვლით] მიწოდებული ელექტროენერჯიის ერთეულის წილად მოსული შეწონილი საშუალო ემისიები:

$$EF_{Simple,OM} = \frac{\sum_{j,j} F_{j,j} COEF_{j,j}}{\sum_j GEN_{j,j}}, \quad (3)$$

სადაც

- $F_{j,y}$ y წელს ენერჯის j წყაროს მიერ მიწოდებული i საწვავის რაოდენობაა (მასის ან მოცულობის ერთეულებში);
- j მიუთითებს სისტემის ელექტროენერჯით მკეებაე ენერჯის წყაროებზე, "დაბალხარჯიანი" და "აუცილებელად მოქმედი" ელექტროსადგურების გამოკლებითა და იმპორტის ჩათვლით (მეთოდოლოგიის მიხედვით, თუ ელექტრო ენერჯის იმპორტი ხორციელდება, მაშინ ამ წყაროს ემისიის ფაქტორი ტოლია ნულის);
- $COEF_{i,j,y}$ i საწვავის ნახშირორჟანგის ემისიის კოეფიციენტი (ტCO₂ / საწვავის მასის ან მოცულობის ერთეული), ენერჯის j წყაროს მიერ y წელს მოხმარებულ საწვავში ნახშირბადის შემცველობისა და საწვავის დაქანგვის კოეფიციენტის გათვალისწინებით, და
- $GEN_{j,y}$ j წყაროს მიერ y წელს სისტემისათვის მიწოდებული ელექტრო ენერჯია (მგეტსთ)

CO_2 -ის ემისიის კოეფიციენტი $COEF_i$ გამოითვლება როგორც

$$COEF_i = NCV_i \cdot EF_{CO_2,i} \cdot OXID_i \quad (4)$$

- სადაც:
- NCV_i i საწვავის წვის კუთრი სითბოა (საწვავის მასის ან მოცულობის ერთეულის ენერჯოშემცველობა),
- $OXID_i$ i საწვავის დაქანგვის კოეფიციენტი,
- $EF_{CO_2,i}$ i საწვავისათვის CO_2 -ის ემისიაა საწვავის ენერჯის ერთეულზე.

NCV და EF_{CO_2} -სთვის შეძლებისდაგვარად ადგილობრივი მნიშვნელობები უნდა იქნას გამოყენებული. თუ ასეთი მნიშვნელობები ხელმიუწვდომელია, მაშინ შესაძლებელია კლიმატის ცვლილების ექსპერტთა სამთავრობათშორისო ჯგუფის (Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC) სახელმძღვანელო დოკუმენტში (Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories) მოყვანილი მნიშვნელობების გამოყენება. ცხრილ 2-ში მოყვანილი NCV -ს მნიშვნელობები უზრუნველყო ენერჯეტიკის სამინისტრომ.

რადგან საწვავად გამოიყენება მხოლოდ ბუნებრივი გაზი, ინდექსი i მოიშლება. ბუნებრივი გაზისათვის დაქანგვის ფაქტორისა ($OXID$) და საწვავის ენერჯოშემცველობის ერთეულზე CO_2 -ის ემისიის (EF_{CO_2}) მნიშვნელობებად აღებულია ტიპური მნიშვნელობები IPCC-დან (იხ. ცხრილი 2), კერძოდ $OXID=0,995$ და $EF_C=15,3$ ტონა C/ტერაჯოული.

y წელს (ჩვენს შემთხვევაში 2004-2006 წლები) ენერჯის j წყაროს (თბოელექტროსადგურის) მიერ მოხმარებული ბუნებრივი გაზის რაოდენობები $F_{j,y}$ და გამოთვლებისას გამოყენებული სხვა პარამეტრები მოყვანილია ცხრილში №34.

ბუნებრივი გაზის მოხმარება (ათასი მ³), წვის კუთრი სითბო და გამოთვლებისას გამოყენებული სხვა პარამეტრების მნიშვნელობები 2004-2006 წლებისათვის

ცხრილი №34

სადგური	j	2004	2005	2006
		$F_{j,y}$ - ბუნებრივი გაზის მოხმარება, ათასი მ ³		
თბილსრესი	1	9 755	108 909	248 731
ვიიეს მტკვარი	2	248 873	206 712	349 820
გაზო-ტურბინა-1	3	-	-	91 676
სულ	1	258 628	315 621	690 227
NCV , კკალ/მ ³		8 039	8 041	8 045
NCV , ტერაჯოული /1000 მ ³		0,033658	0,033668	0,033682

<i>EF_C</i> , ტონა C/ტერაჯოული	15,3	15,3	15,3
<i>EF_{CO₂}</i> , ტონა CO ₂ /ტერაჯოული	56,1	56,1	56,1
დაჟანგვის კოეფიციენტი- OXID	0,995	0,995	0,995
COEF, ტCO₂/1000 მ³	1,879	1,879	1,880

ცხრილში №35 მოცემულია ქვეყანაში ელექტრო ენერჯის იმპორტი, თბოსადგურების მიერ სისტემისათვის მიწოდებული ელექტრო ენერჯია, ნახშირორქანის ემისიები და (ა) მარტივი “ზღვრული მოქმედების” მეთოდით გამოთვლილი ემისიის კოეფიციენტი (*EF_{Simple OM}*). 2004-2006 წლებში საქართველოს თბოელექტროსადგურების მიერ სისტემისათვის მიწოდებული ენერჯია, ნახშირორქანის ემისიები და (ა) მარტივი “ზღვრული მოქმედების” ემისიის კოეფიციენტები წარმოდგენილია ცხრილში №35.

ცხრილი №35

y	j	<i>GEN_{j,y}</i> - მიწოდებული ენერჯია, მლნ კვტსთ	ემისიები, ტCO ₂	ემისიის კოეფი- ციენტი, ტCO ₂ /მგტსთ	<i>EF_{Simple OM,y}</i> ტCO ₂ /მგტსთ
2004	იმპორტი	1207,602	0	0	
	თბილსრესი	21,472	18 327	0,8535	
	ეიიეს	791,733	467 571	0,5906	
	მტკეარი				
	სულ	2 020,807	485 899	0,2404	0,2404
2005	იმპორტი	1398,639	0	0	
	თბილსრესი	292,095	204 676	0,7007	
	ეიიეს	666,320	388 479	0,5830	
	მტკეარი				
	სულ	2 357,054	593 155	0,2517	0,2517
2006	იმპორტი	766,061	0	0	
	თბილსრესი	710,430	437 426	0,6157	
	ეიიეს	1 218,065	657 694	0,5399	
	მტკეარი				
	გაზ-ტურბინა- 1	296,523	172 359	0,5813	
სულ	2 991,079	1 267 480	0,4238	0,4238	

(ბ) დაზუსტებული მარტივი “ზღვრული მოქმედების” მეთოდი. ეს მეთოდი წინა მეთოდის დაზუსტებაა; ენერჯის წყაროები (იმპორტის ჩათვლით) დაყოფილია ენერჯის დაბალხარჯიან/აუცილებლად მოქმედ (*k*) წყაროებად და ენერჯის სხვა (*j*) წყაროებად:

$$EF_{OM, simple\ adjusted, y} = (1 - \lambda_y) \cdot \frac{\sum_j F_{j,y} COEF_j}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \cdot \frac{\sum_k F_{k,y} COEF_k}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad (5)$$

სადაც *F_{k,y}*, *COEF_k* და *GEN_k* (ა) მარტივი “ზღვრული მოქმედების” მეთოდში აღწერილი ცვლადების ანოლოგიური ცვლადებია *k* სადგურებისათვის; *y* წელი (წლები) შეიძლება წარმოადგენდეს (ა) მარტივი “ზღვრულ მოქმედების” მეთოდში მოყვანილი ორი წყობიდან ერთ-ერთს.

რადგან ქვეყნის ელექტროსისტემაში დაბალხარჯიანი/აუცილებლად მოქმედი მხოლოდ პესებია, ნახშირორქანის ნულეუანი ემისიით, ანუ

$$\sum_{i,j} F_{i,j} \cdot COEF_{i,j} / \sum_j GEN_{i,j} = 0, \quad (6)$$

ამიტომ ფორმულა (5)-ში მეორე წევრი ამოვარდება და ფორმულა (3)-ის გათვალისწინებით განტოლება მიიღებს სახეს:

$$EFOM, \text{ simple adjusted}, y = (1 - \lambda y) EFOM, \text{ simple OM}, y \quad (7)$$

λ პარამეტრი გამოითვლება ფორმულით $\lambda = X / T$, სადაც X წლის მანძილზე საათების რაოდენობაა, როცა დაბალხარჯიანი/აუცილებლად მოქმედი წყაროები (ანუ პესები) არიან ზღვარზე, T კი წელიწადში საათების რაოდენობაა.

I ეტაპი. დატვირთვის ხანგრძლივობის მრუდის აგება. ქრონოლოგიური მონაცემები (მგეტ-ში) საქართველოს ელექტროსისტემის საათობრივი დატვირთვის შესახებ 2004-2006 წლებისათვის დახარისხდა კლებადობის მიხედვით უდიდესი სიმძლავრიდან უმცირესისკენ და აიგო შესაბამისი მრუდები 2004-2006 წლებისათვის (იხ. ნახაზები 11-13).

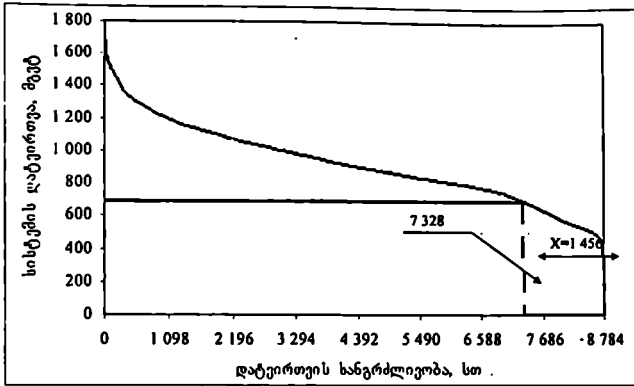
გადამოწმებული მონაცემები (*Excel*-ის ელექტრონული ცხრილებით) უზრუნველყო საქართველოს ენერგეტიკის სამინისტრომ.

II ეტაპი. გენერაციის წყაროებიდან მონაცემების მოპოვება. მონაცემები დაბალხარჯიანი/აუცილებლად მოქმედი წყაროების (ცალკეული პესების) წლიური მიწოდების შესახებ (მგეტს-ში) აიჯამა და განისაზღვრა $\sum_k GEN_{k,y}$.

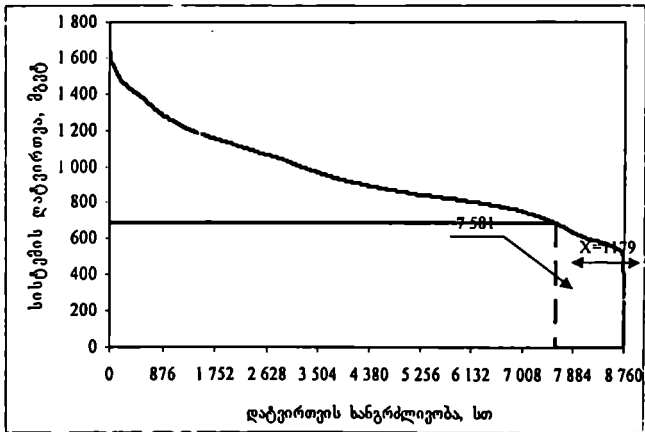
გადამოწმებული მონაცემები (*Excel* ელექტრონული ცხრილებით) საქართველოს ელექტროსისტემის მკვებავი პესების წლიური მიწოდების შესახებ უზრუნველყო საქართველოს ენერგეტიკის სამინისტრომ. ინფორმაცია წარმოდგენილია დანართის ცხრილებში №36, 37, 38 (4-6)

III ეტაპი. დატვირთვის ხანგრძლივობის მრუდის შევსება. გაიელო დატვირთვის მრუდის გადაკვეთი პორიზონტალური წრფე იმგაერად, რომ წრფის ქვემოთ ფართს დამატებული გადაკვეთის წერტილის მარჯვნივ მრუდის ქვემოთ ფართი ტოლი ყოფილიყო დაბალხარჯიანი/აუცილებლად მოქმედი წყაროებიდან (პესებიდან) სისტემაში მიწოდებული ელექტრო ენერჯია, ანუ $\sum_k GEN_{k,y}$ -ის.

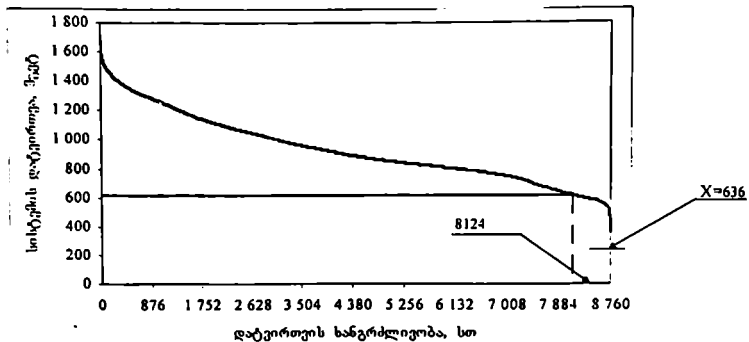
IV ეტაპი. წლის განმავლობაში იმ საათების რაოდენობის განსაზღვრა, რომლისთვისაც დაბალხარჯიანი/აუცილებლად მოქმედი წყაროები იმყოფებიან ზღვარზე. პირველად განისაზღვრა III ეტაპზე აგებული პორიზონტალური წრფის გადაკვეთის წერტილი I ეტაპზე აგებულ დატვირთვის მრუდთან. საათების რაოდენობა გადაკვეთის წერტილის მარჯვნივ საათების ის რაოდენობაა, რომლისთვისაც დაბალხარჯიანი/ აუცილებლად მოქმედი წყაროები (პესები) იმყოფებიან ზღვარზე. თუ ხაზები არ იკვეთება, შეიძლება დაეასკენათ, რომ დაბალხარჯიანი/აუცილებლად მოქმედი წყაროები არ იქნებიან ზღვარზე და λ ნულის ტოლია. λ გამოთვლილია, როგორც დადგენილი საათების რაოდენობის ფარდობა წელიწადში საათების რაოდენობაზე (8760 სთ-თან, ნაკიან წელს კი 8784 სთ-თან). გამოთვლის სქემები 2004-2006 წლებისათვის მოცემულია ნახაზებზე 11-13, გამოთვლის შედეგები კი - ცხრილში №36.



ნახ.11: საქართველოს ელექტროსისტემის დატვირთვის ხანგრძლივობის მრუდი 2004 წელს



ნახ.12: საქართველოს ელექტროსისტემის დატვირთვის ხანგრძლივობის მრუდი 2005 წელს



ნახ.13: საქართველოს ელექტროსისტემის დატვირთვის ხანგრძლივობის მრუდი 2006 წელს

2004-2006 წლებისათვის $EF_{Adjusted\ Simple\ OM}$ გამოთვლის შედეგები

ცხრილი №36

პარამეტრი	2004	2005	2006	გენერაციაზე შეწონილი
გენერაცია	7913,541	8279,380	8386,460	
X , სთ	1456	1179	636	
λ	0,166	0,135	0,073	
$1-\lambda$	0,834	0,865	0,927	
$EF_{Simple\ OM}$, ტ CO_2 /მგეტსთ	0,2404	0,2517	0,4238	
$EF_{Adjusted\ Simple\ OM, y}$ ტ CO_2 /მგეტსთ	0,2006	0,2178	0,3930	0,2721

$$EF_{Adjusted\ Simple\ OM, y} = (7913,541 \cdot 0,2006 + 8279,38 \cdot 0,2178 + 0,3930 \cdot 8386,46) / (7913,541 + 8279,38 + 8386,46) = 0,2720 \text{ ტ}CO_2/\text{მგეტსთ}$$

$EF_{Adjusted\ Simple\ Operating\ Margin, 2004-2006}$

“ზღვრული მოქმედების” ემისიის კოეფიციენტი (2004-2006)

0,2720 ტ CO_2 /მგეტსთ

ეტაპი 2. ზღვრული მშენებლობის ემისიის კოეფიციენტის ($EF_{BM, y}$) გამოთვლა. $EF_{BM, y}$ გამოითვლება როგორც ელექტროსადგურების m ამონაკრების საშუალო შეწონილი ემისიის ფაქტორი (ტ CO_2 /მგეტსთ):

$$EF_{BM, y} = \frac{\sum F_{m, y} \cdot COEF_m}{\sum GEN_{m, y}} \quad (7)$$

სადაც m ინდექსი სადგურზე მიუთითებს, $F_{m, y}$, $COEF_m$ და $GEN_{m, y}$ კი მარტივი “ზღვრული მოქმედების” მეთოდისათვის აღწერილი ცვლადების ანოლოგიური

ცვლადება. აქაც საწვავის მიმანიშნებელი *i* ინდექსი მოიშალა, რადგან საწვავად მოიხმარება მხოლოდ ბუნებრივი გაზი.

პროექტის მონაწილეებმა არჩევანი უნდა გააკეთონ ორი შესაძლო ვარიანტიდან ერთ-ერთზე. ეს ვარიანტებია *ex-ante* და *ex-post*. არჩევანი ამ ორ ვარიანტს შორის დეტალურად უნდა აღიწეროს საპროექტო დოკუმენტაციაში და არ შეიძლება შეიცვალოს დაკრედიტების პერიოდის განმავლობაში. $EF_{BM,y}$ გამოთვლისას გამოყენებულია *ex-ante* ვარიანტი. *ex-post*-ის შემთხვევაში დაკრედიტების პირველი პერიოდის განმავლობაში $EF_{BM,y}$ უნდა განახლდეს ყოველწლიურად.

ვარიანტი 1 (*ex-ante*). "ზღვრული მშენებლობის" ემისიის კოეფიციენტი - $EF_{BM,y}$ გამოითვლება საპროექტო დოკუმენტაციის წარდგენის მომენტისათვის უკვე აშენებული სადგურების *m* ამონაკრების შესახებ უახლესი ინფორმაციის საფუძველზე. სადგურების *m* ამონაკრები მოიცავს ან ბოლო ხუთ აშენებულ (ან ექსპლუატაციაში ხელახლა შეყვანილ) ელექტროსადგურებს, ან იმ ბოლოს აშენებულ (ან ექსპლუატაციაში ხელახლა შეყვანილ) ელექტროსადგურებს, რომელთა სიმძლავრის დამატებამაც განაპირობა სისტემაში მიწოდებული ელექტრობის არანაკლებ 20 %. პროექტის მონაწილეებმა უნდა გამოიყენონ ამ ორი ვარიანტიდან ელექტროსადგურების ის ამონაკრები, რომელიც იძლევა მეტ წლიურ მიწოდების. თუ 20%-ში შედის ელექტროსადგურის გამომუშავების ნაწილი, მაშინ გამოთვლებში უნდა შევიდეს ამ სადგურის სრული მიწოდება.

ცხრილში №37 მოყვანილია საქართველოში ბოლოს აშენებული (ან ექსპლუატაციაში ხელახლა შეყვანილი) სადგურები, რომელთა მიერ სისტემაში მიწოდებული ელექტრო ენერჯია შეადგენს მთლიანად სისტემაში მიწოდებული ელექტრო ენერჯიის 20%-ს (დეტალები მოცემულია ცხრილში №44). ცხრილი 37-დან ჩანს, რომ ბოლო ხუთი სადგურის მიწოდება ნაკლებია 20%-ზე. მეთოდის მთხოვნის შესაბამისად გამოთვლებში ვიიეს მტკერის გამომუშავება შევიდა სრულად. სადგურები, რომელთა საფუძველზე გამოითვალა $EF_{Build Margin}$

ცხრილი №37

№ წყარო	გაშეკვეთილი	მიწოდებული ენერჯია, მგეტსთ		წილი, %	ემისიები, CO_2
		ფაქტიური	აკუმულირებული		
3	ვიიეს	1 218		15,	
6	მტკეარი	065	1 674 109	98	21,97 657 694
3	ინწობაპესი	1993		0,0	
7	სს	2 274	456 044	3	5,98
3	"ქინმარაულ	2001			
8	ი"	3 667	453 770	0,05	5,95
3	მუნღეიკ-				
9	ჯორჯია	2002	22 374	0,29	5,91
4	ხადორპესი	2004			
0		131 206	427 729	1,72	5,61
4	გაზ-ტურბინა	2005		3,8	
1	1	296 523	296 523	9	3,89 172 359
სულ		1 674 109			830 053

ფორმულა (7)-ის თანახმად 2006 წ. "ზღვრული მშენებლობის" ემისიის კოეფიციენტი:

$$EF_{Build Margin, 2006} = 0,4958 (=830 053 / 1 674 109) \text{ } CO_2/\text{მგეტსთ.}$$

***EF_{Build Margin, 2006}* – “ზღვრული მშენებლობის” ემისიის კოეფიციენტი
0,4958 ტCO₂/მგეტსთ**

საბაზისო დონის ემისიის კოეფიციენტის გამომთვლა.

როგორც ზემოთ აღენიშნეთ, საბაზისო დონის ემისიის კოეფიციენტი გამოითვლება ფორმულით:

$$EF_{Baseline} = w_{OM} \cdot EF_{Operating\ Margin} + w_{BM} \cdot EF_{Build\ Margin}$$

მეთოდოლოგიის თანახმად $w_{OM} = w_{BM} = 0,5$.

$$EF_{Baseline} = 0,5 \cdot (0,2721 + 0,4958) \text{ ტCO}_2/\text{მგეტსთ} = 0,3839 \text{ ტCO}_2/\text{მგეტსთ}.$$

***EF_{Baselin, 2006}* - საბაზისო დონის ემისიის კოეფიციენტი
0,3839 ტCO₂/მგეტსთ**

მეთოდოლოგიის თანახმად ქარის ელექტროსადგურების შემთხვევაში $w_{OM}=0,75$; $w_{BS}=0,25$.

$$EF_{Baseline} = (0,75 \cdot 0,2721 + 0,25 \cdot 0,4958) \text{ ტCO}_2/\text{მგეტსთ} = 0,3280 \text{ ტCO}_2/\text{მგეტსთ}$$

ქარის ელექტროსადგურებისათვის

***EF_{Baselin, 2006}* - საბაზისო დონის ემისიის კოეფიციენტი
0,3280 ტCO₂/მგეტსთ**

ცხრილი №38

კლიმატის ცვლილების ჩაჩო კონვენციის კონვენციის დანართი 1

ავსტრალია ავსტრია ბელორუსია*) ბელგია ბულგარეთი*) უნგრეთი*) გერმანია საბერძნეთი დანია ევროპული გაერთიანება ირლანდია ისლანდია ესპანეთი იტალია	კანადა ლატვია*) ლიტვა*) ლუქსემბურგი ნიდერლანდები ახალი ზელანდია ნორვეგია პოლონეთი*) პორტუგალია რუსეთის ფედერაცია*) რუმინეთი*) დიდი ბრიტანეთისა და ჩრდილოეთ ირლანდიის გაერთიანებული სამეფო ამერიკის შეერთებული შტატები თურქეთი	უკრაინა*) ფინეთი საფრანგეთი შვეიცარია შვეცია ესტონეთი*) იაპონია ჩეხეთი** სლოვაკეთი** ლიხტენშტეინი** მონაკო** სლოვენია** ხორვატია**
---	---	--

*) გარდამავალი ეკონომიკის მქონე ქვეყნები

**) ქვეყნები, რომლებიც მოგვიანებით შეუერთდნენ კონვენციას

პიოტროს ოქმის დანართი B (1990 წლის დონეებს შეესაბამება 100%)			
აესტრალია*	108	ლუქსემბურგი	92
აესტრია	92	მონაკო	92
აშშ*	93	ნიდერლანდები	92
ახალი ზელანდია	100	ნორვეგია	101
ბელგია	92	პოლონეთი	94
ბულგარეთი	92	პორტუგალია	92
გერმანია	92	რუმინეთი	92
დანია	92	რუსეთის ფედერაცია	100
გაერთიანებული სამეფო	92	საბერძნეთი	92
გეროპული კაეშირი	92	საფრანგეთი	92
ესპანეთი	92	სლოვაკეთი	92
ესტონეთი	92	სლოვენია	92
იაპონია	94	უკრაინა	100
ირლანდია	92	უნგრეთი	94

*) არ მოახდინეს ოქმის რატიფიკაცია

2004-2008 წლებში საქართველოს ელექტროსისტემის მკვებავი სადგურები

ცხრილი №40

№	ელექტროსადგური	გაშვების წელი	ტიპი	საპროექტო სიმძლავრე, მგვტ
1	ზაქესი	1927	ჰიდრო	37,0
2	აბაშაქესი	1928	ჰიდრო	1,8
3	რიონქესი	1933	ჰიდრო	48,0
4	დაშბაშქესი	1936	ჰიდრო	1,3
5	აწქესი	1937	ჰიდრო	16,0
6	კეხეიქესი	1941	ჰიდრო	1,0
7	ალაზანქესი	1942	ჰიდრო	4,8
8	ხრამქესი-I	1947	ჰიდრო	115,0
9	ჩითახეიქესი	1949	ჰიდრო	21,0
10	ხერთვისიქესი	1950	ჰიდრო	0,3
11	მაშავერაქესი	1951	ჰიდრო	0,6
12	ტირიფონქესი	1951	ჰიდრო	3,0
13	ვაზბეგაქესი	1951	ჰიდრო	0,3
14	კაბალაქესი	1953	ჰიდრო	1,5
15	მარტყოფქესი	1953	ჰიდრო	0,39
16	ორთაჭალაქესი	1954	ჰიდრო	18,0
17	შაორაქესი	1955	ჰიდრო	38,0
18	თეთრიხეიქესი	1952	ჰიდრო	14,0
19	საცხენისიქესი	1956	ჰიდრო	14,0
20	გურჯაანქესი	1956	ჰიდრო	67
21	ქვერულაქესი	1956	ჰიდრო	60
22	მაჭახელაქესი	1956	ჰიდრო	1,4
23	სქურაქესი	1958	ჰიდრო	1,0
24	ბუჟაქესი	1958	ჰიდრო	12,0
25	ლაჯანურაქესი	1960	ჰიდრო	112,0
26	მისაქციელი-ენტო	1961	ჰიდრო	2,7
27	ხრამქესი II	1963	ჰიდრო	110,0

28	სიონკესი	1964	ჰიდრო	9,1
29	თბილსრესი	1965	თბო	150,0
30	რიცველიძესი	1967	ჰიდრო	6,1
31	ჩხოროწყუისი	1967	ჰიდრო	5,4
32	ვარდნილი-I	1971	ჰიდრო	220,0
33	ვარციხეშისი	1976	ჰიდრო	184,0
34	ენგურაშისი	1978	ჰიდრო	1300
35	ჟინვალაშისი	1985	ჰიდრო	130,0
36	ვიეის მტკვარი	1990	თბო	300,0
37	ინწობაშისი	1993	ჰიდრო	1,7
38	სს "ჰინმარაული"	2001	ჰიდრო	1,5
39	მუნღეიკაჯორჯია	2002	ჰიდრო	20,0
40	ხადორაშისი	2004	ჰიდრო	24,0
41	"ენერჯი ინვესტი" ვაზტურბინა I	2006	თბო	110

სულ

3052,4

საქართველოს ელექტროსისტემაში 2004 წელს მიწოდებული ელექტრო ენერჯია და ნახშირორჯანის ემისიები, ცხრილი №41

№	წყარო	გაშვების წელი	სიმძლავრე, მგვტ	მიწოდებული ენერჯია, მლნ კვტსთ	ემისიები, ტCO ₂
	იმპორტი			1207,602	
1	ზაპესი	1927	37,0	167,670	
2	აბაქესი	1928	1,8	3,193	
3	რიონაქესი	1933	48,0	288,795	
4	დაშბაშისი	1936	1,3	7,332	
5	აწქესი	1937	16,0	53,607	
6	ალაზანაშისი	1942	4,8	12,174	
7	ხრამქესი I	1947	113,0	238,769	
8	ჭითახეშისი	1949	21,0	100,433	
9	ხერთვისიშისი	1950	0,3	1,077	
10	მაშავერაშისი	1951	0,6	0,227	
11	კაბალისაქესი	1953	1,5	3,167	
12	მარტყოფაქესი	1953	3,9	3,363	
13	ორთაქალაქესი	1954	18,0	81,842	
14	შაორაქესი	1955	38,0	97,137	
15	თეორიხეშისი	1956	14,0	20,035	
16	ხაცხენისიშისი	1956	14,0	32,674	
17	გუმბათაქესი	1956	44,0	209,995	
18	ქვერულაქესი	1956	80,0	111,686	
19	სქურაქესი	1958	1,0	1,919	
20	ბეჟუაქესი	1958	12,0	52,416	
21	ლაჯანურაქესი	1960	112,0	86,303	
22	მისაქ(კიელი ენტო	1961	2,7	2,327	
23	ხრამქესი II	1963	110,0	3,005	
24	სიონაქესი	1964	9,1	39,472	
25	თბილსრესი	1965	150,0	21,472	18 327
26	რიცველიძესი	1967	6,1	24,218	
27	ჩხორაქესი	1967	5,4	4,361	
28	ვარდნილიშისი	1971	220,0	384,218	
29	ვარციხეშისი	1976	184,0	680,252	
30	ენგურაქესი	1978	1300,0	2 728,121	
31	ჟინვალაქესი	1985	130,0	437,934	
32	ვიეის მტკვარი	1990	300,0	791,733	467 571
33	ინწობაქესი	1993	1,7	1,472	
34	სს "ჰინმარაული"	2001	1,5	3,453	
35	მუნღეიკაჯორჯია	2002	20,0	6,934	
36	ხადორაქესი	2004	24,0	3,153	
სულ				7 913,541	485 899
პესებიდან				5 892,734	

ზღერული მოქმედების ემისიის კოეფიციენტი=0,2404 (485 899 / 2 020 807) ტCO₂/მგეტსო

პიდროს წილი = 74,464 % (=5 892 734 / 7 913 541) %

საქართველოს ელექტროსისტემაში 2005 წელს მიწოდებული ელექტრო ენერჯია და ნახშირორჟანგის ემისიები ცხრილი №42

№	წყარო	გაშვების წელი	სიმძლავრე, მგეტ	მიწოდებული ენერჯია მლნ კეტსო	ემისიები, ტCO ₂
	იმპორტი			1398,639	
1	ზაქსი	1927	37,0	147,855	
2	აბქესი	1928	1,8	2,818	
3	რიონქესი	1933	48,0	296,409	
4	დაშბაშქესი	1936	1,3	6,880	
5	აწქესი	1937	16,0	61,043	
6	ალაზანქესი	1942	4,8	15,312	
7	ხრამქესი I	1947	113,0	196,971	
8	ჭითახევექესი	1949	21,0	109,522	
9	ხერთვისიქესი	1950	0,3	0,755	
10	კაბალისქესი	1953	1,5	1,363	
11	მარტყოფქესი	1953	3,9	4,654	
12	ორთაჭალქესი	1954	18,0	87,401	
13	შაორქესი	1955	38,0	109,421	
14	ი.ე.ო.ს.ს.ს.ს.ს.ს.ს.	1956	14,0	29,020	
15	საცხენისიქესი	1956	14,0	43,340	
16	გუმათქესი	1956	44,0	203,067	
17	ძვერულქესი	1956	80,0	127,939	
18	მაჭახელაქესი	1956	1,4	3,980	
19	სქურქესი	1958	1,0	1,716	
20	ბეჟუქესი	1958	12,0	61,741	
21	ლაჯანუქესი	1960	112,0	125,330	
22	მისაქციელი ენტო	1961	2,7	4,199	
23	ხრამქესი II	1963	110,0	126,611	
24	სიონქესი	1964	9,1	41,630	
25	თბილსრქესი	1965	150,0	292,095	204 676
26	რიცველიქესი	1967	6,1	24,312	
27	ჩხორქესი	1967	5,4	6,519	
28	ვარდნილქესი	1971	220,0	424,950	
29	ვარციხექესი	1976	184,0	674,074	
30	ენგურქესი	1978	1300,0	2 535,242	
31	ქინვალქესი	1985	130,0	401,663	
32	ეიფეს მტკვარი	1990	300,0	666,320	388 479
33	ინწობაქესი	1993	1,7	2,672	
34	სს "ქინმარაული"	2001	1,5	2,336	
35	მუნღლი, ქ.ჯორჯია	2002	20,0	4,694	
36	ხადორქესი	2004	24,0	36,887	
	სულ		3 047,3	8 279,380	593 155
	პესებიდან			5 922,326	
	სხვა წყაროებიდან იმპორტის ჩათვლით			2 357,054	593 155

ზღერული მოქმედების ემისიის კოეფიციენტი= 0,2517 (593 155 / 2 357 054) ტCO₂/მგეტსო

პიდროს წილი = 71,531 % (=5 922 326 / 8 279 380) %

საკართველოს ელექტროსისტემაში 2006 წელს მიწოდებული ელექტროენერგია და ნახშირორჟანგის ემისიები

ცხრილი №43

№	წყარო	გაშვების წელი	სიმძლავრე, მგვტ	მიწოდებული ენერგია მლნ კვტსთ	ემისიები, ტCO2
	იმპორტი			766,061	
1	ზაცხი	1927	37,0	162,903	
2	აბაშაქესი	1928	1,8	2,403	
3	რიონქესი	1933	48,0	291,315	
4	დაშაშვი	1936	1,3	5,960	
5	აწქესი	1937	16,0	72,477	
6	ქეხვიქესი	1941	1,0	1,169	
7	ალაზანქესი	1942	4,8	5,494	
8	ხრამქესი I	1947	113,0	339,360	
9	ქითახექესი	1949	21,0	108,357	
10	ხერთვისიქესი	1950	0,3	0,646	
11	მაშაქერაქესი	1951	0,6	0,453	
12	ტირიფონქესი	1951	3,0	3,017	
13	ქაზბეგოქესი	1951	0,3	0,462	
14	ქაბალაქესი	1953	1,5	0,865	
15	მარტყოფქესი	1953	3,9	6,059	
16	ორთაქალაქესი	1954	18,0	89,903	
17	შაორაქესი	1955	38,0	68,022	
18	თეთრიხექესი	1956	14,0	29,374	
19	საცხენისიქესი	1956	14,0	46,191	
20	გუმბათქესი	1956	44,0	223,641	
21	ძვერულქესი	1956	80,0	85,604	
22	მაჭახელაქესი	1956	1,4	6,898	
23	სქურაქესი	1958	1,0	1,525	
24	ბექუქესი	1958	12,0	48,810	
25	ლაჯანურაქესი	1960	112,0	288,888	
26	მისაქციელი-ენტო	1961	2,7	5,409	
27	ხრამი-2	1963	110,0	119,957	
28	სიონქესი	1964	9,1	29,380	
29	თბილსრქესი	1965	150,0	710,430	437 426
30	რიქველაქესი	1967	6,1	24,416	
31	ჩხორაქესი	1967	5,4	6,524	
32	ვარდნილაქესი	1971	220,0	347,288	
33	ვარციხექესი	1976	184,0	752,026	
34	ენგურაქესი	1978	1300,0	1 667,510	
35	ქიზვალაქესი	1985	130,0	393,554	
36	ვიიქეს მტქეარო	1990	300,0	1 218,065	657 694
37	ინწობაქესი	1993	1,7	2,274	
38	სს "ქინწმარაული"	2001	1,5	3,667	
39	მუნღლი-ქჯორჯია	2002	20,0	22,374	
40	ხადორაქესი	2004	24,0	131,206	
41	გაზ-ტურბინა I	2006	110	296,523	172 359
	სულ		3 052,2	8 386,460	1 267 480
	ქესებიდან			5 395,381	
	სხვა წყაროებიდან იმპორტის ჩათვლით			2 991,079	1 267 480

ზღვრული მოქმედების ემისიის კოეფიციენტი=0,4238 (1 267 480/ 2 991 079) ტCO₂/მგვტსთ

ჰიდროს წილი = 64,33 % (=5 395 381 / 8 386 460) %

საქართველოს ელექტროსისტემისათვის ზღვრული მშენებლობის ემისიის კოეფიციენტის გამოთვლის დეტალები

ცხრილი №44

№	წყარო	გაშვების წელი	სიმძლავრე, მგუტ	მიწოდებული ენერჯია		წილი, %		ემისიები, ტCO ₂
				უაქტიური	აქუმულირ.		აქუმულირ.	
1	ზაპესი	1927	37,0	162,903	7 620,399	2,14	100,00	
2	აბაშაპესი	1928	1,8	2,403	7 457,496	0,03	97,86	
3	რიონპესი	1933	48,0	291,315	7 455,093	3,82	97,83	
4	დაშბაში	1936	1,3	5,960	7 163,778	0,08	94,01	
5	აწპესი	1937	16,0	72,477	7 157,818	0,95	93,93	
6	ქეზიპესი	1941	1,0	1,169	7 085,341	0,02	92,98	
7	ალაზანპესი	1942	4,8	5,494	7 084,172	0,07	92,96	
8	სრამპესი I	1947	113,0	339,360	7 078,678	4,45	92,89	
9	პით. სეპესი	1949	21,0	108,357	6 739,318	1,42	88,44	
10	სერთისიპესი	1950	0,3	0,646	6 630,961	0,01	87,02	
11	მეშავერპესი	1951	0,6	0,453	6 630,315	0,01	87,01	
12	ტირიფონპესი	1951	3,0	3,017	6 629,862	0,04	87,00	
13	ქაბუღაპესი	1951	0,3	0,462	6 626,845	0,01	86,96	
14	კაბაღიპესი	1953	1,5	0,865	6 626,383	0,01	86,96	
15	მარტყოფპესი	1953	3,9	6,059	6 625,518	0,08	86,94	
16	ორთაქალპესი	1954	18,0	89,903	6 619,459	1,18	86,86	
17	შაორპესი	1955	38,0	68,022	6 529,556	0,89	85,69	
18	თერთხეიპესი	1956	14,0	29,374	6 461,534	0,39	84,79	
19	საცხენისიპესი	1956	14,0	46,191	6 432,160	0,61	84,41	
20	გუმათპესი	1956	44,0	223,641	6 385,969	2,93	83,80	
21	სევერკლპესი	1956	80,0	85,604	6 162,328	1,12	80,87	
22	მაჭახელიპესი	1956	1,4	6,898	6 076,724	0,09	79,74	
23	სეკურპესი	1958	1,0	1,525	6 069,826	0,02	79,65	
24	ბეუეპესი	1958	12,0	48,810	6 068,301	0,64	79,63	
25	ლაჯანურპესი	1960	112,0	288,888	6 019,491	3,79	78,99	
26	მისაქციელი-ენტო	1961	2,7	5,409	5 730,603	0,07	75,20	
27	სრამი-2	1963	110,0	119,957	5 725,194	1,57	75,13	
28	სიონპესი	1964	9,1	29,380	5 605,237	0,39	73,56	
29	თბილსრესი	1965	150,0	710,430	5 575,857	9,32	73,17	437 426
30	რიკეულპესი	1967	6,1	24,416	4 865,427	0,32	63,85	
31	ნსორპესი	1967	5,4	6,524	4 841,011	0,09	63,53	
32	ქარაღიპესი	1971	220,0	347,288	4 834,487	4,56	63,44	
33	გერციხეპესი	1976	184,0	752,026	4 487,199	9,87	58,88	
34	ენგურპესი	1978	1300,0	1 667,510	3 735,173	21,88	49,02	
35	ქინვალპესი	1985	130,0	393,554	2 067,663	5,16	27,13	
36	ეიფეს მტკვარი	1990	300,0	1 218,065	1 674,109	15,98	21,97	657 694
37	ინწობპესი	1993	1,7	2,274	456,044	0,03	5,98	
38	სს "ქინვალური"	2001	1,5	3,667	453,770	0,05	5,95	
39	მენლიკ-ჯორჯია	2002	20,0	22,374	450,103	0,29	5,91	
40	ხადორპესი	2004	24,0	131,206	427,729	1,72	5,61	
41	გაზ-ტურბინა 1	2005	50,0	296,523	296,523	3,89	3,89	172 359
სულ (36 - 41)				397,2	1 674,109		21,97	830 053

ზღვრული მშენებლობის ემისიის კოეფიციენტი=0,4968 (830 053 / 1 674 109) ტCO₂/მგუტს

§73. ენერგეტიკის განვითარების პროგნოზირების მეთოდები

პროგნოზირება უშუალო კავშირშია ენერგეტიკული წარმოების დაგეგმვა-განვითარებასთან. განსხვავებით დაგეგმვისაგან, რომელიც ღირებულებულ ხასიათს ატარებს და საეკონომიკურად შესასრულებლად, პროგნოზირება წარმოადგენს განვითარების შესაძლო ვარიანტების შემუშავებას სამეცნიერო-ტექნიკური პროგრესის გათვალისწინებით, საორიენტაციო ვადებში და შესაძლო კაპიტალდაბანდებათ. პროგნოზირება გულისხმობს განსაზღვროს მომავალში მოსახდენი მოვლენის ალბათობა. ენერგეტიკაში პროგნოზირება ქმნის ბაზას საგეგმო გადაწყვეტილებების მისაღებად.

პროგნოზირება შეიძლება იყოს მოკლევადიანი, რომელიც დაკავშირებულია ოპერატიულ და მიმდინარე დაგეგმვასთან, და ითვალისწინებს ერთ წლამდე პერიოდს. საშუალოვადიანი პროგნოზირება ითვალისწინებს 5-10 წელს, ხოლო გრძელვადიანი პროგნოზირება გულისხმობს 15-20 წლიან პერიოდს.

პროგნოზირება შესაძლოა იყოს *ნორმატიული*, როდესაც ცნობილია ამოცანა და პროგნოზირდება მისი შესრულებისათვის საჭირო რესურსები. *კვლევითი*, როდესაც პროგნოზირდება შესაძლო განვითარება და სამეცნიერო-ტექნიკური მიღწევების პრაქტიკული გამოყენება. *კომპლექსური* მიდგომისას საბოლოო მიზნის მისაღწევად გამოიყენება თანამედროვე სამეცნიერო-ტექნიკური მიღწევები.

პროგნოზირებისას მნიშვნელოვანია ისეთი მაჩვენებლების განხილვა, რომლებიც ახასიათებს ენერგეტიკულ საწარმოო პროცესს:

- შრომისმწარმოებლურობის ზრდა;
- ხვედრითი კაპიტალური ხარჯების შემცირება;
- ფონდამოგების ზრდა;
- სათბობის ხვედრითი ხარჯების შემცირება;
- ელექტრომომარაგების საიმედოობის ზრდა;
- ელექტრო და თბური ენერჯის თვითღირებულების შემცირება;
- საწარმოს მოგებისა და რენტაბელობის გადიდება.

ცნობილია პროგნოზირების 100-მდე მეთოდი, მათ შორის გავრცელებულია:

ექსტრაპოლაციის მეთოდი, რომელიც გულისხმობს მომავლის განჭვრეტას წარსულში მომხდარი ანალოგიის შესაბამისად. ხშირად ძირითად მაჩვენებელზე მოქმედებს მრავალი ფაქტორი, თუ ამ ფაქტორების ზემოქმედება არ შეიცვლება, ამ მაჩვენებლის ზრდის ტენდენცია გაგრძელდება, რომელიც შეიძლება იყოს წრფივი, ექსპონენციალური, ლოგისტიკური და კომბინირებული[17]. ექსტრაპოლაციის მეთოდისას ფართოდ გამოიყენება კორელაციის მეთოდი, რომელიც ფაქტორებს შორის კავშირის გასაზომად გამოიყენება. განსხვავებულ დადებით და უარყოფით კორელაციას. თუ რომელიმე ფაქტორის საშუალო მნიშვნელობა იცვლება ერთი მიმართულებით მეორე ნიშნის მნიშვნელობის ცვლილებით, მაშინ ამბობენ რომ მათ შორის დადებითი კორელაციაა. თუ ეს ცვლილებები სხვადასხვა მიმართულების არიან, ფაქტორებს შორის არსებობს უარყოფითი კორელაცია. მაგალითად, ქვეყნის ან სამრეწველო საწარმოს ელექტრო და თბომომარაგების პროგნოზი შეიძლება შემუშავდეს კორელაციური კავშირების საფუძველზე, სადაც ფაქტორები იქნება: პროდუქციის მოცულობა, საწარმოო საშუალებების ღირებულება, მომხმარებლების რაოდენობა და სხვა.

ინტერპოლაციის მეთოდი გამოიყენება იმ შემთხვევაში, როცა ცნობილია საბოლოო სიდიდე (მიზანი) და მაჩვენებლის ცვლილება გასულ პერიოდში.

ექსპერტული შეფასების მეთოდით ხდება მონაცემების სტატისტიკური დამუშავება და შეფასება კომპეტენტური ექსპერტების მიერ სხვადასხვა მეთოდების გამოყენებით.

პროგნოზირების ერთ-ერთ მეთოდს წარმოადგენს სცენარის შემუშავება, სადაც დაიხატება მომავლის შესაძლო განვითარების პირობითი სურათი (დინამიური მოდელი). მოდელირების მეთოდი გულისხმობს რეალური ობიექტის კელეკას მათემატიკური მოდელის საშუალებით. ეს მეთოდი გულისხმობს ზემოქმედების ფაქტორების ვარიაციას. ვარიაცია წარმოადგენს პარამეტრის (ფაქტორის) რაოდენობრივი შეფასების ცვლილებას (რხევას) მისი ერთი მდგომარეობიდან მეორეში გადასვლის დროს. მაგალითად, საწარმოს ეკონომიკური რენტაბელობის ცვლილება წლიდან წლამდე წარმოადგენს ეკონომიკური რენტაბელობის ვარიაციას. ვარიაცია ფასდება დისპერსიით ანუ მოცემული პარამეტრის საშუალო მნიშვნელობიდან მისი ფაქტორიული მნიშვნელობის გადახრით, ცდომილების, გაფანტვის ზომით. საშუალოშეწონილი დისპერსია გამოითვლება, როგორც ჯამი ფაქტორიული მნიშვნელობების საშუალო მნიშვნელობებიდან გადახრის კვადრატების და შესაბამისი ალბათობების ნამრავლი. ხოლო დისპერსიიდან კვადრატული ფესვი არის სტანდარტული, ანუ საშუალო-კვადრატული გადახრა. ნულოვანი ალბათობა მიუთითებს უკუგების მიღების შეუძლებლობაზე, ხოლო ერთეულოვანი ალბათობა-უკუგების მიღების გარდაუვალობაზე. იგულისხმება, რომ ყველა შესაძლო ვარიანტის ალბათობის ჯამი ერთის ტოლი უნდა იყოს. მაგალითად, ენერგეტიკულ საწარმოს წარსული წლების შედეგების საფუძველზე სურს გასაზღვროს საკუთარი საინვესტიციო გადაწყვეტილება მომავალი წლისათვის. ცხრილში №45 მოცემულია საწარმოს ეკონომიკური რენტაბელობა.

ცხრილი №45

წლები	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
ეკონომიკური რენტაბელობა	9	14	14	8	15	17	17	10	14	22	?

საშუალო ეკონომიკური რენტაბელობა 2009 წლამდე იქნება:

$$\text{ს.ე.რენტ} = \frac{9 + 14 + 14 + 8 + 15 + 17 + 17 + 10 + 14 + 22}{10} = 14\%$$

გაეაკეთოს პარამეტრის ფაქტორიული მნიშვნელობების (ს. ეკ.რენტ) მათივე ალბათობაზე (ალბათ *i*) ნამრავლის ჯამი.

$$\text{ს. ეკ.რენტ} = \sum_{i=1}^n X_i p_i, \text{ სადაც } p_i - \text{ალბათობა.}$$

ეკონომიკური რენტაბელობის ფაქტორიული მნიშვნელობების ალბათობები გამოითვლება ცხრილის №45 მონაცემების საფუძველზე.

ეკონომიკურმა რენტაბელობამ 22%-ს 10 შესაძლო შემთხვევიდან მხოლოდ ერთ შემთხვევაში (2008 წელს) მიაღწია, ამიტომ მისი ალბათობა იქნება $1/10=0,1$ -ის ტოლი.

14%-ის დონეს მიაღწია (2000, 2001, 2007 წლებში), ამიტომ მისი ალბათობა იქნება $3/10=0,3$ -ის ტოლი და ა.შ.

საშუალო ეკონომიკური რენტაბელობა იქნება:

$$\text{ს. ეკ.რენტ} = 9\% * 0,1 + 14\% * 0,3 + 8\% * 0,1 + 15\% * 0,1 + 17\% * 0,2 + 10\% * 0,1 + 22\% * 0,1 = 14\%$$

ენერგეტიკული საწარმოს რენტაბელობის მანქნებლები, ალბათობები, დისპერსია და საშუალოკვადრატული გადახრა ნაჩვენებია ცხრილში №46

ეკონომიკური ეკონომიკური	ალბათობა	ეკონომიკური*ალბათობა, %	ფაქტობრივი ეკონომიკური - საშუალო ეკონომიკური	(ფაქტობრივი ეკონომიკური- საშუალო ეკონომიკური) ² *ალბათობა
8	0,1	$8*0,1=0,8$	$8-14=-6$	$-6^2 *0,1=-3,6$
9	0,1	$9*0,1=0,9$	$9-14=-5$	$-5^2 *0,1=-2,5$
10	0,1	$10*0,1=1,0$	$10-14=-4$	$-4^2 *0,1=-1,6$
14	0,3	$14*0,3=4,2$	$14-14=0$	$0^2 *0,3=0$
15	0,1	$15*0,1=1,5$	$15-14=1$	$1^2 *0,1=-0,1$
17	0,2	$17*0,2=3,4$	$17-14=3$	$3^2 *0,2=1,8$
22	0,1	$22*0,1=2,2$	$22-14=8$	$8^2 *0,1=6,4$
სულ		ს.ეკონომიკური=14%		დისპერსია =16. სტანდარტული გადახრა = $\sqrt{16} = 4\%$

ეკონომიკური რენტაბელობის მარეზუმების დონე ყველაზე დაბალი იყო 2002 წელს (8%). უკვე გამოვითვალეთ, რომ ასეთი შედეგის მიღების ალბათობა უდრის 0,1-ის, ამასთანავე საშუალო ეკონომიკური რენტაბელობა მთელი ათწლიანი პერიოდისათვის უდრის 14%-ს, ე.ი. საშუალო ეკონომიკური რენტაბელობის ფაქტობრივი მნიშვნელობიდან გადახრამ 2002 წლისათვის შეადგინა 6%, რომლის კვადრატი ტოლია $(-6\%)^2 = -3,6$.

ამრიგად, დისპერსია უდრის 16, ხოლო სტანდარტული გადახრა (კვადრატული ფესვი დისპერსიიდან) უდრის $\pm 4\%$. ეს ნიშნავს, რომ ეკონომიკური რენტაბელობის ყველაზე ალბათური გადახრა მისი საშუალო სიდიდიდან (14%) 2009 წელს შეადგენს $\pm 4\%$.

ელექტროენერჯის ფაქტიური ბალანსი 2005 წელს (მლნ. კვტსთ)

№	დასახელება	Iკვარ.	IIკვარ.	IIIკვარ.	IVკვარ.	წელი
1	გამომუშავება სულ	1692,4	1809,8	1804,2	1754,6	7061
2	თბილისადგურები მ/შ	443,6	196,7	0	390,3	1030,6
	ეი ი ეს ენერჯეტიკა(300)	392,4	110,2	0	209,8	712,4
	თბილსრესი (150)	51,2	86,5	0	180,5	318,2
	თბილთევი	0	0	0	0	0
	რუსთაუის თევი	0	0	0	0	0
3	პილდოსადგურები სულ	1248,8	1613,1	1804,2	1364,3	6030,4
4	მარჯულირიგბელი ქესები	783,9	968,8	1360,2	870,5	3983,4
	ენგურაესი	410,4	582,4	1047,4	538,7	2578,9
	ეარდნილქესი I	100,9	115,8	114,4	97,4	428,5
	სრაშქესი I	64,2	33	51,8	50,4	199,4
	სრაშქესი II	65,1	52	11,2	0	128,3
	შაორაქესი	27	37,9	22,3	24,3	111,5
	ტიბულაქესი	42,9	21	24,6	45,9	134,4
	ეინეალაქესი	73,4	126,7	88,5	113,8	402,4
5	სესონური ქესები მ/შ	464,9	644,3	444	493,8	2047
	რიონაქესი	68,3	79,2	74	76,7	298,2
	გუმიაშქესის კასკადი	28,7	68,8	54,5	55,1	207,1
	ეარციხექესის კასკადი	176,4	249	137,1	141,3	703,8
	ლაჯანურაქესი	42,6	60,4	0,3	25,4	128,7
	საქესი	31,1	33,8	39,8	47,5	152,2
	ორთაქალაქესი	16,8	19,2	23,6	28,3	87,9
	მითახექესი	21,1	29,1	27,3	32	109,5
	აწქესი	19,5	27,1	8	7,6	62,2
	ბეჟეაქესი	6,5	25	13,1	18,1	62,7
	სამგორის კასკადი	29,9	21,7	39,2	29,5	120,3
	დანარჩენი მცირე ქესები	24	31	27,1	32,3	114,4
6	გადადინება (საალო) მ/შ	630,7	114,5	-56,9	588,4	1276,7
7	რუსეთი (საალო)	350,2	18,6	0	343,6	712,4
	— მიღება	350,2	18,6	0	343,6	712,4
	— გაცემა	0	0	0	0	0
8	ასერბაიჯანი (საალო)	0	0	0	0	0
	— მიღება	0	0	0	20,6	20,6
	— გაცემა	0	0	0	20,6	20,6
9	სომხეთი (საალო)	280,5	95,9	44,3	235,5	656,2
	— მიღება	280,5	95,9	44,3	235,5	656,2
	— გაცემა	0	0	0	0	0
10	თურქეთი (საალო)	0	0	-101,2	9,3	-91,9
	— მიღება	0	0	0	9,3	9,3
	— გაცემა	0	0	101,2	0	101,2
11	ს.მ და უამური დანაკარგები	152,1	125,9	92,8	124,5	495,3
12	მარტი მოვარება	2171	1798,4	1654,5	2218,5	7542,4

ელექტროენერჯის ფაქტობრივი ბალანსი 2006 წელს (მლნ. კვტს)

№	დასახელება	I კვარტ.	II კვარტ.	III კვარტ.	IV კვარტ.	წელი
1	კამბოჯანუკი სულ	2155,6	1596,1	1701,7	2168,5	7621,9
2	თბილისი რაიონის მ.შ.	577,8	466,8	358,5	817,2	2220,3
	მტკვარი ენერჯეტიკა(300)	366,1	290,6	77,3	484,1	1218,1
	თბილისი (150)	207	128,6	159,9	214,9	710,4
	აირტურბინა	4,7	47,6	121,3	118,2	291,8
	რუსეთის თვით	0	0	0	0	0
3	პილროსადენური სულ	1577,8	1129,3	1343,2	1351,3	5401,6
4	მარჯულირბელი ქსეები	1015,1	398	824,8	811,3	3049,2
	ენურსესი	572,5	0	559,9	535,1	1667,5
	ეარდისდეს-1	118,2	55,6	88,8	90,2	352,8
	ხრამეს-1	132,6	94,4	50,5	61,9	339,4
	ხრამეს-2	0	33,1	63,2	23,7	120
	შაირაქი	20,9	20	5,5	21,6	68
	ტეობულესი	36,2	46,3	14,7	10,8	108
	ვინედაქსი	134,7	148,6	42,2	68	393,5
5	სესონური ქსეები მ.შ.	562,7	731,3	518,4	540	2352,4
	როინქსი	67,8	76,4	74,2	72,9	291,3
	გუშათესის კასკადი	46	71,4	55,8	50,4	223,6
	ეარციხესის კასკადი	212,1	234,3	142,7	163	752,1
	ლაჯანუქსი	48,8	92,1	78,1	69,9	288,9
	ზაქსი	50,8	54,8	23,1	34,2	162,9
	ორთაკალქსი	26,4	28,6	14,7	20,2	89,9
	ნითახეჭესი	26,8	31,1	24,7	25,7	108,3
	ანქსი	21,4	22,9	9,8	18,4	72,5
	ბეუქსი	7,7	21,4	8,9	10,8	48,8
	სამგორის კასკადი	28,8	23,3	33,1	25,9	111,1
	ხადორქსი	7,8	53,9	36,8	32,7	131,2
	დანარეი მცირე ქსეები	18,3	21,1	16,5	15,9	71,8
5	გვალანუკი (საქლო) მ.შ.	331,1	279,2	45,3	25	680,6
7	რესეტი (საქლო)	116,3	252,9	85,6	8,7	463,5
	— მიღება	116,3	252,9	85,6	10,2	465
	— გაქება	0	0	0	1,5	1,5
8	აწერბიჯანი (საქლო)	-11,9	0	-7,5	-15,4	-34,8
	— მიღება	4,1	0	1,5	14	19,6
	— გაქება	16	0	9	29,4	54,4
9	სომხეთი (საქლო)	182,5	0	3,3	0	185,8
	— მიღება	182,5	0	3,3	0	185,8
	— გაქება	0	0	0	0	0
10	თურქეთი (საქლო)	44,2	26,3	-36,1	31,7	66,1
	— მიღება	44,2	26,3	4,4	31,7	106,6
	— გაქება	0	0	40,5	0	40,5
11	ს.შ. და ენერჯი დანაკარგები	138,1	95,9	77,4	111,8	423,2
12	ბარეი მისეი რეზერვა	2348,6	1779,4	1669,6	2081,7	7879,3

ელექტროენერჯის ფაქტიური ბალანსი 2007 წელს (მლნ. კვტსთ)

დასახელება	I კვარტ.	II კვარტ.	III კვარტ.	IV კვარტ.	წელი
გამომუშავება სულ	2225,1	1915,6	2147,8	2062,2	8350
თბოსადგურები მ.შ.	590,6	119,1	41,0	763,9	1514,6
მტკვარი ენერჯეტოკა(300)	456,4	48	32,2	487,7	1024,3
თილსრესი (150)	113,2	24,6	0	226,4	364,2
აირტურბინა	21,0	46,5	8,8	49,8	126,1
რუსთავის თეცო	0	0	0	0	0
ჰიდროსადგურები სულ	1634,5	1796,5	2106,8	1298,3	6836,08
მარეგულირებელი პესები	1100,8	2021,6	1548,0	843,9	4514,26
ენგურესი	611,4	626,7	1173	493,9	2905
ეარდნილაქსი-1	127,1	111,4	158,2	110,8	507,5
ხრაშქსი-1	91,3	46,1	52,3	52,5	242,2
ხრაშქსი-2	85,2	41,9	30,1	28,8	186
შაორქები	32,7	42,0	27,9	33,7	136,3
ტეიბულქსი	57,4	48,8	19,76	39,7	165,66
ტინელქსი	95,7	104,7	86,7	84,5	371,6
სეონონური პესები	533,7	774,9	558,82	454,4	2321,82
როონქსი	73,4	76,2	77,8	62,8	290,2
გუმბოქსის კასკადი	47,1	79,6	64,3	41,4	232,4
ვარციხექსის კასკადი	231	242,7	151,5	156,1	763,8
ლაჯანურქსი	51,6	121,4	84	22,1	279,1
ზაქსი	40	65,4	27,7	28,9	162
ორთაქალქსი	21,9	25,3	15	17,6	79,8
ნიოხექსი	24,5	32,7	28,2	26,8	112,2
აწქსი	26,2	27,4	8,2	19,5	81,3
ბეუქალქსი	6,2	21,3	12,9	13,4	53,8
საშგორის კასკადი	0	27,5	37,7	15,6	80,9
ხადორქსი	12,4	35,1	31,1	23,1	101,7
დანარჩენი მცირე პესები	17,4	20,3	20,4	27,1	85,22
გადადინეობ(ხადლო) მ.შ.	110,5	-77,6	-395,6	162,3	-200,4
რუსეთი (ხადლო)	-8,5	-8,4	-261,7	147	-131,62
— მიღება	0	0	5,6	171,5	177,1
— გაცემა	8,5	8,4	267,3	24,5	308,7
ასურბაიჯანი (ხადლო)	5	-25,9	3,38	15,3	-2,22
— მიღება	28,6	27,5	27,8	23,5	107,4
— გაცემა	23,6	53,4	24,4	8,2	109,6
სომხეთი (ხადლო)	0	0	0	0	
— მიღება	0	0	0	0	
— გაცემა	0	0	0	0	
თურქეთი (ხადლო)	114,0	-43,3	-137,3	0	-66,6
— მიღება	114	35	0	0	149
— გაცემა	0	78,3	137,26	0	215,6
ს.შ. და ჯამური დანაკარგები	98,4	79,5	67,67	102,8	348,4
მ.რტო სონხარქა	2237,2	1758,5	1684,5	2121,7	7801,91

გამოყენებული ლიტერატურა

1. ბაქრაძე თ. სამრეწველო წარმოების ეკონომიკა. თბილისი. ფინანსთა სამინისტროს გამომცემლობა. 1995წ.
2. გოლუთიანი თ, შენგელია თ. საწარმოს ეკონომიკა. თბილისი. გამომცემლობა „მერანი“.1999წ.
3. გუდიაშვილი მ. ორგანიზაცია და დაგეგმვა ენერგეტიკაში. თბილისი. გამომცემლობა „ტექნიკური უნივერსიტეტი“ 2001წ.
4. გუდიაშვილი მ, არაბიძე მ. ენერგეტიკული წარმოების ეკონომიკა და მენეჯმენტი. თბილისი. გამომცემლობა „ტექნიკური უნივერსიტეტი“ 2007.
5. გუდიაშვილი მ. ბიზნეს-გეგმა და მისი ფინანსური ასპექტები. თბილისი. გამომცემლობა „ტექნიკური უნივერსიტეტი“ 2006წ.
6. ლაოშვილი დ. ენერგეტიკა. თბილისი. გამომცემლობა „ტექნიკური უნივერსიტეტი“ 1999წ.
7. ერისთავი ე, ჩომახიძე დ, ცინცაძე ა. ენერგეტიკის რეგულირების საფუძვლები. წიგნი1, წიგნი2. თბილისი. ე. მეღვაჭის სახელობის სოციალურ-ეკონომიკური და რეგიონული პრობლემების სამეცნიერო-კვლევითი ინსტიტუტის გამომცემლობა. 2001, 2003წ.
8. სამსონია ნ. საფინანსო მენეჯმენტი. თბილისი გამომცემლობა „ტექნიკური უნივერსიტეტი“ 2002წ.
9. სამსონია ნ. ენერგეტიკის ეკონომიკა. თბილისი: გამომცემლობა „განათლება“ 1989წ
10. სამსონია ნ, ჩომახიძე დ, გუდიაშვილი მ. სათბობ-ენერგეტიკული კომპლექსის საწარმოთა ეკონომიკა. თბილისი: გამომცემლობა „ტექნიკური უნივერსიტეტი“ 2003წ.
11. გამოყენებულია ენერგეტიკის სამინისტროს მასალები. www.minenergy.gov.ge
12. www.climatechange.ge ; www.weg.ge
13. გამოყენებულია გარემოს დაცვისა და ბუნებრივი რესურსების სამინისტროს მასალები;
14. ლაზრივი გ, არაბიძე მ. საქართველოს ელექტროსისტემისათვის საბაზისო დონის ემისიის კოეფიციენტის განსაზღვრა. თბილისი, 2008წ.
15. საქართველოს შრომის კოდექსი. თბილისი. 2006წ
16. საქართველოს საგადასახადო კოდექსი თბილისი. 2005წ.
17. ჯაფარიძე დ. ენერგეტიკის განვითარების პროგნოზირება. თბილისი. გამომცემლობა „ტექნიკური უნივერსიტეტი“ 2006წ
18. Булатов А. С.. Экономика. Москва. 1997.
19. Прузнер С.Л.. Экономика Энергетики. Москва. 1978.
20. Лапицкий В. И. Организация и Планирование Энергетики. Москва. 1975.
21. Шишов А.н.. Экономика Энергетики. Москва. 1986.
22. Кузьмин В.Г.. Организация, Планирование и управление в Энергетике. Москва. 1982.
23. R. A. Brealey, S.C. Myers. Principles of Corporate Finance.London, 2000.
24. V. I. Welborne. Biofuels in the Energy Supply System. New York, 2006.
25. H.t. Graham. Human Resources Management. Plymouth,1979
26. D.M. Streifford. Economic Perspective. Boston, 1990.

იზმჯღმზ ავტორტა მმმრ წარმოდგმნლმ სსსმტ

გაღაეცა წარმომბას 30.01.2009. ზელმონწერმლმ დასაბეჭდლმ 10.02.2009. ქალალდმს ზომა 60X84 1/16. პმრობმთმ ნაბეჭდლმ თაბაზმ 8. ტმრაუმ 100 ეგზ.

საგამომცემლო სსზლმ „ტექნმკურმ უნმევრსმტეტმ“, თბმლმსმ, კოსტავას 77



Verba volant,
scripta manent.