

საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი

ია მახარაძე

ჰიდროენერგეტიკული სისტემის ოპტიმალური
განვითარების მოდელირება

წარმოდგენილია დოქტორის აკადემიური ხარისხის მოსაპოვებლად
სადოქტორო პროგრამა „ენერგეტიკა და ელექტროინჟინერია“
შიფრი 0405

საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი
თბილისი, 0175, საქართველო
ივლისი, 2017

საავტორო უფლება © ია მახარაძე
თბილისი
2017 წელი

საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი
ენერგეტიკისა და ტელეკომუნიკაციის ფაკულტეტი

ჩვენ, ქვემოთ ხელისმომწერნი ვადასტურებთ, რომ გავეცანით ია მახარაძის მიერ შესრულებულ სადისერტაციო ნაშრომს დასახელებით: „ჰიდროენერგეტიკული სისტემის ოპტიმალური განვითარების მოდელირება“ და ვაძლევთ რეკომენდაციას საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტის ენერგეტიკისა და ტელეკომუნიკაციის ფაკულტეტი სადისერტაციო საბჭოში მის განხილვას დოქტორის აკადემიური ხარისხის მოსაპოვებლად.

თარიღი : ივლისი, 2017 წელი

ხელმძღვანელი _____ პროფ. ნანული სამსონია

რეცენზენტი _____

რეცენზენტი _____

საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი
2017 წელი

ავტორი: ია მახარაძე
დასახელება: ჰიდროენერგეტიკული სისტემის ოპტიმალური
განვითარების მოდელირება
ფაკულტეტი : ენერგეტიკისა და ტელეკომუნიკაციის
აკადემიური ხარისხი: აკადემიური დოქტორი
სხდომა ჩატარდა: ივლისი, 2017 წელი

ინდივიდუალური პიროვნებების ან ინსტიტუტების მიერ ზემომოყვანილი დასახელების დისერტაციის გაცნობის მიზნით მოთხოვნის შემთხვევაში მისი არაკომერციული მიზნებით კოპირებისა და გავრცელების უფლება მინიჭებული აქვს საქართველოს ტექნიკურ უნივერსიტეტს.

ავტორის ხელმოწერა

ავტორი ინარჩუნებს დანარჩენ საგამომცემლო უფლებებს და არც მთლიანი ნაშრომის და არც მისი ცალკეული კომპონენტების გადაბეჭდვა ან სხვა რაიმე მეთოდით რეპროდუქცია დაუშვებელია ავტორის წერილობითი ნებართვის გარეშე.

ავტორი ირწმუნება, რომ ნაშრომში გამოყენებული საავტორო უფლებებით დაცული მასალებზე მიღებულია შესაბამისი ნებართვა (გარდა იმ მცირე ზომის ციტატებისა, რომლებიც მოითხოვენ მხოლოდ სპეციფიურ მიმართებას ლიტერატურის ციტირებაში, როგორც ეს მიღებულია სამეცნიერო ნაშრომების შესრულებისას) და ყველა მათგანზე იღებს პასუხისმგებლობას.

რეზიუმე

ენერგეტიკული სისტემა, ხასიათდება დროში ცვლადი რეჟიმული პარამეტრებით, რაც განპირობებულია მომხმარებელთა მხრიდან დროში ცვლადი დატვირთვებით. იგი საწარმო-ეკონომიკური სისტემაა, რომლის შესწავლა-მართვა შესაძლებელია მხოლოდ სისტემური მიდგომის საფუძველზე. მისი ფუნქციონირება და განვითარება შეიძლება განხილული იქნეს სამ ასპექტში - ტექნიკო-ეკონომიკური, სოციალ-დემოგრაფიული და ეკოლოგიური.

თანამედროვე სამეცნიერო-ტექნიკური რევოლუციის პირობებში გაზრდილია მათემატიკის, კომპიუტერული ტექნიკისა და სოცილურ-ეკონომიკურ მეცნიერებათა მიღწევებზე დაფუძნებული დაგეგმვის მეცნიერული მეთოდების როლი, რომლებიც ოპტიმალური დაგეგმვის მეთოდებს წარმოადგენს და ასეთი მეთოდები ფართოდ უნდა იქნეს გამოიყენებული როგორც ქვეყნის მთლიანი მეურნეობის, ასევე მასში შემავალი ცალკეული საწარმო-დარგობრივი სისტემების და, მათ შორის დიდი ენერგეტიკული სისტემების, ფუნქციონირებისა და განვითარების ამოცანათა გადაწყვეტისას.

ელექტროენერგეტიკაში მიღებული გადაწყვეტილების შეფასების მაჩვენებლად (კრიტერიუმებად) განიხილება ეკონომიკურობის, საიმედოობის, ენერჯის ხარისხისა და გარემოს დაცვის (ეკოლოგიური) კრიტერიუმები.

ენერგეტიკული სისტემა კაპიტალტევადი დარგია და ამიტომ მეურნეობის ამ სფეროში ნებისმიერი სახის ამოცანა გადაწყვეტილი უნდა იქნეს ეკონომიკურობის კრიტერიუმის მიხედვით. დანარჩენი კრიტერიუმები განიხილება როგორც შეზღუდვები ოპტიმიზაციის ამოცანაში.

შესაბამისად, წინამდებარე ნაშრომში, ელექტროენერგეტიკული სისტემის პერსპექტიულ განვითარებასთან დაკავშირებული ოპტიმიზაციის ამოცანის მიზნის ფუნქციის სახით განიხილება წლიური საექსპლუატაციო ხარჯები.

ლაგრანჟის განუსაზღვრელი მეთოდის გამოყენებით მიღებული იქნა ენერგეტიკული სისტემის ოპტიმალური განვითარები წრივი მათემატიკური მოდელი, რომლის საშუალებით შესაძლებელია განვსაზღვროთ პერსპექტიული ელექტროსადგურების ოპტიმალური დატვირთვები P_i , როცა ცნობილია მათ მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფები C_i ;

იმავემოდელის საშუალებით შესაძლებელია გადავწყვიტოთ ახლადასაშენებელი ჰიდროსადგურების სისტემაში ოპტიმალური გაადგილების საკითხი ოპტიმალური დადგმული სიმძლავრის განსაზღვრასთან ერთად.

მიღებული მათემატიკური მოდელის მიხედვით შედგენილ განტოლებათა სისტემის ანალიზი აჩვენებს, რომ რომელიმე i -ური სადგურის ოპტიმალური P_i დატვირთვა ამ სადგურის ქსელთან მიერთების კვანძის საკუთარი R_i წინააღმდეგობის უკუპროპორციულია.

დადგენილია, რომ ქსელში დანაკარგების შემცირების მიზნით ახალი გენერაციის შემოყვანა უფრო ეფექტურია იმ კვანძში, რომლის დატვირთვით გამოწვეული წილობრივი დანაკარგები ყველაზე უფრო დიდია და, რომლის საკუთარი წინააღმდეგობაც უფრო მაღალია.

ნაშრომში განხილული სხვადასხვა რიცხვითი მაგალითები თავისი შედეგებით ადასტურებს სისტემის ოპტიმალური განვითარების ამ ნაშრომში წარმოდგენილი წრფივი მათემატიკური მოდელის ადეკვატურობას.

ნაშრომში განხილული იქნა საქართველოს პერსპექტიული რეჟიმი 2019 წლისთვის. ამ წელს ელექტროენერგიაზე გაზრდილი მოთხოვნის (დაახლოებით 700 მგვტ) დაფარვა უნდა განხორციელდეს ქვეყნის შიგარესურსის ათვისების გზით. კერძოდ, ოპტიმალურია აღმოსავლეთ საქართველოში აგებული იქნეს 153 მგვტ ჯამური სიმძლავრის ჰესები (აბული, არაკალი, დიღომი, სტორი, ქარელი, ქვიშხეთი, ფონიჭალა, ბარისახო და რუსთავი). ე.ი. ძირითადად ათვისებული უნდა იქნეს მდინარე მტკვრის ჰიდრორესურსი. დასავლეთ საქართველოში კი აგებული უნდა იქნეს 564 მგვტ ჯამური სიმძლავრის ჰესები.

თუ ელექტროენერგიაზე გაზრდილი მოთხოვნის ნაწილის დაფარვას განვახორციელებთ იმავე ტარიფის იმპორტირებული ელექტროენერგიით, მაშინ 2019 წლისათვის წარმოქმნილი 700 მგვტ დეფიციტის დასაფარავად ოპტიმალურია ქვეყნის შიგარესურსი ათვისებული უნდა იქნეს 465 მგვტ-მდე. მათ შორის, აღმოსავლეთ საქართველოში 51,42 მგვტ სიმძლავრის ჰესები, დასავლეთ საქართველოში კი 413,59 მგვტ. სიმძლავრის დეფიციტის დანარჩენი ნაწილი დაიფარება აზერბაიჯანის სისტემიდან სიმძლავრის იმპორტის გზით 219 მგვტ.

იმ შემთხვევაში, თუ იმპორტირებული ელექტროენერგიის ტარიფი დაახლოებით 1,0 თეთრი/კვტსთ მეტი იქნება, მაშინ როგორც გამოთვლებმა აჩვენა უფრო ოპტიმალურია უარი ვთქვათ იმპორტზე და აგებული იქნეს უფრო მეტი ჯამური სიმძლავრის ჰესები.

საქართველოს შიგარესური მოხმარებისა და სამხრეთის მიმართულებით (თურქეთი, სომხეთი) ექსპორტის ზრდის პირობებში, სხვა რეგიონებთან შედარებით პრიორიტეტულად უნდა ჩაითვალოს აჭარა-გურიის, სამცხე-ჯავახეთისა და აღმოსავლეთ საქართველოს ჰიდროენერგორესურსების ათვისების ამოცანა.

RESUME

Relevance of the topic. Functioning and development of any field of the country is unimaginable without the electricity. In order to satisfy the growing demand of consumers on electricity, the new energy facilities (power stations, substations and power transmission lines) should be continuously built. Electric power Industry is a capital capacious field and, therefore, the construction of the new electric power object requires large capital expenditures further reflected on the electricity tariffs supplied to the consumer.

One of the most effective means of satisfying the country's growing demand on electricity is the usage of its natural energy resources. Georgia is rich with the cheap hydropower resources, representing an ecologically clean and constantly renewable energy source for getting the electricity. Based on the position of providing an ecological balance, the rational use of those resources is becoming increasingly important. Besides, the self-cost of electricity generated by the hydropower plants is considerably cheaper. Therefore, taking into account the criterion of economics, the task and solution of the optimization of determination the new hydropower stations and their installed capacity on the territory of the country will have significant economic effects.

The purpose of the work is to comprise the mathematical model of optimal development of hydropower system based on the system approach principle and the easy-to-obtain information based on strict mathematical analysis of equations of optimization tasks.

Research object and the methods. The research object is the Georgian Power System, which uses about 10-12% of its hydropower resources, while in the developed countries of the rest of the world their own hydropower resources are practically fully utilized. The method of research is the process of searching of the minimum value of the function of Lagrange gained by the linear combination of the goal function with the limiting equation using the indefinite magnitude of the Lagrange.

Scientific innovation and major results of the work. The linear mathematical model for determining the optimal movement of new HPPs and their optimal installed capacity in the power system, in terms of satisfying the consumers' growing demand on electricity

$$\sum_{j=1}^{m+y} P_j R_{ij} = \frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_0 - C_i - A_{iline..}}{C_0 + C_{0,transmission}}, \quad i=n+1 \div m$$

Where:

P_i – i -station loading at a exact time of the day/night;

$j=0 \div m+y$ - the number of the network nodes, between them:

$1 \div m$ -Active and Prospective Power plant Number;

$m+1 \div m+y$ - the number of the loading (consumers) nodes;

R_{ji} -own and co-resistance of the j and i nodes;

C_0 - The weighted average electricity tariff of the system, GEL / MWh;

C_i - Electricity tariff generated at i -Station, GEL / MWh;

$C_{0,transmission}$ -Electricity Transfer Tariff, Basic Year of the calculating Period, Gel/ MWh;

$A_{i,line}$ -Annual Operating Costs of the newly constructed i -power transmission line for the purpose of delivering the P_i power from the i - power plant to the power system determined for one hour and one MW of the delivered power, GEL/ MWh.

By using the mentioned model and accordingly the configuration of the 500/220 kV transmission network, it has been discussed construction of the prospective hydropower plants due to the power regions and also revealed that in order to fill an expected 717 MW deficit of the power in 2019, it shall be optimal to construct the new power plants in the following regions of 220 kV nodes: Akhaltsikhe $P_{15}=179,84$; Didube $P_{36}=162,33$; Batumi $P_{30}=94,06$; Namokhvani; $P_{22}=85,85$; Gori $P_{28}=74,54$; Marneuli $P_{14}=42,6$; Vardnili $P_{16}=37,29$; Sadmeli $P_{26}=32,19$; Gurjaani $P_{33}=26,07$; Ozurgeti $P_{41}=20,73$; Tvishi $P_{23}=3,9$ MW; Based on the configurations of the 500/220 kV voltage network at this stage (2019) construction of HPPs is considered as non-optimal in Svaneti, partly in Racha and Mtskheta-Tianeti regions.

While working over the targeted task, by taking into consideration limitations of the hydropower resources in the certain regions of the country and also the 110 kV transmission network, where construction of the new power plants is to be foreseen, the optimization task regarding construction of the perspective hydropower plants across the country in a certain place and with the certain installed capacity has been more specified, that led us to the point that it is optimal to construct the HPPs with 153 MW total capacity in East part of Georgia (Abuli - 22, Arakali - 11, Digomi - 24.17, Stori - 4,77, Kareli - 17.68, Kvishkheti - 13, 45, Ponichala - 39.04, Barisakho - 1.86 and Rustavi 18,87), while in West part of Georgia construction of HPPs with 564 MW total capacity of power plants: Nenskra - 266, Namokhvani - 118.65, Sadmeli - 93.6, Shuakhvei - 53.51, Koromkheti - 8,33, Kirnati - 5,85, Natanebi - 12.97 and Magana - 4,25 MW. From these hydropower plants only Nenskra, Namokhvani, Sadmeli, Shuakhvei and Koromkheti are directly connected to 220 kV network nodes, but the rest-to the 110 kV network nodes.

Practical value. An analysis of the results of the solutions of various types of examples examined according to the obtained mathematical model clearly demonstrates the model's adequacy. According to this model, it is possible to define the complete picture of the gradual optimal development of the power system of the country and also the optimal distribution of the load between the power plants while maintenance of the power system.

All reporting images, based on the different types of initial information, are recorded in practice in easy-to-use manner. Mathematical model linearity makes it easier to simulate programming procedure.

Usage sphere of the Results is presented by the Power system, where hydropowerresources are considered as the priority sources of the cheap electricity.

The structure and the volume of the thesis. The dissertation consists of the introduction, the four chapters, the conclusion and the list of used literature. The thesis is presented on 131 pages.

Work approbation. The various number of the issues from the thesis were mentioned on the following conferences: AkakiTsereteli State University, an international scientific conference on "Sustainable Energy: challenges and prospects for the development", June 18, 2015; Georgian Technical University, the 84th Open International Scientific Conference, June 2016; ontheThesis Council's Board meetings of the Energy and Telecommunications Faculty during 2015-2017.

სარჩევი

ცხრილების ნუსხა.....	11
ნახაზების ნუსხა.....	13
შესავალი.....	15
თავი 1. დიდი ენერგეტიკული სისტემები.....	19
1.1. ენერგოსისტემის განვითარების ოპტიმიზაციის ძირითადი კრიტერიუმები.....	19
1.2. ელექტროენერგეტიკული სისტემის იერარქია და განვითარების ოპტიმიზაციის ამოცანათა დეკომპოზიცია	21
1.3. დატვირთვის პროგნოზირება ელექტროენერგეტიკულ სისტემებში	28
1.4. ოპტიმიზაციის ამოცანათა მათმატიკური მოდელი	31
თავი 2. სამეცნიერო-ტექნიკური ლიტერატურის მიმოხილვა.....	39
2.1. შესავალი	39
2.2. მაგენერირებელ სიმძლავრეთა სტრუქტურის ოპტიმიზაცია	40
2.3. ენერგოსისტემის განვითარების ოპტიმიზაციის იმიტაციური მოდელები	44
თავი 3. ჰიდროენერგოსისტემის განვითარების ოპტიმიზაცია.....	50
3.1. აქტიური სიმძლავრის წილობრივი დანაკარგები	50
3.2. ენერგოსისტემის ოპტიმალური განვითარების წრფივი მოდელი .	57
3.3. სიმძლავრის დეფიციტი და ახალი ელექტროსადგურების დადგმული სიმძლავრისა და გაადგილების ოპტიმიზაცია	65

3.4. რიცხვითი მაგალითების ანალიზი	68
3.5. სხვადასხვა საწყისი პარამეტრების გავლენა სადგურის ოპტიმალურიდატვირთვის სიდიდეზე	88
თავი 4. საქართველოს ელექტრული სისტემა	99
4.1. ზოგადი მიმოხილვა	99
4.2. საქართველოს ენერგოსისტემის ელექტროენერგეტიკული რეგიონები	101
4.3. საქართველოს ენერგოსისტემის პროგნოზული დატვირთვები დაპოტენციური ჰიდროელექტროსადგურები	105
4.4. საქართველოს ტერიტორიაზე ახალი ჰესების ოპტიმალური გაადგილების შესახებ	112
საერთო დასკვნა	138
გამოყენებული ლიტერატურა	141

ცხრილების ნუსხა

ცხრილი 3.1. მარტივი ელექტროქსელის კვანძების საკუთარი დაურთიერთ წინაღობები -----	54
ცხრილი 3.2. ვირტუალური ელექტროქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები -----	71
ცხრილი 3.3. ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები ეს-11 მაბალანსებელი სადგურის მიმართ -----	75
ცხრილი 3.4. ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები ეს-10 მაბალანსებელი სადგურის მიმართ -----	77
ცხრილი 3.5. პერსპექტიული ეს-10 და ეს-11 სადგურების ოპტიმალური დატვირთვები -----	80
ცხრილი 3.6. ეს-10 სადგურის ოპტიმალური დატვირთვები აგების ადგილის შეცვლამდე და შეცვლის შემდეგ -----	84
ცხრილი 3.7. ელექტროსადგურების ოპტიმალური დატვირთვები სხვადასხვა ტარიფების შემთხვევაში -----	87
ცხრილი 3.8. „7“ კვანძის მიმართ კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები -----	93
ცხრილი 3.9. ეს-10 სადგურის ოპტიმალური ტარიფი -----	93
ცხრილი 3.10. „1“ კვანძის მიმართ კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები -----	94
ცხრილი 3.11. ეს-12 სადგურის ოპტიმალური ტარიფი -----	94
ცხრილი 4.1. საქართველოს ენერგეტიკული რეგიონების მაქსიმალური გასაშუალოებული დატვირტვები (2010-2013 წ.წ)-	104
ცხრილი 4.2. დასავლეთიდან აღმოსავლეთ საქართველოში	

ელექტროენერჯის გადადინება, 2013 წ. -----	105
ცხრილი 4.3. მოთხოვნები ელექტროენერჯიაზე 2016-2025 წ.წ. ---	107
ცხრილი 4.4. საქართველოს პერსპექტიული ჰიდროსადგურები -	108
ცხრილი 4.5. მარტივი ელექტროქსელის საწყისი ინფორმაცია --	113
ცხრილი 4.6. კვანძური გენერაცია/დატვირთვის წილობრივი დანაკარგები -----	114
ცხრილი 4.7. სსე-ს 500 კვ ძაბვის გადაცემის ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები, დაყვანილი 220 კვ ძაბვაზე -----	116
ცხრილი 4.8. სსე-ს 500/220 კვ ძაბვის გადაცემის ქსელის ელემენტების გრძივი აქტიური გამტარობები, დაყვანილი 220 კვ ძაბვაზე --- -----	120
ცხრილი 4.9. სსე-ს 500/220 კვ ძაბვის გადაცემის ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები, დაყვანილი 220 კვ ძაბვაზე -----	121
ცხრილი 4.10. 4.1 განტოლებათა სისტემის მარჯვენა მხარის ცვლილება -----	131
ცხრილი 4.11. სსე-ს 500/220 კვ ძაბვის გადაცემის ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები ნენსკრაჰესის კვანძის მიმართ -----	132
ცხრილი 4.12. პერსპექტიული ჰესების ოპტიმალური სიმძლავრე აზეზაიჯანიდან იმპორტის დროს და მის გარეშე -----	135

ნახაზების ნუსხა

ნახაზი 1.1. ელექტროსისტემის იერარქიული სტრუქტურა ----	23
ნახაზი 2.1. იმიტაციური მოდელი -----	46
ნახაზი 3.1. გენერაციი წყაროს აგების მიზანშეწონილობის მაგალითი -----	52
ნახაზი 3.2. წილობრივი დანაკარგების ანალიზის მაგალითი -	53
ნახაზი 3.3. წილობრივი დანაკარგების ცვლილების გრაფიკი -	55
ნახაზი 3.4. ახლადასასენებელი ელექტროგადაცემის ხაზის დატვირთულობის შეფასების კოეფიციენტი -----	50
ნახაზი 3.5. მარტივი ელექტროგადაცემის ქსელის სქემა -----	69
ნახაზი 3.6. ქსელის კვანძების ურთიერთ გაადგილების გრაფიკული წარმოდგენა -----	72
ნახაზი 3.7. პერსპექტიული ელექტროსადგურების მიმართ ქსელის კვანძების ელექტრული გაადგილების გრაფიკი -----	72
ნახაზი 3.8. ელექტრული ქსელის სქემა ეს-11 მაბალანსებელი სადგურის დროს -----	76
ნახაზი 3.9. ელექტრული ქსელის სქემა ეს-10 მაბალანსებელი სადგურის დროს -----	76
ნახაზი 3.10. პერსპექტიული ჰესის აგება დატვირთვის ახლოს -	81
ნახაზი 3.11. დატვირთვის კვანძების ელექტრული დაშორების გრაფიკი მაბალანსებელი კვანძის მიმართ -----	82
ნახაზი 3.12. ელექტრული სისტემის შეერთების სქემა ეს-13 სადგურის აგების შემთხვევაში -----	84

ნახაზი 3.13. სადგურის ოპტიმალური დატვირთვის ტარიფზე დამოკიდებულობის გრაფიკი -----	89
ნახაზი 3.14. სადგურის ოპტიმალური დატვირთვის არსებული ქსელის დაშორებაზე დამოკიდებულობის გრაფიკი-----	91
ნახაზი 3.15. სადგურის ოპტიმალური დატვირთვის დამოკიდებულობა მისი სისტემასთან მიერთების კვანძის რეგიონში არსებულ გენერაცია/დატვირთვაზე -----	92
ნახაზი 3.16. ეს-10 და ეს-11 სადგურების ოპტიმალური დატვირთვის დამოკიდებულობა მათი სისტემასთან მიერთების კვანძებიდან დაშორებაზე -----	95
ნახაზი 4.1. საქართველოს ელექტროსისტემის 500/220 კვ ძაბვის ელექტროგადაცემის ქსელის სქემა -----	101
ნახაზი 4.2. დასავლეთიდან აღმოსავლეთ საქართველოში ელექტროენერჯის გადადინების გრაფიკი, 2013 წ. -----	106
ნახაზი 4.3. პერსპექტიული ჰიდროსადგურების ჯამური საპროგნოზო სიმძლავრე -----	109
ნახაზი 4.4. საქართველოს პერსპექტიული ჰიდროსადგურების საპროგნოზო სიმძლავრე რეგიონების მიხედვით -----	110
ნახაზი 4.5. მარტივი ელექტროქსელის მაგალითი -----	113
ნახაზი 4.6. სსე-ს 500 კვ ძაბვის ელექტროგადაცემის ქსელი -	115
ნახაზი 4.7. საქართველოს ელექტროსისტემის 500 კვ ძაბვის გადაცემის ქსელის ჩანაცვლების საანგარიშო სქემა -----	119
ნახაზი 4.8. სსე-ს 500/220/110 კვ ძაბვის გადაცემის ქსელის ჩანაცვლების საანგარიშო სქემა -----	128
ნახაზი 4.9. საქართველოს ელექტროსისტემის 110 კვ ძაბვის ქსელში პერსპექტიული ჰესების მიერთების ადგილები ----	129

შესავალი

სისტემა ეს არის ელემენტთა ერთობლიობა, რომლებიც ერთმანეთთან დაკავშირებულია საერთო მიზნითა და მუშაობის რეჟიმებით. ენერგეტიკული სისტემა დიდი ხელოვნური სისტემაა, რომელიც შექმნილია ადამიანის მიერ და მისი მუშაობის რეჟიმები ემსახურება ადამიანის მიერ წინასწარ დასახულ მიზნებისა და ამოცანების შესრულებას.

ხელოვნური სისტემა, რომელიც ფუნქციონირებს და ვითარდება ადამიანთა ჯგუფის (კოლექტივის) მართვის ქვეშ, ხასიათდება შესაბამისი ფიზიკური და ეკონომიკური პარამეტრებით. ფიზიკური პარამეტრები არ არის დამოკიდებული სისტემის ადგილმდებარეობასა და კუთვნილებაზე. ეკონომიკური პარამეტრები კი წარმოადგენს ადამიანთა ორგანიზებული კოლექტივის შემოქმედებითი საქმიანობის პირდაპირ შედეგს.

ენერგეტიკული სისტემა ხასიათდება დროში ცვლადი რეჟიმული პარამეტრებით, რაც განპირობებულია მის მიმართ წაყენებული დროში ცვლადი მოთხოვნებით. აქედან გამომდინარე, ენერგეტიკული სისტემა დინამიკური და მუდმივად განვითარებადი საწარმოო-ეკონომიკური სისტემაა. ელექტრული სისტემა მოიცავს ქვეყნის მთელ ტერიტორიას და წარმოადგენს იმ მოწყობილობებისა და პროცესების ერთობლიობას, რაც დაკავშირებულია ელექტროენერჯის წარმოება, გადაცემასა და მოხმარებასთან. ელექტრული სისტემის დინამიკურობა მკვეთრად გამოხატულია როგორც დღეღამის ინტერვალში, ასევე წლისა და მრავალწლიან ინტერვალებში.

ენერგეტიკული სისტემის ფუნქციონირება და განვითარება შეიძლება განხილული იქნეს სამ ასპექტში - ტექნიკო-ეკონომიკური, სოციალ-დემოგრაფიული და ეკოლოგიური. ამათგან, პირველი უკავშირდება არსებული ტექნოლოგიების სრულყოფას და ახალი

ეკონომიკური ტექნიკისა და ტექნოლოგიების შექმნას, მეორე - ენერგეტიკის გავლენას ქვეყნის სოციალურ და პოლიტიკურ სიტუაციაზე, მესამე - ენერგეტიკის გავლენას გარემომცველ გარემოზე. ენერგეტიკული სისტემის განვითარების დონე გავლენას ახდენს საზოგადოების ეკონომიკური და კულტურული განვითარების დონეზე.

სისტემის შესწავლისთვის, განვითარების დაგეგმვისას და მართვისას დიდი მნიშვნელობა ენიჭება საწყისი ინფორმაციის მოძიებასა და დამუშავებას, რომლის საფუძველზე შემუშავდება სისტემის ფუნქციონირებისა და განვითარების სტრატეგიული გეგმა.

სისტემის ოპერატიული მართვისა და მოკლევადიანი დაგეგმარებისთვის საჭირო საწყისი ინფორმაცია შედარებით დეტერმინირებულია (განსაზღვრულია), ხოლო გრძელვადიანი დაგეგმარებისათვის საჭირო ინფორმაცია მეტწილად ნაწილობრივ (არასრულად) განსაზღვრულია და გარკვეული დოზით შეიცავს ცდომილებებს. აქედან გამომდინარე, გრძელვადიანი დაგეგმარება რამდენადმე განსხვავდება ოპტიმალურისაგან და ეს განსხვავება მით მეტია, რაც მეტია დაგეგმარების საანგარიშო პერიოდი.

ენერგეტიკული სისტემის ერთერთ მკვეთრად გამოხატული თავისებურებაა ის, რომ ამ სისტემაში დროით, ტერიტორიულ და საწარმო-დარგობრივ კრილში მუდამ უნდა არსებობდეს ენერგეტიკული ბალანსი, რომელიც წარმოადგენს მიწოდებული, სასარგებლოდ მოხმარებული და დაკარგული ენერგიების სრულ თანაფარდობას.

ასეთი სახის საწარმო-ეკონომიკური სისტემების შესწავლა-მართვა შესაძლებელია მხოლოდ სისტემური მიდგომის საფუძველზე, რაც გულისხმობს მას, რომ ამ სისტემათა შესწავლა-მართვისას გათვალისწინებული უნდა იქნეს დიდი სისტემებისთვის დამახასიათებელი თავისებურებანი. კერძოდ: სისტემას გარე

სამყაროსთან გააჩნია პირდაპირი და უკუ კავშირები; სისტემის ელემენტებს გააჩნიათ საკუთარი თვისებები, ერთმანეთთან ურთიერთ კავშირშია და მათი ფუნქციონირება, ხშირ შემთხვევაში, ურთიერთ დამოკიდებულია.

თანამედროვე სამეცნიერო-ტექნიკური რევოლუციის პირობებში გაზრდილია მათემატიკის, კომპიუტერული ტექნიკისა და სოცილურ-ეკონომიკურ მეცნიერებათა მიღწევებზე დაფუძნებული დაგეგმვის მეცნიერული მეთოდების როლი, რომლებიც ოპტიმალური დაგეგმვის მეთოდებს წარმოადგენს და ასეთი მეთოდები ფართოდ უნდა იქნეს გამოიყენებული როგორც ქვეყნის მთლიანი მეურნეობის, ასევე მასში შემავალი ცალკეული საწარმოო-დარგობრივი სისტემების და, მათ შორის დიდი ენერგეტიკული სისტემების, ფუნქციონირებისა და განვითარების ამოცანათა გადაწყვეტისას.

მათემატიკური მეთოდებით ოპტიმიზაციის ნებისმიერი ამოცანის გადაწყვეტა შეიცავს სამ საფეხურს:

1. საწარმოო სისტემის განვითარების მიზნისა და კრიტერიუმის შერჩევა და მისი მათემატიკური ფორმულირება;
2. განსახილველი საწარმოო სისტემის მათემატიკური მოდელის შემუშავება;
3. მიზანთა ურთიერთ შეთანხმების მეთოდების შერჩევა და დასმული ამოცანის გადაწყვეტა.

პირველი საფეხური ითვალისწინებს არა მარტო განსახილველი საწარმოო სისტემის თავისებურებებს, არამედ ასახავს ამ სისტემისადმი წაყენებულ ძირითად მოთხოვნებს როგორც თვით ამ საწარმოო სისტემის მხრიდან, ასევე ქვეყნის მთლიანი მეურნეობის მხრიდან. ამოცანის გადაწყვეტის ამ საფეხურზე სრულად შენარჩუნებულია დაგეგმვისა და განვითარების ამოცანისათვის საჭირო სისტემური მიდგომის ყველა ძირითადი პრინციპული ნიშნები და მოთხოვნები.

ამოცანის მეორე და მესამე შემადგენელი ნაწილი ძირითადად დამოკიდებულია განსახილველი საწარმოო სისტემის თავისებურებებზე, დასმული ამოცანის ტიპზე და სხვადასხვა შემთხვევაში შეიძლება სხვადასხვანაირი იყოს.

ელექტროენერგეტიკული სისტემისათვის ოპტიმიზაციის ამოცანებს დიდი მნიშვნელობა აქვს, რდგანაც ელექტროენერგეტიკა, როგორც კიბერნეტიკული ტიპის სისტემა, მოიცავს ქვეყნის მთლიანი მეურნეობის ყველა დარგს, მჭიდრო კავშირშია თითოეულ მათგანთან და, შესაბამისად, მისი განვითარებისა და ფუნქციონირების მართვა შესაძლებელია მხოლოდ ოპტიმიზაციის თანამედროვე მეთოდების გამოყენების გზით.

განვითარების ოპტიმიზაციის ამოცანები შეიძლება დავეყოს ორ ძირითად ჯგუფად. პირველ ჯგუფში შედის ის ამოცანები, რომელთა მიზანია მიღწეული იქნეს მაქსიმალური ეფექტი მოცემული (შეზღუდული) რესურსების პირობებში. მეორე ჯგუფში შედის ის ამოცანები, რომელთა მიზანია წინასწარ დადგენილი (გამიზნული) შედეგები (რეზულტატი) მიღწეული იქნეს მინიმალური დანახარჯების (გამოყენებული რესურსის) პირობებში.

ელექტროენერგეტიკული სისტემისა და მისი შემადგენელი ნაწილების ფუნქციონირებისა და განვითარების ოპტიმიზაციის ამოცანები, თავიანთი სპეციფიურობიდან გამომდინარე, მიეკუთვნება ამოცანათა მეორე ჯგუფს.

თავი 1. დიდი ენერგეტიკული სისტემები

1.1. ენერგოსისტემის განვითარების ოპტიმიზაციის

ძირითადი კრიტერიუმები

ქვეყნის მეურნეობის განვითარება ხორციელდება პროდუქციის წარმოების გაზრდისა და სრულყოფის ხარჯზე. ეს შესაძლებელია როგორც მოქმედი საწარმოების რეკონსტრუქციისა და გაფართოების გზით, ასევე ახალი საწარმოების აგების ხარჯზე. ოპტიმალური განვითარება გულისხმობს ქვეყნის მატერიალური და შრომითი რესურსების გამოყენებისა და პროდუქციის წარმოების ისეთი გეგმის მოძიებას, რომელიც ყველაზე მეტად პასუხობს ოპტიმალურობის კრიტერიუმს.

კრიტერიუმი ეს არის მაჩვენებელი, რომლის საშუალებით შეიძლება დავადგინოთ რამდენად შეესაბამება მიღებული გადაწყვეტილება (გეგმა) წინასწარ დასახულ მიზანს ანუ ამ მაჩვენებლით შეიძლება შევადგინოთ სხვადასხვა ალტერნატიული გეგმები რამდენად ახლოსაა ოპტიმალურთან.

ენერგოსისტემა როგორც დიდი სისტემა ხასიათდება მრავალკრიტერიულობით. ელექტროენერგეტიკაში მიღებული გადაწყვეტილების შეფასების მაჩვენებლად (კრიტერიუმებად) განიხილება ეკონომიკურობის, საიმედოობის, ენერჯის ხარისხისა და გარემოს დაცვის (ეკოლოგიური) კრიტერიუმები.

ეკონომიკურობის კრიტერიუმის ძირითადი მოთხოვნაა: მოიძებნოს ქვეყნის მატერიალური და შრომითი რესურსების გამოყენების ისეთი გზა (გეგმა), რომელიც მოგვცემს მაქსიმალურ ეფექტს (შედეგს) ან წინასწარ დასახული მიზანი (შედეგი) მიღწეული იქნეს ქვეყნის მატერიალური და შრომითი რესურსების მინიმალური დანახარჯების პირობებში.

საიმედოობის კრიტერიუმი შეიცავსაერთო სასისტემო შემდეგ ძირითად თვისებებს:

- უტყუარობა - უწყეტად შეინარჩუნოს შრომისუნარიანობა საანგარიშო პერიოდში;
- მდგრადობისუნარიანობა - უწყეტად შეინარჩუნოს მდგრადობა საანგარიშო პერიოდში;
- რეჟიმული მართვალობა - მართვის გზით შეინარჩუნოს მუშაობის ნორმალური რეჟიმი;
- სიცოცხლისუნარიანობა - არ დაუშვას შემფითების კასკადური განვითარება;
- უსაფრთხოება - არ დაუშვას ადამიანებისთვის და გარემოსთვის საშიში სიტუაციები.

ელექტროენერჯის ხარისხის კრიტერიუმი. ელექტროენერჯის ხარისხი განისაზღვრება ორი ძირითადი პარამეტრით - ცვლადი დენის სიხშირე და ძაბვა. ამ პარამეტრების ნორმალური მნიშვნელობებიდან გადახრა აუარესებს ენერგოსისტემის ეკონომიკურობის მაჩვენებელსა და მუშაობის საიმედოობას. გარდა ამისა, ელექტროენერჯის ხარისხის შესაფასებლად სარგებლობენ ძაბვათა სამფაზა სისტემის არასიმეტრიულობისა და ცვლადი დენის არასინუსოიდულობის დონით.

გარემოს დაცვის კრიტერიუმი გულისხმობს ბუნებასა და ადამიანს შორის იმ კონფლიქტური სიტუაციების მოწესრიგებას, რაც მოსალოდნელია ადამიანის მიერ დაგეგმილი ტექნიკური ხასიათის გადაწყვეტილების განხორციელების შედეგად.

ოპტიმიზაციის ამოცანათა გადაწყვეტის პროცესში მრავალკრიტერიალობა საკმარისად მნიშვნელოვან პრობლემებს ქმნის, რომელთა დამლევა შესაძლებელია კრიტერიუმთა სკალარიზაციისა და შედარებითი უპირატესობის მეთოდების გამოყენებით.

კრიტერიუმთა სკალარიზაციის მეთოდი გულისხმობს მას, რომ დასმული ამოცანისთვის შედგენილი უნდა იქნეს ერთი

ეკვივალენტური ფუნქციონალი, რომელიც გააერთიანებს ყველა კრიტერიუმის ფუნქციონალს შესაბამისი ხვედრითი წონით. ამ მეთოდის დიდი ნაკლია ის, რომ მეტისმეტად რთულია დადგენილი იქნეს წონითი კოეფიციენტების შედარებით ზუსტი მნიშვნელობები. აქედან გამომდინარე, ენერგეტიკულ ამოცანებში ფართოდ გამოიყენება კრიტერიუმთა უპირატესობის მეთოდი. ამ მეთოდის თანახმად განიხილება კრიტერიუმთა მწკრივი, სადაც ცალკეული კრიტერიუმის ადგილი განსაზღვრულია მისი შედარებითი უპირატესობით მომდევნოს მიმართ. მწკრივში პირველ ნომრად განიხილება იმ კრიტერიუმის ფუნქციონალი, რომლის წონა დანარჩენებთან შედარებით აშკარად გამოკვეთილად მაღალია. დანარჩენი კრიტერიუმები კი განიხილება შეზღუდვის განტოლებების ან უტოლობების სახით.

რიგ ელექტროენერგეტიკულ ამოცანებში შესაძლებელია კრიტერიუმთა სკალარიზაციის მეთოდი გამოვიყენოთ ეკონომიკურობისა და საიმედოობის კრიტერიუმთა მიმართ, ხოლო ელექტროენერგიის ხარისხისა და გარემოს დაცვის კრიტერიუმები განხილული იქნეს შეზღუდვის განტოლებების ან უტოლობების სახით.

1.2. ელექტროენერგეტიკული სისტემის იერარქია და განვითარების ოპტიმიზაციის ამოცანათა დეკომპოზიცია

დიდი სისტემების ფუნქციონარებისა და განვითარების ოპტიმიზაციის ამოცანა შეუძლებელია ამოხსნილი იქნეს მის ყველა დეტალში ერთი კრიტერიუმის მიხედვითაც კი. მათემატიკური თვალსაზრისით ამის მიზეზი შემდეგია:

- 1) ამოცანის დიდი განზომილება, რაც თავისთავად წარმოადგენს გადაულახავ წინააღმდეგობას ერთი მოდელის ფარგლებში დადგენილი იქნეს სისტემის ყველა დეტალის (პარამეტრის) ოპტიმალური მნიშვნელობა;

2) პარამეტრთა სხვადასხვა მასშტაბურობა და ამ დიდი სისტემის ცალკეული შემადგენელი ნაწილების შესახებ სხვადასხვა სახის ინფორმაციის სხვადასხვა მასშტაბის ცდომილება.

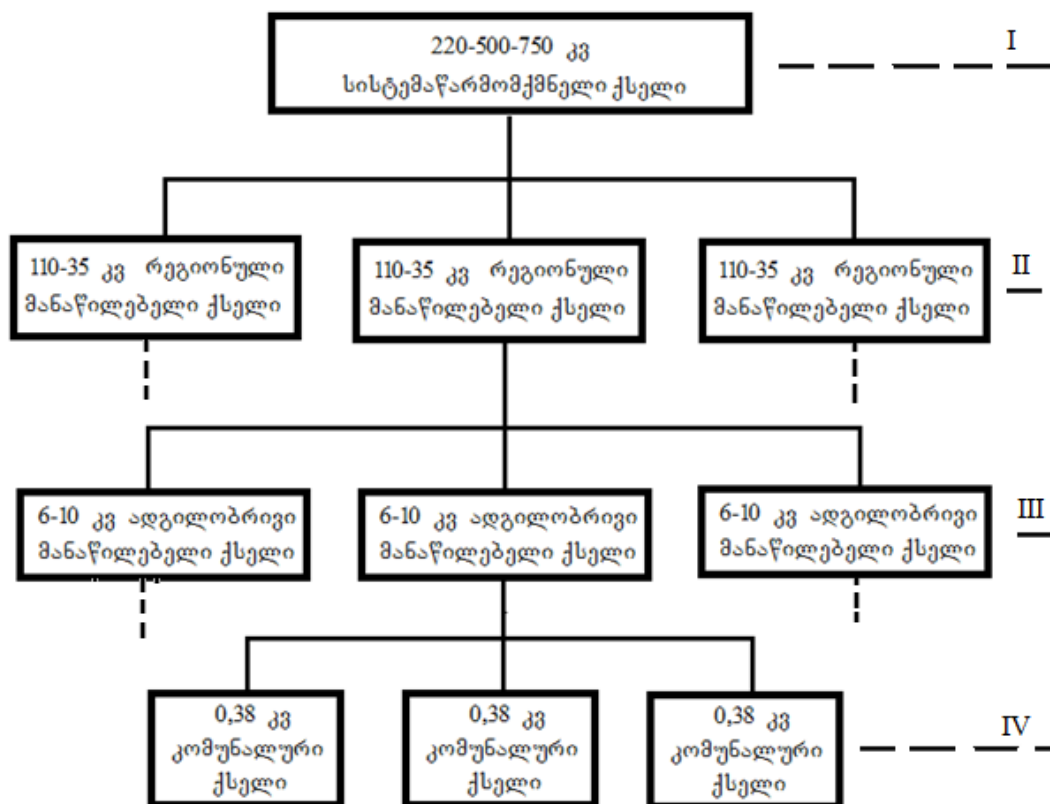
აქედან გამომდინარე, ბუნებრივად დაისმება მოთხოვნა დიდი სისტემის ოპტიმიზაციის გლობალური ამოცანა დავყოთ უფრო მცირე განზომილების (ლოკალურ) ამოცანებად. ანუ დიდი განზომილების ამოცანების ამოხსნისთვის გამოვიყენოთ დეკომპოზიციის პრინციპი. ამის საშუალებას იძლევა დიდი სისტემების იერარქიული წყობა.

იერარქიის უმაღლეს დონედ განიხილება ქვეყნის მთლიანი მეურნეობა, რომლის შემადგენელ ნაწილებს წარმოადგენს მომდევნო დონეზე განთავსებული სხვადასხვა დანიშნულების (ფუნქციუნალურად განსხვავებული) დარგობრივი სისტემები. ერთერთ ასეთ ფუნქციუნალურად განსხვავებულ დარგობრივი სისტემას წარმოადგენს ელექტროენერგეტიკული სისტემა, რომელიც თავის მხრივ შეიძლება წარმოვადგინოთ იერარქიული დონეების სახით.

ელექტროენერგეტიკული სისტემა, რომელიც ქვეყნის საერთო იერარქიულ სტრუქტურაში მეორე დონეზეა, აგრეთვე შეიცავს იერარქიულ დონეებს. კერძოდ, ამ იერარქიული წყობის პირველ დონეზეა 220-500-750 კვ მაღალი ძაბვის სისტემაწარმომქმნელი გადაცემის ქსელი. მეორე დონედ განიხილება 110-35 კვ ძაბვის რეგიონული მანაწილებელი ქსელები. მესამე დონეზეა 6-10 კვ ძაბვის ადგილობრივი მანაწილებელი ქსელები და მეოთხე დონეზეა 0,38 კვ ძაბვის კომუნალური ქსელები (ნახ.1.1).

იერარქიის უფრო მაღალი დონის სისტემა გლობალურ სისტემას წარმოადგენს მასში შემავალი უფრო დაბალი დონის სისტემებთან მიმართებაში. უფრო დაბალი დონის სისტემას გლობალურ სისტემასთან შედარებით ლოკალურ სისტემას უწოდებენ. გლობალურ სისტემა ლოკალური სისტემისაგან განსხვავდება არა

მართო მასშტაბურობით, არამედ ფუნქციებით. ამასთან, შეიმჩნევა, რომ ზოგიერთი საკითხი, რომელიც არსებითია ლოკალურ სისტემაში დასმული ამოცანის გადაწყვეტისას, არავითარ განსაკუთრებულ როლს არ ასრულებს გლობალური სისტემის ამოცანათა განხილვისას. თავის მხრივ, გლობალური სისტემისთვის გვიწევს გადავწყვიტოთ ისეთი საკითხები, რომლებიც ლოკალურ სისტემებში არ განიხილება. იერარქიულ წყობაში გლობალურ და ლოკალურ სისტემებს შორის საკითხთა ასეთი გამიჯვნა საშუალებას იძლევა, ერთი მხრივ, მნიშვნელოვნად შევამციროთ დასმული ამოცანის განზომილება (მასშტაბურობა) და, მეორე მხრივ, აშკარად გამოვკვეთოთ ერთი რომელიმე კრიტერიუმის უპირატესობა დანარჩენების მიმართ.



ნახ.1.1. ელექტროსისტემის იერარქიული სტრუქტურა

იერარქიული სტრუქტურის ყველა დონეს შორის არსებობს ვერტიკალური და ჰორიზონტალური მეტ-ნაკლებად ძლიერი

პირდაპირი და უკუ კავშირები. ამ კავშირებით გადაეცემა სისტემების ურთიერთ გავლენა, რაც გათვალისწინებული უნდა იქნეს ამა თუ იმ სისტემის ფუნქციონირებისა და განვითარების მათემატიკური მოდელის ფორმირებისას. ენერგეტიკული სისტემა ღია ტიპის სისტემაა. მას ქვეყნის ყველა დარგთან აქვს მჭიდრო კავშირი.

მოცემული სისტემის სახვა სისტემებთან ვერტიკალური და ჰორიზონტალური კავშირების ხასიათი და თვისებები ისეთია, რომ განსახილველი სისტემის არსებობა და განვითარება დამოკიდებულია იერარქიულად უახლოესი მაღალი დონის გლობალურ და ამავე საფეხურის მაზობელ სისტემაზე. ამიტომ, ამოცანათა გამარტივების მიზნით ან უარი უნდა ვთქვათ სისტემებს შორის ამ ურთიეთ გავლენებზე, ან ეს გავლენა განვიხილოთ როგორც მუდმივი სიდიდის გავლენა. ამ გზით განსახილველი სისტემა განიხილება როგორც დამოუკიდებელი სისტემა. ანალიზი გვიჩვენებს, რომ დამოუკიდებელი სისტემის გამოყოფა შესაძლებელია, თუ სწორად დავადგენთ ამ პირობითად დამოუკიდებელი სისტემის საზღვრებს. ეს საზღვარი უნდა გადიოდეს იმ კავშირზე, რომლის საშუალებით სისტემიდან სისტემაზე გადაეცემა არაარსებითი გავლენა, ან ეს გავლენა შედარებით მუდმივი ქმედების ხასიათისაა.

ელექტროენერგეტიკულ სისტემას ელექტროენერგიის მომხმარებელთა მხრიდან წაეყენება მთელი რიგი მოთხოვნები. მათ შორის:

- უწყვეტი ელექტრომომარაგება ანუ ელექტრომომარაგების საიმედოობის მაღალი დონე;
- მიწოდებული ელექტროენერგიის მაღალი ხარისხი ანუ ამ ენერგიის ხარისხის მახასიათებელი პარამეტრების უზრუნველყოფა მათთვის დასაშვებ ფარგლებში;

- იაფი ელექტროენერგია ანუ ელექტროენერჯის წარმოება, გადაცემა და განაწილების ტექნოლოგიური პროცესის განხორციელება მინიმალური დანახარჯების პირობებში;
- ეკოლოგიური უსაფრთხოება ანუ ელექტროსისტემის ფუნქციონირებისა და განვითარების წარმართვა გარემოსთვის მინიმალური ზიანის მიყენების პირობებში;
- ტექნოლოგიური უსაფრთხოება ანუ საწარმოო დანადგარ-მოწყობილობათა და მთლიანად ენერგობიექტების ისეთი საექსპლუატაციო პირობების შექმნა, რომელიც უზრუნველყოფს როგორც თვით დანადგარების ტექნიკურ უსაფრთხოებას, ასევე მომსახურე პერსონალისა და გარეშე პირთა სიცოცხლის უსაფრთხოებას.

ელექტროენერგეტიკული სისტემის IV იერარქიული დონე (0,38 კვ ძაბვის კომუნალური ქსელი) პრაქტიკულად ლოკალური იერარქიული სისტემაა. მას აქვს მხოლოდ ერთი ვერტიკალური კავშირი III დონის სისტემასთან და არ გააჩნია ჰორიზონტალური კავშირები ამავე დონის სისტემებთან. III იერარქიული დონე IV დონისთვის წარმოადგენს კვების ცენტრს, რომელიც უზრუნველყოფს ენერჯის ხარისხის (ძაბვის) საჭირო სიდიდეს. ამ სისტემაში, ძირითადად, ერთფაზა მომხმარებლებია და ფაზური რეზერვირების შესაძლებლობა უზრუნველყოფს ამ სისტემის მომხმარებლებათათვის ელექტრომომარაგების საიმედოობის საკმარის დონეს. ამ სისტემის გადაცემის ქსელის მოწყობის მექანიკური სიმტკიცის მოთხოვნების (ტექნოლოგიური უსაფრთხოება) მიხედვით შერჩეული სადენტა განიკვეთები უკვე უზრუნველყოფენ ძაბვისა და ენერჯის დანაკარგების მიმართ წაყენებულ მოთხოვნებს. აქედან გამომდინარე, ამ დონის სისტემებში ოპტიმიზაციის ამოცანები, პრაქტიკულად, არ განიხილება.

III იერარქიული დონე(6-10 კვ ძაბვის ადგილობრივი მანაწილებელი ქსელი) ვერტიკალურ კავშირშია II და IV დონეებთან. II დონე III დონის მკვებავ ქსელს წარმოადგენს და, ამდენად, ამ დონეებს შორის კავშირი განიხილება როგორც III დონის კვების ცენტრი. აქ დამონტაჟებული სადაბლებელი ტრანსფორმატორების ძაბვის რეგულირების მოწყობილობა უზრუნველყოფს ენერჯის სათანადო ხარისხს III დონის საწარმოო სისტემაში. ამ სისტემაში სამფაზა მომხმარებლებია. აქ გადაცემის ქსელი, ძირითადად, რადიალურ-მაგისტრალური ქსელია და ამ ქსელებში, უფრო ხშირად, განიხილება რეაქტიული დატვირთვის ოპტიმალური კომპენსაციისა და გადაცემის ხაზების სადენთა ოპტიმალური განიკვეთების შერჩევის ამოცანა. ამ სახის ამოცანებისთვის კრიტერიუმად განიხილება ქსელში ძაბვისა და ენერჯის დანაკარგების მინიმიზაცია. ამ დონის სისტემებს ურთიერთ რეზერვირების მიზნით გააჩნიათ ჰორიზონტალური კავშირები, რომელიც ნორმალური ექსპლუატაციის პირობებში გახსნილია და, აქედან გამომდინარე, ამ სისტემებში რაიმე სახის ოპტიმიზაციის ამოცანის ამოხსნისას აღნიშნული ჰორიზონტალური კავშირები უგულვებელყოფილია.

II იერარქიული დონე(110-35 კვ ძაბვის რეგიონული მანაწილებელი ქსელი) ვერტიკალურ კავშირშია I და III დონეებთან. ამასთან, I დონე II დონის მკვებავ ქსელს წარმოადგენს და, ამდენად, ამ დონეებს შორის კავშირი განიხილება როგორც II დონის კვების ცენტრი. აქ დამონტაჟებული სადაბლებელი ტრანსფორმატორების ძაბვის რეგულირების მოწყობილობა უზრუნველყოფს ენერჯის სათანადო ხარისხს II დონის საწარმოო სისტემაში. ამ საწარმოო სისტემაში ფუნქციონირებს გენერაციის ადგილობრივი წყაროები (მცირე და საშუალო სიმძლავრის ელექტროსადგურები). აქ შეიძლება იყოს როგორც გახსნილი, ასევე შეკრული გადაცემის ქსელი. აქედან

გამომდინარე, ამ საწარმოო დონეზე ოპტიმიზაციის ამოცანათა რიცხვს განეკუთვნება: აქტიური დატვირთვის ოპტიმალური განაწილება ელექტროსადგურებს შორის; გადაცემის ხაზების ნომინალური ძაბვისა და სადენის განიკვეთის ოპტიმალური შერჩევა; რეაქტიული დატვირთვის ოპტიმალური კომპენსაცია მაკომპენსირებელი დანადგარების სიმძლავრისა და ქსელში მათი გაადგილების ოპტიმალური შერჩევით. II დონის საწარმოო სისტემებს შორის ურთიერთ რეზერვირების მიზნით არსებობს ჰორიზონტალური კავშირები, მაგრამ ეს კავშირები ქსელის ნორმალური ექსპლუატაციის დროს, როგორც წესი, გახსნილია და, აქედან გამომდინარე, ამ სისტემებში რაიმე სახის ოპტიმიზაციის ამოცანის ამოხსნისას აღნიშნული ჰორიზონტალური კავშირები არ განიხილება, ან განიხილება როგორც უცვლელი გავლენის კავშირი.

ელექტროენერგეტიკული სისტემის I იერარქიული დონე(220-500-7500 კვ ძაბვის სისტემაწარმომქმნელი ქსელი) გლობალური საწარმოო სისტემაა. ამ იერარქიულ დონეზე გადაცემის ქსელი რთული შეკრული ქსელია. აქ განიხილება სისტემის ფუნქციონირებისა და განვითარების ოპტიმიზაციის ამოცანათა ფართო სპექტრი: აქტიური დატვირთვის ოპტიმალური განაწილება ელექტროსადგურებს შორის; რეაქტიული დატვირთვის სტატიკური წყაროების სიმძლავრისა და გაადგილების ოპტიმალური შერჩევა; II დონის სისტემებთან კავშირის პუნქტებში ძაბვის რეგულირების მოწყობილობათა ავტომატური მართვა; სიხშირის მართვა; გადაცემის ქსელში სიმძლავრისა და ენერჯის დანაკარგების მინიმიზაცია; სისტემის განვითარების ოპტიმიზაცია, რაც გულისხმობს ახალი ელექტროსადგურების მშენებლობასა და გადაცემის ქსელის გამტარუნარიანობის გაძლიერებას. ეს ამოცანები, ზოგადად, მოითხოვს დატვირთვის როგორც მოკლევადიან, ასევე გრძელვადიან პროგნოზირებას, პირველადი ენერგორესურსების რაციონალური

გამოყენებისა და ეკოლოგიური უსაფრთხოების საკითხების გადაწყვეტას.

1.3. დატვირთვის პროგნოზირება

ელექტროენერგეტიკულ სისტემებში

როგორც ცნობილია, მოხმარება განსაზღვრავს წარმოებას და ამიტომ სისტემის პერსპექტიული განვითარების დაგეგმისთვის, პირველ რიგში, შეფასებული უნდა იქნეს ქვეყნის შიგა მოთხოვნილება ელექტროენერგიაზე, ასევე მეზობელი ქვეყნების ენერჯის სისტემებში ელექტროენერჯის ექსპორტის მოსალოდნელი მოცულობა. სრულყოფილი ანალიზის ჩატარებისთვის მიზანშეწონილია ეს შეფასება შესრულდეს წლის ცალკეული თვეების მიხედვით. შეფასებული უნდა იქნეს მოსალოდნელი წლიური მოხმარება და სისტემის მოსალოდნელი მაქსიმალური (პიკური) დატვირთვა.

ელექტროენერგიაზე მოთხოვნილებისა და პერსპექტიული დატვირთვის პროგნოზირება შეიძლება ჩატარდეს პირდაპირი გაანგარიშების, ხვედრითი დატვირთვის, ექსტრაპოლიაციის, ექსპერტიზის მეთოდებით და სხვა მიდგომებით.

პირდაპირი გაანგარიშების მეთოდი შეიძლება გამოყენებული იქნეს იმ შემთხვევაში, როცა ცნობილია ქვეყნის ცალკეული დარგების განვითარების გეგმები, ცნობილია ამ დარგების მიერ წარმოებული პროდუქციის პროგნოზული მაჩვენებლები და ელექტროენერჯის ის ხვედრითი ხარჯი, რომელიც საჭიროა ერთეულოვანი პროდუქციის გამოსაშვებად ახალი ტექნიკისა და ტექნოლოგიების გათვალისწინებით. ამ მონაცემების მიხედვით საპროექტო პერიოდის ტეტაპზე განისაზღვრება სისტემის ჯამური მოსალოდნელი მოთხოვნილება ელექტროენერგიაზე

$$W_t = \sum W_{b_{g,i,t}} \cdot \Pi_{i,t}$$

სადაც: W_t – ელექტრომოხმარების მოცულობა განვითარების ტეტაპზე;

n – სამეურნეო დარგების საერთო რაოდენობა;

$W_{b_{g,i,t}}$ – საპროექტო პერიოდის ტეტაპზე i -ური დარგის მიერ ერთეულოვანი პროდუქციის გამოსაშვებად საჭირო ელექტროენერჯის ხვედრითი ხარჯი;

$\Pi_{i,t}$ – იმავე ტეტაპზე იმავე i -ური დარგის მიერ გამოსაშვები (დაგეგმილი) პროდუქციის მოცულობა.

აღნიშნული პარამეტრები ცალკეული დარგების მიხედვით დადგინდება ქვეყნის ეკონომიკის განვითარების საერთო გეგმის ფარგლებში შესაბამისი სახელმწიფო ორგანიზაციების მიერ. ცხადია, რომ ეს პარამეტრები გარკვეულ ცდომილებებს შეიცავს, მაგრამ მთელი ქვეყნის მასშტაბით 10-20 წლიანი საპროექტო პერიოდისთვის ჯამური ცდომილება არ აღემატება 8-12%-ს, რაც სავსებით დასაშვებია. პროგნოზირების ამ მეთოდის სრულყოფილი გამოყენება ყოველთვის შესაძლებელი არ არის, რადგანაც შეიძლება არ გაგვაჩნდეს ქვეყნის ეკონომიკის განვითარების ცალსახად ჩამოყალიბებული კონცეფცია ცალკეული დარგების მიხედვით.

ხვედრითი დატვირთვის მეთოდი ძირითადად გამოიყენება სამრეწველო საწარმოების დატვირთვის პროგნოზირებისას. ამ საწარმოებში 1 მ² ფართობზე გადაანგარიშებით განათების დატვირთვა შედარებით მუდმივი სიდიდისაა და მიახლოებით შეადგენს (20-80) ვტ/მ². ხოლო ძალოვანი დატვირთვა საკმარისად დიდ ფარგლებში იცვლება ≈ (50-250) ვტ/მ². ცნობილი ხვედრითი დატვირთვისა და საწარმოს მოცემული დანაყოფის სასარგებლო ფართის მიხედვით შეიძლება განვსაზღვროთ ამ დანაყოფის საანგარისო მაქსიმალური დატვირთვა

$$P_{\text{საანგ.}} = P_{\text{ბგ.}} \cdot F \cdot 10^{-3} \text{კვტ.}$$

სადაც: $P_{\text{ბგ.}}$ - ხვედრითი დატვირთვა, ვტ/მ²,

F -საწარმოს მოცემული დანაყოფის სასარგებლო საწარმოო ფართობი, მ².

ანალოგიურად განისაზღვრება საწარმოს დანარჩენი დანაყოფების საანგარიშო დატვირთვა და, შესაბამისად, მთელი საწარმოს საანგარიშო დატვირთვა.

ექსტრაპოლიაციის მეთოდი დაფუძნებულია გასული წლების სარწმუნო სტატისტიკურ ინფორმაციაზე. ამ ინფორმაციის ანალიზის საფუძველზე დაადგენენ ცალკეული დარგების (ელექტროენერგეტიკული რეგიონების) ელექტრომოხმარების საშუალო წლიურ ნაზრდს და მარტივი საანგარიშო გამოსახულებით განსაზღვრავენ მომავლის მოხმარებას საანგარიშო პერიოდის ეტაპზე

$$W_t = W_0 \left(1 + \frac{a\%}{100} (t - t_0)\right)$$

სადაც: W_0 – ელექტრომოხმარების მოცულობა საწყის t_0 ბაზისურ ეტაპზე;

$a\%$ – ელექტრომოხმარების საშუალოწლიური ნაზრდი პროცენტებში.

თავისი შინაარსით ექსტრაპოლიაცია წარმოადგენს წარსულის გაგრძელებას მომავალში. ასეთი მიდგომა ზოგჯერ არასაიმედოა, რადგანაც ეს მეთოდი აგებულია სტატისტიკური ინფორმაციის მშრალ ანალიზზე და არ ღრმავდება განვითარების ლოგიკაში, მოვლენათა ფიზიკაში, რამაც შეიძლება აბსურდული შედეგებიც კი მოგვცეს. ელექტროენერგის მოხმარების არასტაბილურობის პირობებში ძნელია ამ მეთოდით შეაფასო მოხმარების პროგნოზი უახლოესი პერიოდისთვისაც კი.

ექსპერტიზის მეთოდი გულისხმობს შესაბამისი დარგის სპეციალისტ-ექსპერტების მოწვევას და მათ გამოკითხვას პროგნოზის ჩასატარებლად. ექსპერტს უნდა გააჩნდეს მაღალი ინტუიცია და მუშაობის დიდი გამოცდილება. ექსპერტები მსჯელობენ პრობლემის გარშემო კომისიური წესით ან ინდივიდუალურად ანკეტების

შევსების გზით. თითოეული ექსპერტი გამოთქვამს თვის მოსაზრებას, რომელთა გაანალიზების საფუძველზე შემუშავდება საბოლოო რეზულტატი და გამოვლინდება განვითარების მიმართულება.

პერსპექტიული პერიოდისთვის ელექტროენერჯის ჯამური წლიური მოხმარების საანგარიშო სიდიდე, ქსელში ენერჯის დანაკარგებისა და ელექტროსადგურების საკუთარ მოხმარებაზე ენერჯის ხარჯის გათვალისწინებით, საშუალებას გვაძლევს გამოვთვალოთ ელექტროსისტემის მნიშვნელოვანი მახასიათებელი მაჩვენებელი - ელექტროენერჯის წლიური მოხმარება, რომლის მიხედვითაც შეფასდება ელექტროენერჯის გამომუშავების პროგნოზული მაჩვენებელი.

ენერგობალანსის ხარჯვითი ნაწილის მნიშვნელოვან მაჩვენებელს წარმოადგენს ენერგოსისტემის დატვირთვის შეთავსებული მაქსიმუმი - $P_{\text{მაქს.}} / \text{ამალღებული } P_{\text{მაქს.}}$. იწვევს ელექტროსადგურთა მოთხოვნილი ჯამური დადგმული სიმძლავრის გაზრდას და, შესაბამისად, მატერიალური რესურსების გაუმართლებელ გადახარჯვას. შემცირებული $P_{\text{მაქს.კი}}$ განაპირობებს ტექნიკო-ეკონომიკურ ზარალს ენერჯის მიწოდებაში წარმოქმნილი შეზღუდვების გამო.

1.4. ოპტიმიზაციის ამოცანათა მათემატიკური მოდელი

ოპტიმიზაციის ამოცანათა მათემატიკური მოდელი ეს არის განტოლებათა სისტემა, რომელიც საწარმოო ტექნოლოგიური პროცესის ტექნიკურ-ეკონომიკურ მაჩვენებლებს აკავშირებს გამოსაკვლევი ობიექტის იმ არსებით მაჩვენებლებთან, რომლებიც ამოცანის საძიებელ პარამეტრებს წარმოადგენს.

ნებისმიერი ტექნოლოგიური პროცესის მართვის მათემატიკური მოდელი ზოგადად შეიცავს განტოლებათა (თანაფარდობათა) ხუთ ჯგუფს: ეფექტურობის განტოლება (მიზნის ფუნქცია); კავშირის

განტოლება; შეზღუდვის განტოლება და უტოლობა; ოპტიმალური მართვის განტოლება; ადაპტაციის განტოლება.

ეფექტურობის განტოლება წარმოადგენს საწარმოო ტექნოლოგიური პროცესის მიმდინარეობის მახასიათებელი ტექნიკურ-ეკონომიკური მაჩვენებლების მათემატიკურ გამოსახვას იმ საძიებელ პარამეტრებთან (დავალებასთან) მიმართებაში, რომლებიც ამ პროცესს განაპირობებენ. მაგალათად, კონდენსაციურ ელექტროსადგურზე ტექნოლოგიური პროცესი ეს არის პირველადი ენერგორესურსის (სათბობის) დაწვის შედეგად ელექტრული ენერჯის მიღების პროცესი. ამ პროცესის დავალებაა დროის მოცემულ ინტერვალში გარკვეული რაოდენობის ელექტროენერჯის გამომუშავება. ამ შემთხვევაში ოპტიმიზაციის ამოცანის მიზანს წარმოადგენს დავალების შესრულება განხორციელდეს პირველადი ენერგორესურსის (სათბობის) მინიმალური ხარჯის პირობებში. ამიტომ ხშირად ეფექტურობის განტოლებას მიზნის ფუნქციასაც უწოდებენ. სათბობის ხარჯის მინიმუმის მოთხოვნა წარმოადგენს ამოცანის კრიტერიუმს ანუ იმ საზომს, რომლის მიხედვითაც შეფასდება რამდენად მიღწეულია ამოცანის მიზანი.

ენერგეტიკაში საკმარისად ბევრი ამოცანა შეიძლება აღმოჩნდეს მრავალკრიტერიალური ანუ მისი შეფასება უნდა განხორციელდეს სხვადასხვა კრიტერიუმების მიხედვით ერთდროულად. ამ შემთხვევაში მიზნის ფუნქციის შედგენა (მათემატიკური ჩაწერა) საკმარისად გართულებულია.

ეფექტურობის განტოლება ანუ მიზნის ფუნქცია კრიტერიუმის მითითებით შეიძლება ჩაიწეროს შემდეგ ზოგად სახეში

$$\phi = \phi (y_i, x_j) \Rightarrow \min/\max \quad (1.1)$$

სადაც: x_j - საძიებელ ანუ გამომავალ (დამოუკიდებელ) ცვლადთა სიმრავლე;

y_i - შემავალ (დამოკიდებელ) ცვლადთა სიმრავლე.

კავშირის განტოლება აღწერს კავშირს წარმოების ტექნოლოგიური პროცესის შემავალ y_i და გამომავალ x_j პარამეტრებს შორის

$$y=y(x) \quad (1.2)$$

ამ დამოკიდებულებას წარმოების (ობიექტის) ტექნოლოგიური პროცესის მახასიათებელს უწოდებენ. იგი შეიძლება წარმოდგენილი იქნეს ცხრილების ან გრაფიკების (მრუდეების) სახით. ოპტიმიზაციის ამოცანებში უფრო მოხერხებულია მისი ანალიტიკური სახით ჩაწერა. მაგალითად, აგრეგატის (დანადგარის) ან მოწყობილობის სახარჯო მახასიათებელი.

შეზღუდვის განტოლებები (უტოლობები) წარმოადგენს შეზღუდვებს, რომლებიც დაედება ტექნოლოგიური პროცესის შემავალ ან გამომავალ პარამეტრებს ტოლობის (უტოლობის) სახით. ეს შეზღუდვები გამოსახავენ იმ პირობებს (მოთხოვნებს), რაც აუცილებლად უნდა შესრულდეს ტექნოლოგიური პროცესის რეალური განხორციელების თვალსაზრისით.

შეზღუდვის განტოლება, რომელიც წარმოადგენს კავშირს ტექნოლოგიური პროცესის გამოსავალ პარამეტრებს შორის, შეიძლება ჩაიწეროს შემდეგ სახეში

$$\begin{aligned} W_1(x_1, x_2, \dots, x_n) &= 0 \\ &\dots \dots \dots \dots \dots \\ W_k(x_1, x_2, \dots, x_n) &= 0 \quad (1.3) \\ &\dots \dots \dots \dots \dots \\ W_m(x_1, x_2, \dots, x_n) &= 0 \end{aligned}$$

სადაც: m - შეზღუდვის განტოლებათა რაოდენობა;

n - საძიებელ პარამეტრთა რაოდენობა.

იმისთვის, რომ ოპტიმიზაციის ამოცანას გააჩნდეს ალტერნატიული ამოხსნები, რომელთა შორის უნდა მოიძებნოს საუკეთესო (ოპტიმალური), აუცილებელია სრულდებოდეს პირობა $m < n$. წინააღმდეგ შემთხვევაში ამოცანას ან საერთოდ არ გააჩნია ამონახსნი (როცა $m > n$), ან აქვს ერთადერთი ამონახსნი (როცა $m = n$). ამ

ბოლო შემთხვევაში ამონახსნი შეიძლება არ აღმოჩნდეს საუკეთესო (ოპტიმალური).

შეზღუდვა შეიძლება იყოს მკაცრი ან არამკაცრი. მკაცრი შეზღუდვის დარღვევა დაუშვებელია, რადგანაც მან შეიძლება გამოიწვიოს ელემენტის (ობიექტის) დაზიანება ან ეწინააღმდეგება პროცესის ფიზიკურ აზრს. არამკაცრი შეზღუდვის დარღვევისას შეიძლება ადგილი ჰქონდეს გარკვეულ უარყოფით მოვლენას (მაგალითად, პროდუქციის გამოშვების გეგმის შეუსრულებლობა), მაგრამ იგი არ იწვევს რაიმე ავარიულ სიტუაციას.

უტოლობის სახის შეზღუდვა შეიძლება იყოს ცალმხრივი ან ორმხრივი. ეს უტოლობა გვიჩვენებს შემავალი და გამომავალი ცვლადების დასაშვებ ზღვრებს, საძიებელი ცვლადებისთვის შეზღუდვა ჩაიწერება შემდეგ სახეში

$$X_{j,\min} \leq X_j \leq X_{j,\max} \quad (1.4)$$

ოპტიმალური მართვის (ოპტიმიზაციის) განტოლება მიიღება მიზნის, კავშირისა და შეზღუდვის განტოლებათა ერთობლივი გათვალისწინებით და წარმოადგენს კავშირს საძიებელ ცვლადებსა და ოპტიმიზაციის მიზანს შორის. ოპტიმალური მართვის (ოპტიმიზაციის) განტოლება საშუალებას გვაძლევს განვახორციელოთ ტექნოლოგიური პროცესის ოპტიმალური მართვა.

ადაპტაციის განტოლება ითვალისწინებს მიმდინარე ტექნოლოგიურ პროცესში მოწოდებულ რეალურ ინფორმაციასა და პროგნოზირებულ (საწყის) ინფორმაციას შორის განსხვავებას. საკითხისადმი ასეთი მიდგომა უკავშირდება მას, რომ ოპტიმიზაციის ამოცანის ამონახსნი, რომელიც მიიღება პროგნოზირებული ინფორმაციის საფუძველზე, მოითხოვს კორექტირებას, რადგანაც არსებული რეალური ინფორმაცია გარკვეული ხარისხით განსხვავდება პროგნოზირებული ინფორმაციისაგან.

ადაპტაციის განტოლების დანიშნულებაა პროგნოზირებული და რეალური საწყისი ინფორმაციების საფუძველზე დადგენილი ამოხსნების რეალიზაციას მიღებულ ეფექტებს შორის განსხვავება დაყვანილი იქნეს მინიმუმამდე.

ოპტიმიზაციის ამოცანის ხასიათის, შინაარსისა და მიზნის შესაბამისად შეიძლება ვისარგებლოთ სრული ან გამარტივებული მათემატიკური მოდელით. საწარმოო ტექნოლოგიური პროცესის სრული მათემატიკური მოდელი შეიცავს ზემოთ აღნიშნულ ხუთივე სახის განტოლებას. გამარტივებულ მათემატიკურ მოდელს მიეკუთვნება შეფასებითი (იმიტაციური) და ოპტიმიზაციური მოდელი. შეფასებითი მათემატიკური მოდელი არ შეიცავს მართვისა და ადაპტაციის განტოლებებს, ხოლო ოპტიმიზაციური მოდელი კი არ შეიცავს მხოლოდ ადაპტაციის განტოლებას.

შეფასებითიმოდელით სარგებლობისას კავშირისა და შეზღუდვის განტოლებების (უტოლობების) გათვალისწინებით ახდენენ მიზნის ფუნქციის გამოთვლას და ოპერატორს საშუალება აქვს შეაფასოს ტექნოლოგიური პროცესის მიმდინარეობის ესა თუ ის ვარიანტი. ოპტიმიზაციური მოდელი, რომელიც დამატებით შეიცავს მართვის განტოლებას, ამოცანის ამოხსნის შედეგად გვაძლევს საძიებელ ცვლადთა სიმრავლეს, რომელთა რეალიზაციისას მიღწეული იქნება დასახული მიზანი - ტექნოლოგიური პროცესის მიმდინარეობის საუკეთესო (ოპტიმალური) ვარიანტი.

მათემატიკური მოდელის სახე მნიშვნელოვნად დამოკიდებულია არსებული ინფორმაციის სიზუსტეზე, ამ ინფორმაციის მიღება-დამუშავების ხარისხზე და ოპტიმიზაციის მეთოდზე. როცა საწყისი ინფორმაცია მოცემულია დეტერმინირებულ სახეში და შესაძლებელია ობიექტის ტექნოლოგიური პროცესის მიზანდასახული მიმდინარეობის შესახებ მივიღოთ ადეკვატური პასუხი, მაშინ ამოცანის ამოხსნა, წინასწარ დადგენილი გლობალური კრიტერიუმის

შესაბამისად, შეიძლება მოლიანად მივანდოთ გამოთვლით ტექნიკას მათემატიკური მოდელის გამოყენების საფუძველზე. ამ შემთხვევაში გვაქვს ოპტიმიზაციური მათემატიკური მოდელი. სხვა შემთხვევაში გამოიყენება იმიტაციური (შეფასებითი) მოდელი და საბოლოო გადაწყვეტილებას ღებულობს ადამიანი ან ადამიანთა ჯგუფი გამოცდილებისა და ინტუიციაზე დაყრდნობით.

ოპტიმიზაციის ამოცანის ამოხსნა ნიშნავს ტექნოლოგიური პროცესის მახასიათებელი პარამეტრების მოძიებას, რომლებიც უზრუნველყოფენ სისტემის ფუნქციონირებასა და განვითარების ეფექტურობის განტოლების (მიზნის ფუნქციის) ექსტრემუმს შეზღუდვის ყველა სახის განტოლებათა და უტოლობათა შესრულების პირობებში.

ოპტიმიზაციის ამოცანაში შეზღუდვის განტოლების გათვალისწინება ხდება ლაგრანჟის განუსაზღვრელი მამრავლის გამოყენებით. კერძოდ, მიზნის ფუნქციის ნაცვლად განიხილება სპეციალური, ე.წ. ლაგრანჟის ფუნქცია, რომელიც მიიღება მიზნის ფუნქციისა და შეზღუდვის განტოლების წრფივი კომბინაციის გზით.

ოპტიმიზაციის ამოცანაში შეზღუდვის უტოლობების გათვალისწინება ხდება შემდეგი წესით. თუ ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემის ამონხსნის შემდეგ აღმოჩნდა, რომ რომელიმე საძიებელი ცვლადისთვის დაირღვა შეზღუდვის უტოლობა მარცხნიდან/მარჯვნიდან, მაშინ განტოლებათა საწყის სისტემაში ჩასვამენ ამ ცვლადის მარცხენა/მარჯვენა ზღვრულ მნიშვნელობას და ამით გამოირიცხება ეს ცვლადი როგორც საძიებელი ცვლადი და, ამასთან განტოლებათა სისტემიდან ამოიღებენ ამ ცვლადის შესაბამის განტოლებას. მივიღებთ უფრო დაბალი რანგის განტოლებათა სისტემას. ასეთი მიდგომა გამოყენებული იქნება ყველა იმ საძიებელი ცვლადისთვის, რომელთათვისაც დაირღვევა შეზღუდვის უტოლობა. ამოვხსნით ახალ განტოლებათა სისტემას და დარჩენილი

ცვლადებისთვის გამოწმობთ შეზღუდვის უტოლობათა დარღვევის შემთხვევებს. თუ რომელიმე ცვლადისთვის ადგილი აქვს შეზღუდვის უტოლობის დარღვევის შემთხვევას, გავიმეორებთ ზემოთ აღწერილ პროცედურას. ასეთი სახის პროცედურა გაგრძელდება მანამ, სანამ ყველა საძიებელი ცვლადისთვის დაცული არ იქნება მისი შეზღუდვის უტოლობა.

ლაგრანჟის განუსაზღვრელი მამრავლის გამოყენებით მიზნის ფუნქციის ნაცვლად ჩაწერენ ლაგრანჟის ფუნქციას და მიზნის ფუნქციის ექსტრემუმის ნაცვლად განიხილავენ ლაგრანჟის ფუნქციის ექსტრემუმს

$$L = \psi + \sum_{k=1}^m \lambda_k W_k \Rightarrow \min \quad (1.5)$$

სადაც: ψ – მიზნის (ეფექტურობის) ფუნქცია;

W_k – შეზღუდვის განტოლებები;

λ_k – ლაგრანჟის განუსაზღვრელი მამრავლი.

ყველა საძიებელი ცვლადის მიმართ L ფუნქციის კერძო წარმოებულთა ნულთან გატოლებით მივიღებთ n განტოლებათა სისტემას

$$\frac{\partial L}{\partial x_1} = \frac{\partial \Psi}{\partial x_1} + \sum_{k=1}^m \lambda_k \frac{\partial W_k}{\partial x_1} = 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial x_2} = \frac{\partial \Psi}{\partial x_2} + \sum_{k=1}^m \lambda_k \frac{\partial W_k}{\partial x_2} = 0 \quad (1.6)$$

- - - - -

$$\frac{\partial L}{\partial x_n} = \frac{\partial \Psi}{\partial x_n} + \sum_{k=1}^m \lambda_k \frac{\partial W_k}{\partial x_n} = 0$$

ამ განტოლებათა სისტემისა და (1.3) შეზღუდვის განტოლებების ერთობლივი ამოხსნით განვსაზღვრავთ საძიებელ ცვლადებს და მიღებული შედეგების მიმართ (საძიებელი ცვლადების მიმართ)

გავითვალისწინებთ შეზღუდვის უტოლობებს ზემოთ აღწერილი პროცედურის მიხედვით.

დასკვნა თავი 1-ის მიმართ

პირველთავეში განხილულია დიდი ენერგეტიკული სისტემების ძირითადი თვისებები და თავისებურებანი. ჩამოყალიბებულია ელექტრული სისტემის ფუნქციონირებისა და განვითარების ოპტიმიზაციის ძირითადი კრიტერიუმები. გაანალიზებულია ელექტრული სისტემის იერარქიული სტრუქტურა. შეფასებულია ამ სტრუქტურის ცალკეულ დონეებს შორის ვერტიკალური და ჰორიზონტალური კავშირების დანიშნულება და ამ კავშირებით იერარქიულ დონეთა ურთიერთ გავლენის ხარისხი სხვადასხვა სახის ამოცანათა ამოხსნისას. ჩამოყალიბებულია ყველა იერარქიული დონის საწარმოო სისტემის ოპტიმიზაციის სახასიათო ამოცანების სახეები შესაბამისი კრიტერიუმების მითითებით.

გაანალიზებულია დატვირთვის პროგნოზირების მეთოდები, მათი გამოყენების არეალი, დადებითი და უარყოფითი მხარეები.

გაანალიზებულია ოპტიმიზაციის ამოცანების მათემატიკური მოდელირების სკიტხები და ამ ამოცანათა ამოხსნის ლაგრანჟის განუსაზღვრელ მამრავლთა მეთოდი. ჩამოყალიბებულია საძიებელ ცვლადთა შეზღუდვის უტოლობების გათვალისწინების ხერხი.

თავი 2. სამეცნიერო-ტექნიკური ლიტერატურის

მიმოხილვა

2.1. შესავალი

ელექტროენერგეტიკის დარგის განვითარების დაგეგმვას თავისი სპეციფიური თავისებურებანი გააჩნია. აქ ერთმანეთისგან დამოუკიდებლად წინასწარ განხილული და დაზუსტებული უნდა იქნეს ისეთი ამოცანები დასაკითხები, როგორცაა:

- მთლიანად ელექტროსისტემის და მისი ენერგოკვანძების დატვირთვის პროგნოზირება მრავალწლიანი პერიოდისთვის. ამ ამოცანის გადაწყვეტისას, სისტემის იერარქიული დონეების შესაბამისად, სარგებლობენ დატვირთვის პროგნოზირების სხვადასხვა მეთოდით. იერარქიის უფრო მაღალი დონეები, როგორც უფრო დიდი დანაყოფი, დატვირთვის ზრდის ტემპის პროცესის მდგრადობით ხასიათება და ამ დანაყოფისთვის შეიძლება გამოვიყენოთ პროგნოზირების ექსტრაპოლიაციის მეთოდი ანუ „წარსულის გაგრძელება მომავალში“;
- სათბობ-ენერგეტიკული კომპლექსის ოპტიმიზაციის ამოცანა. ეს ამოცანა გამოდის ელექტროენერგეტიკული სისტემის ამოცანათა სპექტრიდან, მაგრამ მისი გადაწყვეტა ფაქტიურად განსაზღვრავს ელექტროენერგეტიკული სისტემის განვითარების გზებს და, ამდენად, ეს ამოცანა განხილული უნდა იქნეს ელექტროენერგეტიკული სისტემის განვითარების საკითხებთან ურთიერთ კავშირში. ეს ამოცანა გულისხმობს თბოენერგეტიკული ბალანსის ოპტიმიზაციას, რაც მოიცავს ელექტროენერგეტიკისთვის გამოყოფილი სათბობის რაოდენობის დადგენასა და მისი ტრანსპორტირების საკითხებს;
- ელექტროსადგურების სტრუქტურის, სიმძლავრისა და ელექტროსისტემაში მათი გაადგილების ამოცანა. ამ ამოცანის გადაწყვეტისას გვიხდება მთელი რიგი საპროგნოზო

მაჩვენებლების განუსაზღვრელობის გათვალისწინება. კერძოდ, მაგენერირებელი მოწყობილობების ტექნიკო-ეკონომიკური მახასიათებლები, სათბობის ენერგეტიკული მაჩვენებლები, დატვირთვის გრაფიკის მახასიათებლები. ელექტროსადგურების გაადგილების საკითხის გადაწყვეტისას მხედველობაში უნდა იქნეს მიღებული ელექტროენერგეტიკის კავშირი მეურნეობის სხვა დარგებთან (ტრანსპორტი, მშენებლობა, სოფლის მეურნეობა) და, ასევე, მისი გავლენა გარემოზე;

- **ელექტროგადცემის ქსელის სქემის განვითარების ოპტიმიზაციის ამოცანა.** ეს ამოცანა ელექტროენერგეტიკული სისტემის იერარქიული სტრუქტურის დაქვემდებარებაშია. იგი რამდენიმე სტადიად განიხილება. პირველ სტადიაზე გადაწყდება სისტემაწარმომქმნელი ქსელის ოპტიმალური განვითარების საკითხები (ზემაღალი ძაბვის შიგასასისტემო ხაზები, მძლავრი ელექტროსადგურებიდან სიმძლავრის გამოტანა, სისტემათაშორისი ხაზები). მეორე სტადიაზე განიხილება უფრო დაბალი ძაბვის გადაცემის ქსელის დაგეგმვისა და ოპტიმალური განვითარების საკითხები. დაგეგმვისა და პროექტირების მასამე სტადია ითვალისწინებს რეგიონული ქსელების ოპტიმალური განვითარების საკითხებს.

ელექტროსისტემის სისტემის ოპტიმალური განვითარების საკითხებს მიეძღვნა მთელი რიგი მეცნიერული კვლევები[1, 3, 8, 9, 11, 15, 18, 20, 22, 24, 26, 27, 29].

2.2. მაგენერირებელ სიმძლავრეთა სტრუქტურის ოპტიმიზაცია

პირველი და შემდგომ ყველაზე უფრო სიღრმისეულად დამუშავებული იქნა ელექტროენერგეტიკული სისტემის განვითარების ოპტიმიზაციის წრფივი მოდელები. მათ შორის მნიშვნელოვანია მაგენერირებელ სიმძლავრეთა სტრუქტურის

ოპტიმიზაციის წრფივი მოდელი. ამ მოდელმა გაიარა განვითარების ორი ეტაპი.

პირველ ეტაპზე ჩადებული იყო თვითონ ელექტროსისტემის წრფივი მოდელის ფორმირების პრინციპი [8]. აქ განხილულია ისეთი საკითხები, როგორცაა: სისტემის ეკვივალენტირება, სიმძლავრისა და ენერჯის ბალანსის დაგეგმვა, ქსელის ელემენტების არაწრფივობის გათვალისწინება, შეზღუდვები სათბობის რესურსების მიხედვით, ელექტროგადაცემის მოდელის შემუშავება.

მეორე ეტაპზე მოდელმა განიცადა სრულყოფა. დამატებით გათვალისწინებული იქნა: ელექტროსისტემის დატვირთვის გრაფიკის მიხედვითა და ზონური ოპტიმიზაციის მეთოდით გამოთვლილი დღეღამური ოპტიმალური რეჟიმები, განვითარების განუზღვრელობის პირობებში მოდელების გამოკვლევის მეთოდები, ქვეყნის მეურნეობის სხვა დარგებთან ელექტროენერგეტიკული სისტემის კავშირი.

სისტემის სტრუქტურის ოპტიმიზაციის წრფივ მოდელში [1] საწყის მონაცემთა მთელი სპექტრი დაყოფილია ორ ჯგუფად - ტექნიკური და ეკონომიკური.

მონაცემთა ტექნიკურ ჯგუფს მიეკუთვნება დატვირთვის კვანძების ძირითადი მახასიათებელი მონაცემები:

□ კვანძის მდებარეობა $e=1, 2, \dots, E$ და ამ კვანძის P_{eh} დატვირთვა საანგარიშო T პერიოდის ყოველ $h=1, 2, \dots, H$ ინტერვალში;

□ დროის ინტერვალის ხანგრძლივობა t_h , წელი. ამასთან $\sum_{h=1}^H t_h = T$;

□ დატვირთვის ყოველი კვანძისთვის ენერჯის წლიური მოხმარება W_{eh} ;

□ ინფორმაცია სათბობის $i=1, 2, \dots, I$ ბაზების განლაგების შესახებ და სათბობის მოხმარების ზღვრული დასაშვები $B_{ih, \text{დას.}}$ დროის ყოველ h ინტერვალში;

- სხვადასხვა ტიპის ელექტროსადგურების (კონდესაციური, ჰიდრავლიკური, ატომური და სხვ.) გაადგილების $j=1, 2, \dots, J$ კვანძები;
- ელექტროსადგურების ზღვრული დასაშვები დადგმული სიმძლავრე $P_{ej,მაქს.}$, რაც განპირობებულია თბოსადგურებზე ტექნიკური წყალმომარაგების პირობებით და ჰიდროსადგურებზე წყლის სანიტარული ნორმებით;
- ჰიდროელექტროსადგურებისთვის ენერჯის წლიური გამომუშავება $W_{ej,ჰიდრო.}$

ენერგოსისტემისათვის საჭიროა ვიცოდეთ გადაცემის ქსელში ენერჯის დანაკარგების ფარდობითი მნიშვნელობა ჯამური მოხმარების მიმართ $\alpha_{დან.}$ და ელექტროსადგირებზე აქტიური სიმძლავრის რეზერვის ფარდობითი მნიშვნელობა ჯამური დადგმული სიმძლავრის მიმართ $\alpha_{რეზ.}$. გარდა ამისა ელექტროსადგურებისთვის უნდა ვიცოდეთ აგრეთვე საკუთარი მოხმარების სიმძლავრე ფარდობით ერთეულებში დადგმული სიმძლავრის მიმართ $\alpha_{ს/მ,ჯი.}$, სათბობის ხვედრითი ხარჯი b_{jih} და დადგმული სიმძლავრის გამოყენების ხანგრძლივობა T_{jih} .

ენერგობიექტების სამშენებლო ორგანიზაციების საწარმოო სიმძლავრეების შეზღუდულობა გვაიძულებს განვითარების ყოველ ეტაპზე გავითვალისწინოთ სადგურის დადგმული სიმძლავრის ექსპლუატაციაში გაშვების შესაძლო ზღვრული მნიშვნელობა $\delta P_{ej,ზღვ.}$.

მონაცემთა ეკონომიკურ ჯგუფს მიეკუთვნება კაპიტალური ხარჯების დაყვანის კოეფიციენტი α_{kh} და წარმოების მიმდინარე ანარიცხები α_{ch} . აუცილებელია, აგრეთვე, ვიცოდეთ ხვედრითი კაპიტალური ხარჯები k_{eih} , ელექტროენერჯის წარმოების საექსპლუატაციო ხარჯები c_{ej} , სათბობის ხარჯების

გათვალისწინების გარეშე და საამორტიზაციო ხარჯების α_{ei} ფარდობითი მნიშვნელობა კაპიტალური ხარჯების მიმართ.

სათბობის შემადგენელი ნაწილის ხარჯები განისაზღვრება მისი მოპოვებისა და ტრანსპორტირების ხვედრითი კაპიტალური ხარჯების k_{Tei} და სათბობის იზაზიდანეკვანძში განთავსებული ჯთბოელექტროსადგურამდე სათბობის ტრანსპორტირების თვითღირებულების c_{Tei} საფუძველზე.

ელექტროენერჯის ტრანსპორტირებაზე ხარჯები მიახლოებით გაითვალისწინება ელექტროგადაცემის კავშირების ხვედრითი კაპიტალური ხარჯების k_{ee} და კაპიტალური ხარჯების წლიური α_{ee} საფუძველზე.

წრფივი მოდელის რეალიზაცია ხორციელდება წრფივი პროგრამირების ალგორითმის საშუალებით, რომლის ერთერთი მოთხოვნაა საძიებელი ცვლადების არაუარყოფითობა.

რადგანაც სისტემათაშორის ხაზებზე და ზოგიერთ შიგასასისტემო ხაზებზე შეუძლებელია წინასწარ იქნეს დადგენილი სიმძლავრეთა ნაკადების მიმართულება, მოდელში ელექტროგადაცემის ხაზებისთვის P_{eeh} და P_{eh} სიმძლავრეთა ნაკადები, რომელთაგანაც, ოპტიმიზაციის თვალსაზრისით, ერთ-ერთი მათგანი უარყოფითია.

ოპტიმალურობის კრიტერიუმად მიღებულია სისტემის განვითარებისა და ექსპლუატაციის დაყვანილი ხარჯების ფუნქციონალი, რომელიც საწყისი ინფორმაციის შესაბამისად ჩაიწერება სამი შესაკრების სახით

$$Z = Z_{\text{სადგ.}} + Z_{\text{სათბ.}} + Z_{\text{ხაზ.}} \quad (2.1)$$

სადგ.: $Z_{\text{სადგ.}}$ - ელექტროსადგურების მშენებლობისა და ექსპლუატაციის

დაყვანილი ხარჯები;

$Z_{\text{სათბ.}}$ - სათბობის მოპოვებისა და ტრანსპორტირების დაყვანილი

ხარჯები;

3_{ხაზ.}-ელექტროგადაცემის ხაზების მშენებლობისა და ექსპლუატაციის დაყვანილი ხარჯები;

(2.1) ფუნქციონალის თითოეული შესაკრები ჩაწერილია შემდეგ სახეში:

$$3_{\text{სადგ.}} = \sum_{h=1}^H \left\{ \alpha_{kh} \sum_{e=1}^E \sum_{j=1}^J \sum_{i=1}^I k_{eji} (P_{ejih} - P_{eji,h-1}) + \alpha_{ch} \sum_{e=1}^E \sum_{j=1}^J \sum_{i=1}^I (\alpha_{eji} k_{eji} P_{ejih} + c_{eji} P_{ejih} T_{jih}) \right\} \quad (2.2)$$

$$3_{\text{სათბ.}} = \sum_{h=1}^H \left\{ \alpha_{kh} \sum_{i=1}^I \sum_{e=1}^E k_{Tei} \sum_{j=1}^J b_{jih} (P_{ejih} - P_{eji,h-1}) T_{jih} + \alpha_{ch} \sum_{i=1}^I \sum_{e=1}^E c_{Tei} \sum_{j=1}^J b_{jih} P_{ejih} T_{jih} \right\} \quad (2.3)$$

$$3_{\text{ხაზ.}} = \sum_{h=1}^H \left\{ \alpha_{kh} \sum_{ee'} k_{ee'} (P_{ee'h} - P_{ee',h-1} + P_{e'eh} - P_{e'e,h-1}) + \alpha_{ch} \sum_{ee'} \alpha_{ee'} k_{ee'} (P_{ee'h} + P_{e'eh}) \right\} \quad (2.4)$$

(2.1) ფუნქციის მინიმიზაცია ტარდება მთელი რიგი მოთხოვნებისა და შეზღუდვების პირობებში:

1. ეკვივალენტურ კვანძებში მოთხოვნილი სიმძლავრის უზრუნველყოფა;
2. ყოველ კვანძში სიმძლავრის ბალანსი;
3. ელექტროსადგურების (ძირითადად ჰესების) სიმძლავრისა და ენერჯის ზედა ზღვარი;
4. მოცემული ტიპის ელექტროსადგურის დადგმული სიმძლავრის ნაზრდის ზედა ზღვარი;
5. შეზღუდვა ზოგიერთი სახის სათბობის გამოყენებაზე;
6. მაქსიმალური დატვირთვის პერიოდში მოთხოვნილი სიმძლავრისა და ენერჯის უზრუნველყოფა ელექტროსადგურებზე რეზერვისა და საკუთარი მოხმარების გათვალისწინებით;
7. შეზღუდვები ახალი ობიექტების აშენების კაპიტალურ ხარჯებში.

2.3. ენერგოსისტემის განვითარების ოპტიმიზაციის

იმიტაციური მოდელები

(2.1) ფუნქციონალში შემავალი შესაკრებები 3_{სადგ.}, 3_{სათბ.} და 3_{ხაზ.} გაერთიანებული არიან ერთი საერთო კრიტერიუმის ქვეშ (დაყვანილი ხარჯების მინიმიზაცია) და ერთმანეთთან

ფუნქციონალურ კავშირში არიან. ელექტრული ქსელის განვითარების გათვალისწინება რამდენადმე ამცირებს ამოცანის ამონახსნის სანდოობის ხარისხს, რადგანაც გრძელვადიან და, განსაკუთრებით, შორეული პერსპექტივისთვის შეუძლებელია ცალკეული კვანძების დატვირთვის სათანადო სიზუსტით პროგნოზირება [1].

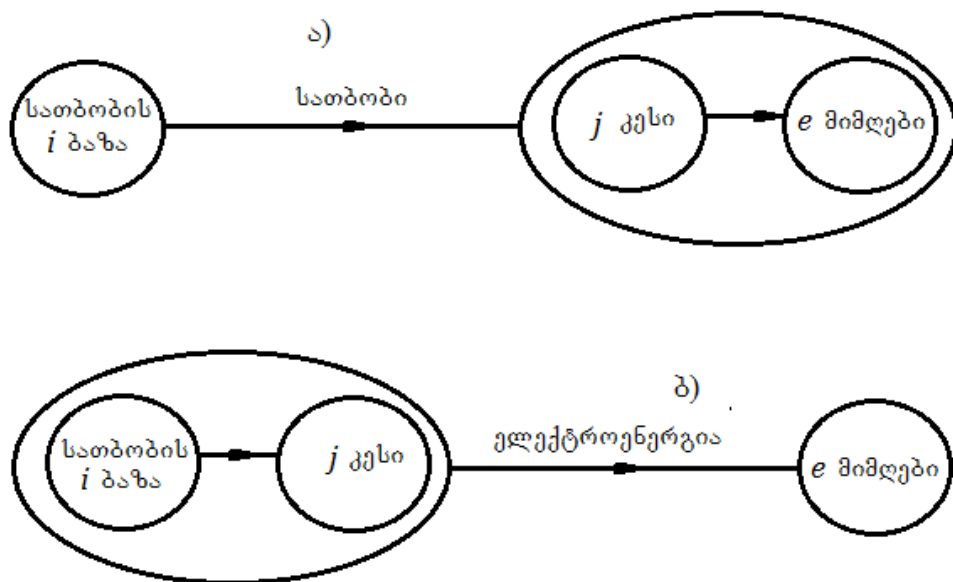
წარმოდგენილი წრფივი მოდელი საკმარისად ბევრ საძიებელ ცვლადს შეიცავს და, ამასთან, საკმარისად დიდი რაოდენობის ტექნიკური და ეკონომიკური ხასიათის საწყის ინფორმაციას მოითხოვს. ამ მოდელის ფუნქციონალის მინიმიზაციის პროცესში საკმარისად ბევრი შეზღუდვებია განტოლებებისა და უტოლობების სახით. ყველაფერი ეს რეალური ამოცანის ამოხსნას მნიშვნელოვნად ართულებს. ამიტომ ყოველი კონკრეტული შემთხვევისთვის, ინტუიციაზე დაყრდნობით, რეკომენდირებულია საწყის ინფორმაციაში გავმიჯნოთ არსებითი და არაარსებითი ინფორმაციები, რაც დამპროექტებლის მაღალ კვალიფიკაციასა და გამოცდილებას მოითხოვს. ზოგიერთ შემთხვევაში ამკარად არაეკონომიკური თბური და ელექტრული კავშირები შეიძლება გამოვრიცხოთ, რითაც გავამარტივებთ მოდელს და, შესაბამისად, ამოცანის ამოხსნის ალგორითმს.

მოდელში ჩადებულია სათბობისა და ელექტროენერჯის ტრანსპორტირების ხარჯები (ხვედრითი ხარჯების სახით), მაგრამ არ არის ჩადებული სათბობისა და ელექტროენერჯის ტრანსპორტირების მანძილები. ასევე, მოდელში არ არის ჩადებული ელექტროგადაცემის ქსელში სიმძლავრის (ენერჯის) დანაკარგები, რომელიც მნიშვნელოვან გავლენას ახდენს ქსელის და, საერთოდ, ენერგოსისტემის ეკონომიკურ მაჩვენებელზე.

წარმოდგენილი წრფივი მოდელის გამარტივების მიზნით შეიძლება ვისარგებლოთ შეფასებითი მოდელებით (იმიტაციური მოდელი). შესაბამისად, (2.1) ფუნქციონალი განიხილება ცალკეული ბლოკების

სახით [1]: სადგურების ბლოკი³_{სადგ.}, სათბობის ბლოკი³_{სათბ.} და ელექტროგადაცემის ქსელის ბლოკი³_{სახ.}.

მოდელში ელექტროსადგურების სიმძლავრისა და მათი გაადგილების ამოცანა უფრო კონდესაციური და ატომური სადგურების სიმძლავრისა და მათი გაადგილების ოპტიმიზაციის ამოცანაა. ამ სადგურების აგების ეკონომიკური მაჩვენებლები, უმეტეს შემთხვევაში, განისაზღვრება ადგილობრივი და მიმდებარე რეგიონული პირობების გათვალისწინებით. შეფასებითი (იმიტაციური) მოდელის მიხედვით განიხილება ორი შესაძლო ვარიანტი (ნახ.2.1): პირველი, სათბობის i ზაზიდან სათბობის ტრანსპორტირება და ელექტროენერჯის მოხმარების ეკვანძის მახლობლად⁴ თბოელექტროსადგურის აგება; მეორე, სათბობის i ზაზის რეგიონში⁵ თბოელექტროსადგურის აგება და ელექტროენერჯის ტრანსპორტირება მოხმარების ეკვანძამდე.



ნახ.2.1. იმიტაციური მოდელი

ამ კონკურენტუნარიანი ვარიანტების განხილვისას, გარდა ეკონომიკური ფუნქციონალისა, შეფასებული და გაანალიზებული უნდა იქნეს გარემოს დაცვის საკითხები როგორც თბოსადგურის

აგების ადგილის მიხედვით, ასევე, სათბობის/ელექტროენერჯის ტრანსპორტირების მთელ ტრასაზე (მაგისტრალზე). ამ ვარიანტებიდან შეირჩევა საუკეთესო.

სათბობის i ბაზის მიმართ განხილული იმიტაციური მოდელისაგან დამოუკიდებლად, ანალოგიურად, განიხილება იმიტაციური მოდელი $i+1$ სათბობის ბაზის მიმართ.

მოდელის ბლოკებად დაყოფა საშუალებას გვაძლევს უფრო დეტალურად შევავასოთ სათბობის i ბაზის გამოყენების ეფექტურობა, ელექტროსადგურის აგების რეგიონული პირობები (დასახლებულობა, ელექტროენერჯის მოთხოვნილება, გარემოს დაცვა და სხვ.) და მოვახდინოთ სათბობის/ელექტროენერჯის ტრანსპორტირების საშუალებათა ტექნიკურ-ეკონომიკური და ეკოლოგიური შედარება.

მოდელის ცალკეულ ბლოკებად განხილვის შემდეგ ხდება მათი გაერთიანება ერთ მთლიან მოდელში, რომლის ფუნქციონალი ჩაიწერება შემდეგ სახეში

$$Z = f(N_{jik}, j=1, 2, \dots, J; i=1, \dots, I; P_{eh}, e=1, \dots, E; h=1, \dots, H) \quad (2.5)$$

- სადაც: Z – კონდესაციური ელექტროსადგურების დაყვანილი ხარჯები;
- N – კონდესაციური ელექტროსადგურების დადგმული სიმძლავრე;
- P – მოხმარების კვანძების დატვირთვები.

(2.5) ფუნქციონალის იმიტაციური მოდელის შექმნა განპირობებულია იმიტაციური მიდგომების განვითარებით [24]. მის თავისებურებას წარმოადგენს ექსტრემალური ექსპერიმენტების დაგეგმვის მეთოდების გამოყენება [26].

მთელ რიგ სამეცნიერო-ტექნიკურ ლიტერატურაში [2, 4, 5, 6, 7, 20, 22, 27] განიხილება ელექტროსისტემის თბოჰიდროსადგურებს შორის აქტიური დატვირთვის ოპტიმალური განაწილების ამოცანათა მათემატიკური მოდელები ქსელში სიმძლავრის დანაკარგების

გათვალისწინებით. ამ მოდელებში აქტიური დატვირთვის ოპტიმალური განაწილების ამოცანა დაფუძნებულია ლაგრანჟის განუსაზღვრელი მამრავლის მეთოდზე და მიზნის ფუნქციის (ფუნქციონალის) სახით განიხილება კონდესაციურ ელექტროსადგურებში სათბობის ჯამური ხარჯი. აღნიშნული სახის მოდელის გაფართოება შესაძლებელია მასში ახლადასაშენებელი ელექტროსადგურების შემოყვანის გზით, რომლის დადგმული სიმძლავრე ექვემდებარება დადგენას (სადიებელი ცვლადი).

[20]-ში (SCADA – System Control and Data Acquisition) აქტიური დატვირთვის ოპტიმალური განაწილების ფუნქცია, საწარმოო ხარჯების მინიმიზაციის მიზნით, ახორციელებს ელექტროსადგურებს შორის გენერაციის ოპტიმიზაციის კონტროლს.

ამ საუკუნის დასაწყისში აშშ-ის არგონეს ნაციონალურ ლაბორატორიაში (ANL – Argonne national laboratory) შემუშავებული იქნა და რამდენიმე ქვეყანაში აპრობაციას გადის გენერაციისა და გადაცემის ოპტიმიზაციის (Generation and Transmission Maximization - GTMax) მოდელი [27]. ამ მოდელში არ განიხილება ენერგოსისტემის განვითარების საკითხები და, მსგავსად სხვა მოქმედი მოდელებისა, განიხილავს არსებულ ქსელში გენერაციისა და გადაცემის ოპტიმიზაციის (GTMax) ამოცანას.

[29]-ში სადგურებს შორის დატვირთვის ოპტიმალური განაწილების ამოცანაში ჩართულია წყალსაცავიან ჰესებთან კასკადში მომუშავე სეზონური ჰესებიც. აქ წყალსაცავიანი ჰესების დატვირთვის ოპტიმალურ მართვასთან პარალელურად გათვალისწინებულია მასთან კასკადში მომუშავე სეზონურ ჰესამდე წყლის ჩამოდინების ხანგრძლივობა და, შესაბამისად, სეზონური ჰესის დატვირთვის, დროში დაძრული, მართვის შესაძლებლობა.

დასკვნა თავი 2-ის მიმართ

მეორეთავში ჩატარებულია არსებულ სამეცნიერო-ტექნიკურ ლიტერატურაში ენერგოსისტემების განვითარებისა და მიმდინარე რეჟიმების ოპტიმიზაციის საკითხებისადმი მიძღვნილი სამეცნიერო შრომების განხილვა. გაანალიზებულია არსებული მათემატიკური მოდელების დადებითი და უარყოფითი მხარეები. ოპტიმიზაციური არსებული წრფივი მოდელების პარალელურად განხილულია იმიტაციური (შეფასებითი) მოდელები, რომელთა საშუალებით აღმოფხვრილია ის ხარვეზები, რომელთა დაძლევა ოპტიმიზაციური მოდელის ფარგლებში ვერ ხერხდება.

თავი 3. ჰიდროენერგოსისტემის განვითარების ოპტიმიზაცია

3.1. აქტიური სიმძლავრის წილობრივი დანაკარგები

ელექტროენერგეტიკული სისტემის პერსპექტიულ განვითარებასთან დაკავშირებული გადაწყვეტილების შეფასების ეკონომიკურობის კრიტერიუმს წარმოადგენს წლიური საექსპლუატაციო ხარჯები.

ელექტრული ქსელის წლიური საექსპლუატაციო ხარჯები წლის განმავლობაში მომხმარებლისთვის მიწოდებული ელექტრული ენერჯის გადაცემასა და განაწილებაზე გაწეული ხარჯების ტოლია. იგი შეიცავს ხარჯებს გადაცემის ქსელის მოწყობილობა-დანადგარების ამორტიზაციაზე, მიმდინარე რემონტსა და მომსახურებაზე და, აგრეთვე, ქსელში ელექტრული ენერჯის დანაკარგებით გამოწვეულ ხარჯებს.

ამორტიზაციის, მიმდინარე რემონტისა და მომსახურების ხარჯები მუდმივ წლიურ ხარჯებს წარმოადგენს და მოწყობილობა-დანადგარების კაპიტალური ხარჯების პროპორციული სიდიდეა

$$I_{\text{აგ}} = \alpha_{\text{აგ}} \% \cdot 10^{-2} \cdot K, \text{ ლარი/წელი,}$$

სადაც: K - გადაცემის ქსელის მოწყობილობა-დანადგარების მშენებლობისა და მონტაჟის ხარჯები (კაპიტალური ხარჯები), ლარი;
 $\alpha_{\text{აგ}} \%$ - საამორტიზაციო ანარიცხები პროცენტებში კაპიტალური ხარჯების მიმართ.

ელექტრული ენერჯის დანაკარგებით გამოწვეულ ხარჯები ცვლად ხარჯებს წარმოადგენს და დამოკიდებულია წლის განმავლობაში ქსელში ΔW დაკარგული ენერჯის რაოდენობაზე

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C, \text{ ლარი/წელი,}$$

სადაც; ΔW - ქსელში ელექტრული ენერჯის წლიური დანაკარგები, კვტსთ/წელი;

C - ენერგიის ღირებულება (გასაყიდი ღირებულება), ლარი/კვტსთ.

ქსელში აქტიური ენერგიის (სიმძლავრის) დანაკარგები შეიძლება გამოთვლილი იქნეს კვანძური დატვირთვებით/გენერაციით [2, 4, 5, 6, 7, 10]

$$\Delta P = \frac{1}{U_6^2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n (P_i P_j + Q_i Q_j) R_{ij}$$

აქ: R_{ij} - კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები;

P_i, P_j, Q_i და Q_j - კვანძური დატვირთვა/გენერაცია, რომელიც გენერაციის შემთხვევაში აიღება “+” ნიშნით და დატვირთვის შემთხვევაში კი “-” ნიშნით.

აღნიშნული გამოსახულებების საფუძველზე შეგვიძლია ჩავწეროთ სიმძლავრის დანაკარგების საანგარიშო გამოსახულებები, გამოწვეული მხოლოდ აქტიური და მხოლოდ რეაქტიული კვანძური დატვირთვებით/გენერაციით

$$\Delta P_P = \frac{1}{U_6^2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n P_i P_j R_{ij} \quad \Delta P_Q = \frac{1}{U_6^2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n Q_i Q_j R_{ij} \quad (3.1)$$

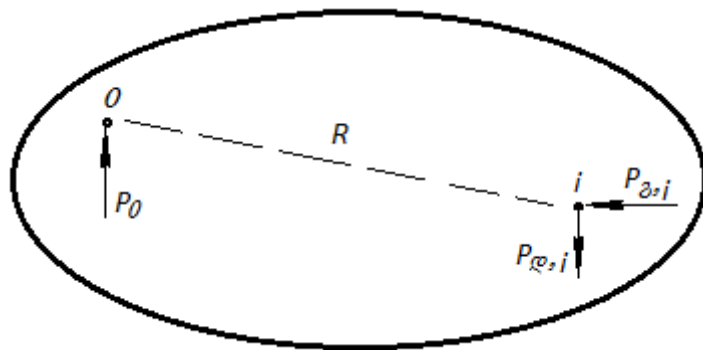
ამ გამოსახულებებიდან გამომდინარე ჩავწეროთ ცალკეული კვანძური დატვირთვებისა და გენერაციის მიერ გამოწვეული ე.წ. წილობრივი დანაკარგების [4, 30] საანგარიშო გამოსახულებები

$$\Delta P_{P_i} = \frac{P_i}{U_6^2} \sum_{j=1}^n P_j R_{ij} \quad \Delta P_{Q_i} = \frac{Q_i}{U_6^2} \sum_{j=1}^n Q_j R_{ij} \quad (3.2)$$

ამ გამოსახულებების ზოგადი ანალიზი გვიჩვენებს, რომ კვანძური დატვირთვებისა და გენერაციის მიერ გამოწვეული წილობრივი დანაკარგები შეიძლება იყოს როგორც დადებითი, ასევე უარყოფითი. კერძოდ, როცა მოცემული კვანძის რეგიონში გვაქვს გენერაციის დეფიციტი/სიჭარბე, მაშინ კვანძური გენერაციით გამოწვეული წილობრივი დანაკარგები უარყოფითია/დადებითია, ხოლო კვანძური დატვირთვით გამოწვეული წილობრივი დანაკარგები დადებითია/უარყოფითია.

აღნიშნულიდან გამომდინარე, სისტემაში სიმძლავრის დეფიციტის აღმოფხვრისას და ქსელში დანაკარგების მინიმიზაციის თვალსაზრისით, ეკონომიკურად უფრო ეფექტურია გენერაციის წყარო აიგოს იმ კვანძის რეგიონში, რომლის კვანძური დატვირთვით გამოწვეული დანაკარგები დადებითია, ან კვანძური გენერაციით გამოწვეული დანაკარგები უარყოფითია.

ამ კანონიერების ჭეშმარიტება შეიძლება ვაჩვენოთ შემდეგ გამარტივებულ მაგალითზე (ნახ.1). ამ ნახაზზე „0“ კვანძი წარმოადგენს მბალანსებელ კვანძს, ხოლო კვანძი i წარმოადგენს ქსელის რიგით კვანძს, სადაც მიერთებულია გენერაცია $P_{g,i}$ და მოხმარება $P_{d,i}$. ამ კვანძის საკუთარი წინააღმდეგობაა R . ანალიზის გამარტივების მიზნით ჩავთვალოთ, რომ ელექტროსისტემის სხვა კვანძებში გენერაცია და დატვირთვა არ არის.



ნახ.3.1. გენერაციის წყაროს აგების მიზანშეწონილობის მაგალითი

ამ შემთხვევაში გენერაციისა და მოხმარების მიმართ წილობრივი დანაკარგების საანგარიშო გამოსახულებები ჩაიწერება შემდეგ სახეში

$$\Delta P_{g,i} = \frac{P_{g,i}(P_{g,i} - P_{d,i})}{U_6^2} \cdot R \quad (3.3)$$

$$\Delta P_{d,i} = \frac{-P_{d,i}(P_{g,i} - P_{d,i})}{U_6^2} \cdot R \quad (3.4)$$

შესაბამისად, ქსელში ჯამური დანაკარგები იქნება

$$\Delta P = \Delta P_{\delta,i} + \Delta P_{\text{გ},i} = \frac{(P_{\delta,i} - P_{\text{გ},i})^2}{U_6^2} \cdot R \quad (3.5)$$

(3.3) გამოსახულების ანალიზი გვიჩვენებს:

$\Delta P_{\delta,i} > 0$, თუ $P_{\delta,i} > P_{\text{გ},i}$ ანუ როცა გენერაცია ჭარბობს მოხმარებას;

$\Delta P_{\delta,i} < 0$, თუ $P_{\delta,i} < P_{\text{გ},i}$ ანუ როცა გვქვს გენერაციის დეფიციტი.

(3.4) გამოსახულების ანალიზი გვიჩვენებს:

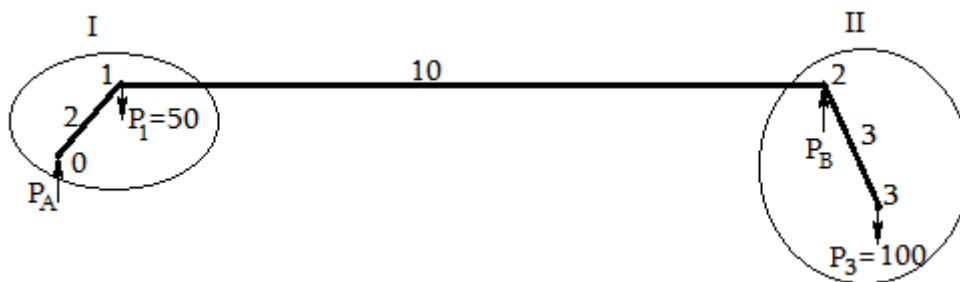
$\Delta P_{\text{გ},i} > 0$, თუ $P_{\delta,i} < P_{\text{გ},i}$ ანუ როცა გვქვს გენერაციის დეფიციტი;

$\Delta P_{\text{გ},i} < 0$, თუ $P_{\delta,i} > P_{\text{გ},i}$ ანუ როცა გენერაცია ჭარბობს მოხმარებას.

(3.5) გამოსახულებიდან ჩანს, რომ ჯამური დანაკარგები ქსელში მუდამ დადებითია, მიუხედავად იმისა განსახილველ კვანძში გვაქვს გენერაციის დეფიციტი თუ სიჭარბე.

აღნიშნულიდან გამომდინარე, სისტემაში სიმძლავრის დეფიციტის აღმოფხვრისას და ქსელში დანაკარგების მინიმიზაციის თვალსაზრისით, ეკონომიკურად უფრო ეფექტურია გენერაციის წყარო აიგოს იმ კვანძის რეგიონში, რომლის კვანძური დატვირთვით გამოწვეული დანაკარგები დადებითია, ან კვანძური გენერაციით გამოწვეული დანაკარგები უარყოფითია.

განვიხილოთ შემდეგი მარტივი მაგალითი (ნახ.3.2). უბანთა წინააღმდეგობები (ომი) ნაჩვენებია ამავე უბნებზე.



ნახ.3.2. წილობრივი დანაკარგების ანალიზის მაგალითი

გავანალიზოთ მოცემული ქსელის კვანძური დატვირთვა/გენერაციით გამოწვეული სიმძლავრის წილობრივი

დანაკარგების ცვლილება სისტემის II ნაწილში $P_{B,გენ}$ გენერაციის $P_{B,გენ} = (0 \div 100)$ მგვტ ფარგლებში ცვლილებისას. მახალანსებელ სადგურად მივიჩნიოთ A სადგური და დავადგინოთ კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები (ცხრ.3.1).

ცხრ.3.1. მარტივი ელექტროქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები

	1	2	3
1	2	2	2
2	2	12	12
3	2	12	15

ჩავწეროთ წილობრივი დანაკარგების საანგარიშო გამოსახულებები;

კვანძი „1“

$$\Delta P_{P1} = \frac{P_1}{U_n^2} \cdot (P_1 \cdot R_{11} + P_2 \cdot R_{12} + P_3 \cdot R_{13}) = \frac{-50}{110^2} \cdot (-50 \cdot 2 + P_B \cdot 2 - 100 \cdot 2)$$

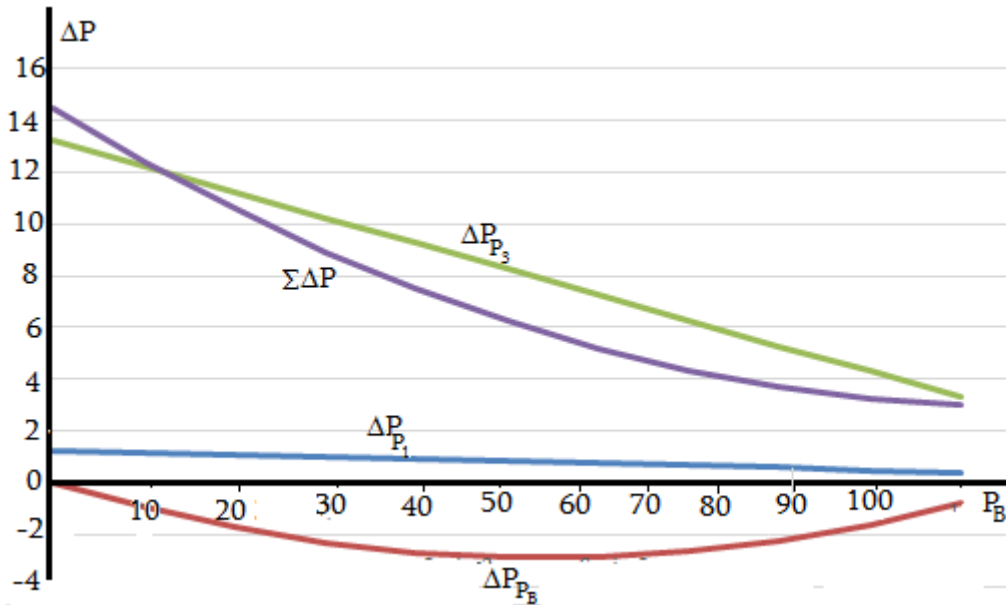
კვანძი 2“

$$\Delta P_{P2} = \frac{P_2}{U_n^2} \cdot (P_1 \cdot R_{21} + P_2 \cdot R_{22} + P_3 \cdot R_{23}) = \frac{P_B}{110^2} \cdot (-50 \cdot 2 + P_B \cdot 12 - 100 \cdot 12)$$

კვანძი „3“

$$\Delta P_{P3} = \frac{P_3}{U_n^2} \cdot (P_1 \cdot R_{31} + P_2 \cdot R_{32} + P_3 \cdot R_{33}) = \frac{-100}{110^2} \cdot (-50 \cdot 2 + P_B \cdot 12 - 100 \cdot 15)$$

წილობრივი დანაკარგების ცვლილების მრუდეები ნაჩვენებია 3.3 ნახაზზე. ამ ნახაზიდან აშკარად ჩანს, რომ დეფიციტურ რეგიონში კვანძის გენერაციის მიერ გამოწვეული წილობრივი დანაკარგები უარყოფითია და ამ გენერაციის შემოყვანამ მკვეთრად შეამცირა ჯამური დანაკარგები ქსელში დაამასთან, სხვა კვანძური დატვირთვების წილობრივი დანაკარგების შემცირებაზეც პოზიტიურად იმოქმედა.



ნახ.3.3. წილობრივი დანაკარგების ცვლილების გრაფიკი

ქსელის მუშაობის ერთერთ მნიშვნელოვან ეკონომიკურ მაჩვენებელს წარმოადგენს ელექტრული ენერჯის გადაცემის თვითღირებულება

$$C_{\text{გად.}} = \frac{I_{\text{ამ.}} + I_{\Delta W}}{W_{\text{წლ}}},$$

რომელიც ქსელის განვითარების საბაზისო (ნულოვანი) წლისთვის ჩავწერთ შემდეგ სახეში

$$C_{0,\text{გად.}} = \frac{I_{0,\text{ამ.}} + I_{0,\Delta W}}{W_{0,\text{წლ}}}$$

აქ - $W_{0,\text{წლ}}$ საბაზისო წლის განმავლობაში ქსელში გადაცემული

(გატარებული) ენერჯია, კვტსთ/წელი.

ქსელის განვითარება ნიშნავს მას, რომ ქსელში შემოვიდა ახალი მომხმარებელი, ენერჯის ახალი წყარო და ენერჯის გადაცემის ახალი დამატებითი საშუალება (ახალი ელექტროგადაცემის ხაზი). აქედან გამომდინარე, გაიზარდება საამორტიზაციო ხარჯები, ქსელში გატარებული ენერჯია და, ზოგადად, შეიცვლება (გაიზარდება/შემცირდება) ელექტრული ენერჯის წლიური დანაკარგები ქსელში. შესაბამისად, შეიცვლება ელექტრული ენერჯის გადაცემის თვითღირებულება

$$C_{\text{გად.}} = \frac{H_{0,\text{ამ.}} + H_{i,\text{ამ.}} + H_{0,\Delta W} \pm \Delta H_{\Delta W}}{W_{0,\text{წლ.}} + W_{i,\text{წლ.}}}$$

სადაც: $H_{i,\text{ამ}}$ - დამატებითი საამორტიზაციო ხარჯები, განპირობებული ქსელში გადაცემისახალი ელემენტის (ხაზის) დამატების გამო;

$W_{i,\text{წლ.}}$ - ქსელში გატარებული დამატებითი ენერგია, ახალი მომხმარებლის(ახალი გენერაციის) შემოსვლასთან დაკავშირებით;

$\Delta H_{\Delta W}$ - ქსელში ენერგიის დანაკარგების ცვლილება გენერაციის ახალი წყაროს, ახალი მომხმარებლის და გადაცემის ახალი ელემენტის ექსპლუატაციაში შესვლის გამო.

ქსელში ახალი გადაცემის ელემენტის ექსპლუატაციაში გაშვებით საამორტიზაციო ხარჯების ცვლილება უმნიშვნელოა $H_{i,\text{ამ}} \ll H_{0,\text{ამ}}$, ასევე, უმნიშვნელოა ქსელში გატარებული წლიური ენერგიის ცვლილება $W_{i,\text{წლ.}} \ll W_{0,\text{წლ.}}$, ხოლო ენერგიის დანაკარგების ცვლილება, ასევე, უმნიშვნელოა და შეიძლება აღმოჩნდეს როგორც დადებითი, ასევე უარყოფითი.

ამ დასკვნის საფუძველზე შეგვიძლია გავანალიზოთ ქსელში ენერგიის გადაცემის თვითღირებულების ცვლილების მიმართულება (ზრდა/შემცირება).

განვიხილოთ სხვაობა

$$\Delta C_{\text{გად.}} = C_{\text{გად.}} - C_{0,\text{გად.}}$$

ანუ

$$\Delta C_{\text{გად.}} = C_{\text{გად.}} - C_{0,\text{გად.}} = \frac{H_{0,\text{ამ.}} + H_{i,\text{ამ.}} + H_{0,\Delta W} \pm \Delta H_{\Delta W}}{W_{0,\text{წლ.}} + W_{i,\text{წლ.}}} - \frac{H_{0,\text{ამ.}} + H_{0,\Delta W}}{W_{0,\text{წლ.}}} \approx \frac{\pm \Delta H_{\Delta W}}{W_{0,\text{წლ.}}}$$

(3.6)

ამ გამოსახულებიდან ჩანს, რომ ქსელში ახალი გადაცემის ელემენტის ექსპლუატაციაში გაშვებით ელექტროენერგიის თვითღირებულების ცვლილება იმდენად უმნიშვნელო იქნება, რომ ამ

ცვლილების მხედველობაში არ მიღებით, ქსელში დასმული ამოცანის ამონახსნის ცდომილება არ გამოვა დასაშვებ ფარგლებს გარეთ.

3.2. ენერგოსისტემის ოპტიმალური განვითარების წრფივი მოდელი

ჰიდროენერგოსისტემა წარმოადგენს ენერგოსისტემას, რომლის მაგენერირებელ წყაროებს შორის დიდი ხვედრითი წილი (დაახლოებით 70-80%) უჭირავს ჰიდროელექტროსადგურებს. ასეთი ენერგოსისტემები არის ძირითადად იმ ქვეყნებში, სადაც ჰიდროენერგორესურსის დიდი ბუნებრივი მარაგია, ხოლო ორგანული სათბობი, პრაქტიკულად, არ არის.

ჰიდროენერგოსისტემის განვითარების ამოცანა გულისხმობს მომხმარებელთა დატვირთვის ზრდასთან ერთად ახალი ჰესების დადგმული სიმძლავრისა და მათი სისტემაში გაადგილების ოპტიმიზაციას.

ელექტროენერჯის გამომუშავებისა და გენერაციის წყაროებიდან მომხმარებლებამდე გადაცემასთან დაკავშირებული წლიური ჯამური ხარჯები, ახალი ჰესებისა და ახალი ელექტროგადაცემის ხაზების საექსპლუატაციო ხარჯების გათვალისწინებით, შეიძლება გამოვთვალოთ შემდეგი სახის გამოსახულებით

$$N = \sum_{i=0}^m [(C_i + C_{0,გად.} + \Delta C_{i,გად.}) \cdot P_i + \frac{K_{i,ხაზ.}}{8760}] \Rightarrow \min. \text{ლარი/სთ} (3.7)$$

სადაც: $i=0 \div m$ – მოქმედი და პერსპექტიული ელექტროსადგურის ნომერი (ინდექსი „0“ მინიჭებული აქვს მაბალანსებელ სადგურს), ამასთან,

$i=1 \div n$ – მოქმედი ელექტროსადგურები და $i=n+1 \div m$ – პერსპექტიული ელექტროსადგურები;

P_i – განსახილველი i -ური სადგურის დატვირთვა დღეღამის მოცემულ საათზე;

C_i – i -ურ სადგურზე გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი, ლარი/მგვტსთ, რომელიც გამოითვლება ამ სადგურის საექსპლუატაციო ხარჯების მიხედვით

$$C_i = \left(\frac{1}{T_{\text{ინვ.}}} + \beta_{\text{ინვ.}} + \alpha_{\text{ექს.სადგ.}} \right) \cdot \frac{K_{0,i,\text{სადგ.}}}{T_{i,\text{დადგმ}}}, \text{ ლარი/მგვტსთ}; (3.8)$$

აქ: $T_{\text{ინვ.}}$ – ინვესტიციის გამოსყიდვის ვადა, წელი;

$\beta_{\text{ინვ.}}$ – წლიური დანარიცხები ინვესტიციაზე, ფ.ე.;

$\alpha_{\text{ექს.სადგ.}}$ – ელექტროსადგურის საექსპლუატაციო დანარიცხები, ფ.ე.;

$K_{0,i,\text{სადგ.}}$ – i -ური ახლადსაშენებელი ელექტროსადგურის ხვედრითი ღირებულება, ლარი/მგვტ;

$C_{a,\text{გად.}}$ – ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფი, საანგარიშო პერიოდის ბაზისურ წელს, ლარი/მგვტსთ;

$\Delta C_{i,\text{გად.}}$ – ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის ნაზრდი, ქსელში გადაცემის ახალი ელემენტის წლიური საექსპლუატაციო ხარჯებით გამოწვეული, ლარი/მგვტსთ;

$K_{i,\text{ბაზ}}$ - შესაკრები, რომელიც ითვალისწინებს ახლადსაშენებელი i -ური ელექტროსადგურიდან ამ სადგურის $P_{\text{სიმძლავრის}}$ ელექტროსისტემაში შემოტანისთვის ახლადგებული i -ური ელექტროგადაცემის ხაზის წლიურსაექსპლუატაციო ხარჯებს, დაყვანილი წლის ერთ საათზე და გადასაცემი სიმძლავრის ერთ მგვტ-ზე

$$K_{i,\text{ბაზ}} = \left(\frac{1}{T_{\text{ინვ.}}} + \beta_{\text{ინვ.}} + \alpha_{\text{ბაზ.ექს.}} \right) \cdot \frac{K_{0,i,\text{ბაზ}} \cdot \ell_i \cdot \mu}{8760}, \text{ ლარი/მგვტსთ. } (3.9)$$

აქ $\alpha_{\text{ბაზ.ექს.}}$ – ელექტროგადაცემის ხაზის საექსპლუატაციო დანარიცხები

ამორტიზაციაზე, რემონტსა და მომსახურებაზე, ფ.ე.;

$K_{0,i,\text{ბაზ}}$ – i -ური ახლადსაშენებელი ელექტროგადაცემის ხაზის ხვედრითი ღირებულება

$$K_{0,i,b,a} = a + bF = a + b \cdot \frac{P_i \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{i,b} \cdot \delta_{\text{გვ}}}, \text{ ლარი/კმ};$$

a - ხაზის მშენებლობის ხვედრითი ღირებულების მუდმივი შემდგენი;

b - სადენის ღირებულებამისი მონტაჟის გატვალისწინებით, ლარი/კმ.მმ². მიახლოებითი შეფასებით $b = \frac{K_0}{2F}$;

μ - კოეფიციენტი, რომელიც ითვალისწინებს ახლადსაშენებელი ელექტროგადაცემის ხაზის დატვირთულობას. კერძოდ:

ა) როცა ახლადსაშენებელი სადგური ელექტროსისტემაში შემოდის ერთჯაჭვა ხაზით (ნახ.3.4,ა), მაშინ $\mu = 1$;

ბ) როცა ახლადსაშენებელი სადგური ელექტროსისტემაში შემოდის ორჯაჭვა ხაზით (ნახ.3.4,ბ), მაშინ $\mu = 1,5$;

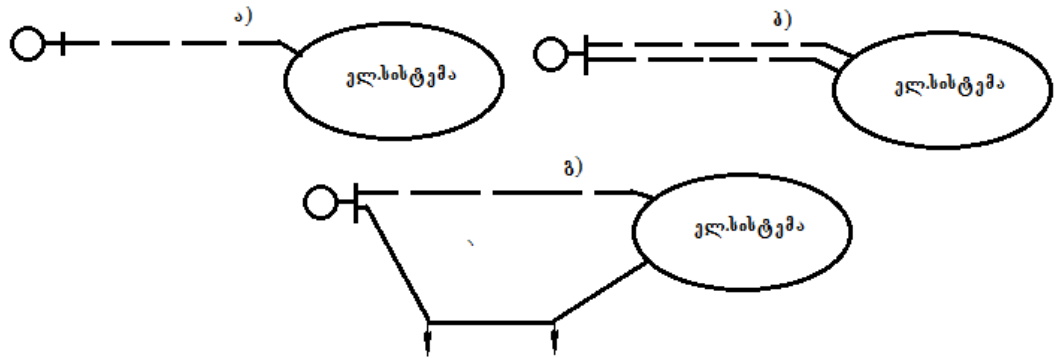
გ) როცა ახლადსაშენებელი სადგური ელექტროსისტემაში შემოდის არსებული ქსელის შტოების პარალელურიშტოს (ხაზის) აგების გზით (ნახ.3.4,გ), მაშინ $\mu = 0,5$;

დ) როცა ახლადსაშენებელი სადგური ელექტროსისტემაში შემოდის არსებული ქსელის საშუალებით, მაშინ $\mu = 0$.

უნდა აღინიშნოს, რომ მოხმარება-გენერაციის ზრდასთან დაკავშირებული გადაცემის ქსელის გაფართოებით (გადაცემის ახალი ელემენტის შემოყვანით) გამოწვეული საექსპლუატაციო ხრჯები იზრდება, მაგრამ ასევე იზრდება ქსელით გადაცემული ელექტროენერგიაც. შედეგად, ელექტროენერგიის გადაცემის ტარიფი, როგორც ზემოთ ავღნიშნეთ, უმნიშვნელოდ იცვლება. უფრო მეტიც, ზოგიერთ შემთხვევაში შეიძლება შემცირდეს კიდევ (გამოსახულება 3.6). აქედან გამომდინარე, ზემოთ დაწერილ 3.4 გამოსახულებაში წევრი $\Delta C_{i,გად}$ შეიძლება უგულვებელყოთ და გვექნება

$$N = \sum_{i=0}^m [(C_i + C_{0,გად}) \cdot P_i + \frac{K_{i,b,a}}{8760}] \Rightarrow \min. \text{ ლარი/სთ} (3.10)$$

საძიებელი P_i ცვლადების მიმართ N ხარჯების მინიმიზაციის ამოცანის განხილვისას გათვალისწინებული უნდა იქნეს კავშირის განტოლებები და შეზღუდვის უტოლებები.



ნახ.3.4. ახლადსაშენებელი ელექტროგადაცემის ხაზის დატვირთულობის კოეფიციენტის შეფასება.

ჩვენს შემთხვევაში კავშირის განტოლების სახით განიხილება ელექტროსისტემაში სიმძლავრის ბალანსის განტოლება

$$W = \sum_{i=0}^m P_i - P_{\text{სისტ}} - \Delta P = 0 \quad (3.11)$$

აქ: $P_{\text{სისტ}}$ - ელექტროსისტემის ჯამური დატვირთვა, მგვტ;

ΔP - სიმძლავრის ჯამური დანაკარგები გადაცემის ქსელში, მგვტ.

შეზღუდვის უტოლობათა სახით განიხილება:

- ელექტროსადგურების დასაშვები დატვირთვები

$$P_{i,\text{მინ}} \leq P_i \leq P_{i,\text{მაქს}} \quad (3.12)$$

- ელექტროგადაცემის ხაზის დასაშვები დატვირთვები

$$P_i \leq P_{i,\text{დასაშვ}} \quad (3.13)$$

შევადგინოთ ლაგრანჟის განტოლება

$$L = N + \lambda W \Rightarrow \min$$

ანუ, გვაქვს

$$L = \sum_{i=0}^m (C_i + C_{0,გად.}) \cdot P_i + \left(\frac{1}{T_{063}} + \beta_{i63} + \alpha_{ბაზ.ექსპ.} \right) \cdot \left(a + b \cdot \frac{P_i \cdot 10^3 \cdot \ell_i}{\sqrt{3} \cdot 8760 \cdot U_{i,5} \cdot \delta_{33}} \right) \cdot \mu +$$

$$+ \lambda \left(\sum_{i=0}^m P_i - P_{სსბ} - \Delta P \right) \Rightarrow \min.$$

ხარჯების მინიმიზაციის პირობის $\frac{\partial N}{\partial P_i} = 0$ მოთხოვნის თანახმად

შევადგინოთ $\frac{\partial L}{\partial P_i} = 0$ განტოლება

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = C_i + C_{0,გად.} + \left(\frac{1}{T_{063}} + \beta_{063} + \alpha_{ბაზ.ექსპ.} \right) \frac{1000 \cdot b \cdot \mu \cdot \ell_i}{\sqrt{3} \cdot 8760 \cdot U_{i,5} \cdot \delta_{33}} + \lambda (1 - \sigma_{P_i}) = 0$$

(3.14)

სადაც: σ_{P_i} – i -ური კვანძის მიმართ ქსელში აქტიური სიმძლავრის დანაკარგების ფარდობითი ნაზრდი.

თუ (3.14) განტოლებას ჩავწერთ მაბალანსებელი სადგურის მიმართ, რომლისთვისაც $C_i = C_0$, $b = 0$ და აქტიური სიმძლავრის დანაკარგების ფარდობითი ნაზრდი $\sigma_{P_0} = 0$, მაშინ ლაგრანჟის განუსაზღვრელი მამრავლისთვის მივიღებთ

$$\lambda = -C_0 - C_{0,გად.}$$

და, შესაბამისად, გვაქვს განტოლებათა სისტემა, რომლის i -ურ განტოლებას აქვს შემდეგი სახე

$$C_i + C_{0,გად.} - A_{i,ბაზ.} - (C_0 + C_{0,გად.}) \cdot (1 - \sigma_{P_i}) = 0. \quad (3.15)$$

აქ

$$A_{i,ბაზ.} = \left(\frac{1}{T_{063}} + \beta_{063} + \alpha_{ბაზ.ექსპ.} \right) \cdot \frac{1000 \cdot b \cdot \mu \cdot \ell}{\sqrt{3} \cdot 8760 \cdot U_{i,5} \cdot \delta_{33}} \quad (3.16)$$

წლის ერთ საათზე და დატვირთვის ერთ მგვტ სიმძლავრეზე დაყვანილი ხაზის წლიური საექსპლუატაციო ხარჯები.

(3.14,ა) გამოსახულებიდან:

ა) მოქმედი ელექტროსადგურებისთვის

$$\sigma_{P_i} = \frac{C_0 - C_i}{C_0 + C_{0,გაფ}} , \quad i=1 \div n \quad (3.17,ა)$$

ბ) პერსპექტიული ელექტროსადგურებისთვის

$$\sigma_{P_i} = \frac{C_0 - C_i - A_{i,ბაზ}}{C_0 + C_{0,გაფ}} , \quad i=n+1 \div m \quad (3.17,ბ)$$

ამ ბოლო გამოსახულებებში C_i დადგენილი უნდა იქნეს (3.8) გამოსახულების მიხედვით, ხოლო $A_{i,ბაზ}$ (3.16) გამოსახულების მიხედვით.

თუ გავითვალისწინებთ, რომ i -ური კვანძისთვის აქტიური სიმძლავრის დანაკარგების ფარდობითი ნაზრდი [4, 5, 6, 7]

$$\sigma_{P_i} = \frac{2}{U_6^2} \sum_{j=1}^{m+y} P_j R_{ij} , \quad (3.18)$$

მაშინ მოქმედი და პერსპექტიული სადგურებისთვის ჩაწერილი (3.17,ა) და (3.17,ბ) განტოლებები, ჩაიწერება შემდეგ სახეში

$$\sum_{j=1}^{m+y} P_j R_{ij} = \frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_0 - C_i}{C_0 + C_{0,გაფ}} , \quad i=1 \div n \quad (3.19,ა)$$

$$\sum_{j=1}^{m+y} P_j R_{ij} = \frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_0 - C_i - A_{i,ბაზ}}{C_0 + C_{0,გაფ}} , \quad i=n+1 \div m \quad (3.19,ბ)$$

სადაც: $j=1 \div m+y$ – ქსელის კვანძების ნომერი („0“ მახალანსებელი სადგურის ნომერია), მათ შორის $m+1 \div m+y$ – დატვირთვის (მომხმარებელთა) კვანძის ნომერი;

R_{ji} – j და i კვანძების ურთიერთ წინაღობა. $j=i$ შემთხვევაში გვაქვს

კვანძის საკუთარი წინაღობა R_{ii} .

განტოლებათა (3.19,ა) და (3.19,ბ) სისტემა ჩაიწერება ყველა i ელექტროსადგურის მიმართ და, ამასთან P_j აიღება „+“ ნიშნით გენერაციის კვანძის შემთხვევაში და „-“ ნიშნით დატვირთვის კვანძის შემთხვევაში.

(3.19) განტოლებათა სისტემა P_j საძიებელი ცვლადების მიმართ წარმოადგენს ენერგოსისტემის განვითარების მათემატიკურ მოდელს. განტოლებათა ეს სისტემა P_j საძიებელი ცვლადების მიმართ

წარმოადგენს წრფივ განტოლებათა სისტემას და, აქედან გამომდინარე, ენერგოსისტემაში ახალი ელექტროსადგურების ოპტიმალური გაადგილების ამ ნაშრომში მიღებული მათემატიკური მოდელი წრფივია.

კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობების საშუალებით ფასდება კვანძების ურთიერთ ელექტრული განლაგება ქსელში.

(3.19) განტოლებათა სისტემიდან, (3.11) კავშირის განტოლებისა და (3.12) შეზღუდვის უტოლობათა გათვალისწინებით, განისაზღვრება ელექტროსადგურების ოპტიმალური P_i , როცა ცნობილია მათი (მოქმედი და პერსპექტიული სადგურების) მიერ გამომუშავებული ელექტროენერგიის ტარიფები C_i .

პერსპექტიული ელექტროსადგურების დადგმული სიმძლავრის განსაზღვრისას გათვალისწინებული უნდა იქნეს სადგურის საკუთარი მოხმარებისა და სიმძლავრის რეზერვის კოეფიციენტები

$$P_{i,დადგმ} = P_i(1 + \alpha_{i,ვგ} + \alpha_{i,რეზ}). \quad (3.20)$$

(3.19,ა) და (3.19,ბ) განტოლებათა სისტემის ზოგადი i -ური განტოლებიდან განვსაზღვროთ C_i

$$C_i = C_0 - \frac{2(C_0 + C_{0,გად})}{U_6^2} \sum_{j=1}^{m+y} P_j R_{ji} \quad i=1 \div n \quad (3.20,ა)$$

$$C_i = C_0 - A_{i,ბაზ} - \frac{2(C_0 + C_{0,გად})}{U_6^2} \sum_{j=1}^{m+y} P_j R_{ji} \quad i=n+1 \div m \quad (3.20,ბ)$$

ამ გამოსახულებებით ცალსახად განისაზღვრება როგორც მოქმედი, ასევე პერსპექტიული ელექტროსადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტროენერგიების ოპტიმალური ტარიფები C_i , როცა ცნობილია მათი P_i და ტვირთები.

(3.19,ბ) გამოსახულებიდან განვსაზღვროთ ახლად დასაშენებელი ელექტროსადგურის ოპტიმალური დატვირთვა (იგულისხმება, რომ დადგენილია C_i ტარიფი).

$$P_i = \frac{1}{R_{ii}} \left[\frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_0 - C_i - A_{i,b.s.b.}}{C_0 + C_{\text{ბაფ}}} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{m+y} P_j R_{ij} \right] \quad (3.22)$$

ეს გამოსახულება გადავწეროთ შემდეგ სახეში

$$P_i = \frac{1}{R_{ii}} \left[\frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_0 - C_i - A_{i,b.s.b.}}{C_0 + C_{\text{ბაფ}}} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m P_j R_{ij} - \sum_{j=n+1}^{m+y} P_j R_{ij} \right] \quad (3.22, \text{ა})$$

ამ გამოსახულების დიდი ფრჩხილების პირველი შესაკრები გვიჩვენებს სადგურის ოპტიმალური დატვირთვის იმ ნაწილს, რომელიც დამოკიდებულია ამ სადგურის მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფზე. მეორე შესაკრები წარმოადგენს სისტემაში არსებული დანარჩენი ელექტროსადგურების სიმძლავრეთა ტოლქმედ მომენტს, ხოლო მესამე შესაკრები წარმოადგენს მომხმარებელთა დატვირთვების ტოლქმედ მომენტს.

ამ გამოსახულების ანალიზი გვიჩვენებს:

- i -ურისადგურის ოპტიმალური P_i დატვირთვა ამ სადგურის ქსელთან მიერთების კვანძის საკუთარი R_{ii} წინააღმდეგობის უკუპროპორციულია. ეს მიუთითებს მას, რომ სადგურის ოპტიმალური დატვირთვა მით ნაკლებია, რაც ელექტრულად უფრო შორსაა იგი დატვირთვის კვანძებიდან;
- i -ურისადგურის ოპტიმალური P_i დატვირთვის სიდიდე დამოკიდებულია $P_j R_{ij}$ წევრებზე. კერძოდ, როცა j დატვირთვის კვანძია, მაშინ P_i ზრდება $P_j R_{ij}$ წევრის ზრდისას (P_j -ის რიცხვითი მნიშვნელობა დატვირთვის კვანძის შემთხვევაში აიღება “-“ ნიშნით), ხოლო როცა j გენერაციის კვანძია, მაშინ P_i მცირდება $P_j R_{ij}$ წევრის ზრდისას (P_j -ის რიცხვითი მნიშვნელობა გენერაციის კვანძის შემთხვევაში აიღება “+“ ნიშნით). ეს მიუთითებს მას, რომ i სადგურთან ახლო მდებარე მომხმარებელი ითხოვს ამ სადგურის ოპტიმალური დატვირთვის გაზრდას, ხოლო ახლო მდებარე მეორე სადგური კი იწვევს იმავე სადგურის

ოპტიმალური დატვირთვის შემცირებას ანუიგი (მიმდებარე მეორე სადგური) „ბლოკავს“ განსახილველი სადგურის დატვირთვის;

- i -ურისადგურის ოპტიმალური P_i დატვირთვა მით მცირეა, რაც დიდია მის მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის C_i ტარიფი;
- სადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯიებს შორის ტარიფთა სხვაობა მნიშვნელოვნად მოქმედებს მათ ოპტიმალურ დატვირთვათა სიდიდეზე, განსაკუთრებით გადაცემის ქსელის ამალღებული ნომინალური ძაბვის შემთხვევაში.

3.3. სიმძლავრის დეფიციტი და ახალი ელექტროსადგურების

დადგმული სიმძლავრისა და გაადგილების ოპტიმიზაცია

ენერგეტიკა საზოგადოების განვითარების მამომრავებელი ძალაა. ქვეყნის საიმედო და მდგრადი ენერგოუზრუნველყოფა თანამედროვეობის ერთერთი აქტუალური საკითხია. ქვეყნის ენერგეტიკული მდგრადობა, პირველ რიგში, ელექტროფიცირების ხარისხით განისაზღვრება. ქვეყნის ეკონომიკის განვითარების წინაპირობაა ენერგეტიკული დარგის წინმსწრები განვითარება. წინაარმდეგ შემთხვევასი ელექტრული სიმძლავრისა და ენერჯის დეფიციტი გარდაუვალია.

საანგარიშო პერიოდის $t+1$ წელს ქვეყანაში სიმძლავრისა და ენერჯის მოსალოდნელი დეფიციტის თავიდან აცილების მიზნით ახალი სიმძლავრეების ექსპლუატაციში გაშვება უნდა ხდებოდეს საანგაროშო პერიოდის t წელს მაინც ანუ წინმსწრებად. ამის პარალელურად უნდა ხორციელდებოდეს ელექტროგადაცემის ქსელის გაფართოება ანუ მისი გამტარუნარიანობის გაზრდა.

ელექტროსადგურების მშენებლობა და გადაცემის ქსელის გაფართოება დამატებით კაპიტალურ ხარჯებს მოითხოვს, რაც დაფარული უნდა იქნეს ამ ხარჯების გამოსყიდვის საანგარიშო პერიოდში (ვადაში). აქედან გამომდინარე, აღნიშნულ პერიოდში

ახლადამენებული ელექტროსადგურის მიერ გამომუშავებული და ქსელში გაშვებული ელექტროენერჯის თვითღირებულება (შესაბამისად, ღირებულება) მნიშვნელოვნად მაღალია, ვიდრე ექსპლუატაციაში მყოფი იმ ელექტროსადგურების მიერ ქსელში გაშვებული ენერჯის თვითღირებულება, რომელთა მშენებლობის ხარჯები უკვე დაფარულია.

ამ სიტუაციაში ახლადამენებული ელექტროსადგურები დაბალ კონკურენტუნარიანია ექსპლუატაციაში მყოფი და მშენებლობის ხარჯებდაფარული ელექტროსადგურებთან მიმართებაში. ეს კი მიუთითებს მასზე, რომ „არასამართლიანია“ ენერგოსისტემის განვითარების ოპტიმიზაციის ამოცანა, ახლადამენებული და მშენებლობის ხარჯებდაფარული ელექტროსადგურებთან მიმართებაში, გადაწყვეტილი იქნეს ერთი მათემატიკური მოდელის გამოყენებით, რადგანაც დაცვა ესაჭიროება ელექტროენერჯის როგორც მომხმარებელს, ასევე მწარმოებელს. საბაზრო ეკონომიკის დროს არავის არ ძალუძს აიძულოს ადამიანი იყიდოს ძვირადღირებული საქონელი, ან გაყიდოს თავისი საქონელი წამგებიან ფასად.

მაშასადამე, დასმული ამოცანის მიზნიდან გამომდინარე, ენერგოსისტემაში ახალი ელექტროსადგურების ოპტიმალური გაადგილების (3.19) სახის წრფივი მათემატიკური მოდელი გამოყენებული უნდა იქნეს სხვადასხვა ფორმით.

(3.19,ა) და (3.19,ბ) განტოლებათა სისტემის ერთობლივი ამოხსნისას, როგორც ავღნიშნეთ, მოქმედი ელექტროსადგურები ყოველთვის „დაჩაგრავს“ პერსპექტიულ სადგურებს, რადგანაც ამ სადგურების ტარიფი ინვესტიციის $T_{ინვ}$ პერიოდში მნიშვნელოვნად მაღალია, ვიდრე მოქმედი ელექტროსადგურებისა და, ამასთან, სისტემაში აქტიური სიმძლავრის ბალანსიდან გამომდინარე (გაზრდილია მოხმარება), მოქმედი ელექტროსადგურები თავისთავზე

აიღებს გაცილებით დიდ დატვირთვებს, ვიდრე მათი დადგმული სიმძლავრეა. ამ სადგურებისადმი (3.12) სახის შეზღუდვის გამოყენების შემდეგ დაგვრჩება (3.19,ბ) სახის განტოლებათა სისტემა.

მაშასადამე,(3.19) განტოლებათა სისტემის სახით ჩაწერილი მათემატიკური მოდელი, რეალობიდან გამომდინარე, შესაძლებელია გავამარტივოთ და განვიხილოთ მხოლოდ (3.19,ბ) სახის განტოლებათა სისტემა, რომლის ამოხსნით დადგენილი იქნება ახლადასაშენებელი ელექტროსადგურების ოპტიმალური დადგმული სიმძლავრე და მათი სისტემაში გაადგილების ოპტიმალური ადგილი.

ამრიგად, ამ ნაშრომში წარმოდგენილი (3.19) სახის მათემატიკური მოდელის საშუალებით შეგვიძლია ამოვხსნათ ოპტიმიზაციის ამოცანა ეკონომიკურობის სრული ან გამარტივებული კრიტერიუმის მიხედვით:

1. პერსპექტიული ელექტროსადგურების ოპტიმალური დადგმული სიმძლავრისა და სისტემაში მათი გაადგილების ოპტიმიზაციის ამოცანა. ამ შემთხვევაში მათემატიკური მოდელი ჩაიწერება შემდეგ სახეში:

$$ა). \text{ ოპტიმიზაციის განტოლება } \sum_{j=1}^{m+y} P_j R_{ij} = \frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_0 - C_i - A_{i,ბაზ.}}{C_0 + C_{0,გად.}}, \quad i=n+1$$

÷ m ,

ბ) კავშირის განტოლება

$$W = \sum_{i=0}^m P_i - P_{სობ.ბ} - \Delta P = 0$$

გ). შეზღუდვის უტოლობები

$$P_{i,მინ} \leq P_i \leq P_{i,მაქს} ;$$

2. გადაცემის ქსელში აქტიური სიმძლავრის დანაკარგების მინიმიზაციის ამოცანა. ამ შემთხვევაში მათემატიკური მოდელი ჩაიწერება შემდეგ სახეში:

ა). ოპტიმიზაციის განტოლება $\sum_{j=1}^{m+y} P_j R_{ij} = 0, \quad i=n+1 \div m,$

ბ) კავშირის განტოლება

$$W = \sum_{i=0}^m P_i - P_{\text{ბოხბ}} - \Delta P = 0$$

გ). შეზღუდვის უტოლობები

$$P_{i,\text{ბოხ}} \leq P_i \leq P_{i,\text{მაქს}} ;$$

3. ახლადასაშენებელ ელექტროსადგურზე წყალსაცავის მოწყობის მიზანშეწონილობის შეფასების ამოცანა. ამ შემთხვევაში მათემატიკური მოდელი ჩაიწერება „1“ სახის ამოცანის მიხედვით და, ამასთან, შეზღუდვის უტოლობის ზედა საზღვარი თავისუფალია.

დასმულ ამოცანათა ამოხსნა გამოთვლების საწყის ეტაპზე მოითხოვს ჩატარებული იქნეს შემდეგი ოპერაციები:

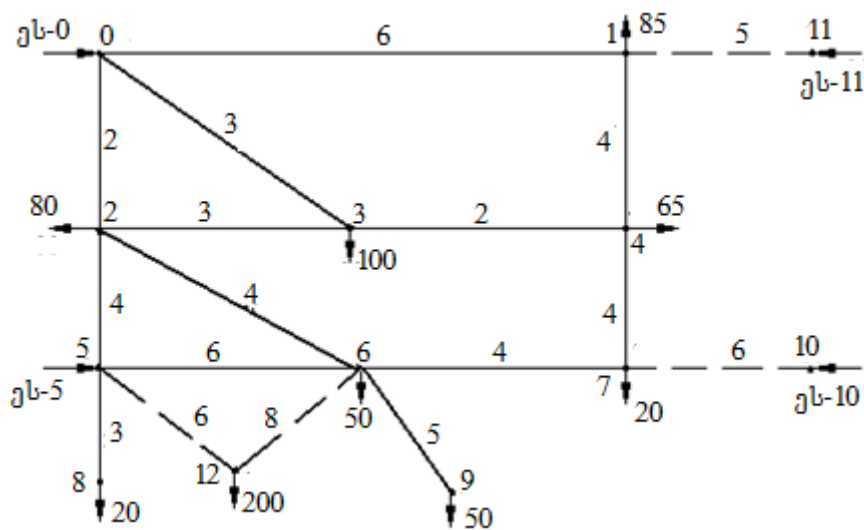
- პერსპექტიული ელექტროსადგურების გათვალისწინებით ავირჩიოთ ელექტროგადაცემის ქსელის შეერთების სქემის კონკურენტუნარიან ვარიანტებს ახლადასაშენებელი ელექტროგადაცემის ხაზების ნომინალური პარამეტრების ჩვენებით;
- განვსაზღვროთ განსახილველი ვარიანტის ელექტროგადაცემის ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები;
- (3.8) და (3.16ან 3.9) გამოსახულებების გამოყენებით გამოვთვალოთ C_i და $A_{i, \text{ხ.ა.კ.}}$ პარამეტრები;
- ოპტიმიზაციის ამოცანის სახეობის შესაბამისად შევადგინოთ ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემა და ამოვხსნათ.

ამოცანის ამოხსნის შემდეგ ჩავატაროთ მიღებული შედეგების ანალიზი შეზღუდვის უტოლობების გათვალისწინებით. მიღებული შედეგების მიხედვით შევადგინოთ (3.7) სახის საანგარიშო გამოსახულება და გამოვთვალოთ გადაცემის ქსელის საექსპლუატაციო ხარჯები.

აღნიშნული პროცედურა ჩატარებული უნდა იქნეს გადაცემის ქსელის შეერთების სქემის ყველა კონკურენტუნარიანი ვარიანტისთვის.

3.4. რიცხვითი მაგალითების ანალიზი

განვიხილოთ 220 კვ მაზვის ელექტროგადაცემის ქსელი (ნახ.3.5), სადაც ნაჩვენებია კვანძური დატვირთვები (მგვტ), ახალი მსხვილი მომხმარებლის კვანძი (12) პერსპექტიული დატვირთვით, ახლადსაშენებელი ელექტროსადგურების არსებულ ქსელთან მიერთების კვანძები (10 და 11), მოქმედი და ახლადსაშენებელი ელექტროგადაცემის ხაზების აქტიური წინაღობები. ეს-5 მოქმედი სადგურის დადგმული სიმძლავრეა 120 მგვტ. ეს-0 მახალანსებელი სადგურის დადგმული სიმძლავრე შეადგენს 420 მგვტ-ს.



ნახ.3.5. ელექტროგადაცემის ქსელი

სისტემის ჯამური მაქსიმალური დატვირთვა ახალი პერსპექტიული დატვირთვის (კვანძი 12) დამატებამდე შეადგენდა 470 მგვტ-ს. გენერაციის წყაროების დადგმული სიმძლავრე აღწევდა 540 მგვტ-ს. ე.ი. სადგურების საკუთარი მოხმარების ($\approx 3\%$ - 15 მგვტ) და სადგურებზე სიმძლავრის აუცილებელი ($\approx 10\%$ - 47

მგვტ)გათვალისწინებით ქსელში გასაცემი სიმძლავრე აღწევს 478 მგვტ-ს. შესაბამისად,ქსელში სიმძლავრის დანაკარგების ჩათვლით, ელექტრული სისტემა დაბალანსებულია. პერსპექტიული დატვირთვის (200 მგვტ) დამატების შემდეგ სისტემის ჯამური მაქსიმალური დატვირთვა შეადგენს 670 მგვტ-ს. სადგურების საკუთარი მოხმარების ($\approx 3\%$ - 20მგვტ), ქსელში დანაკარგებისა ($\approx 2\%$ - 13 მგვტ) დასადგურებზე სიმძლავრის აუცილებელი რეზერვის ($\approx 10\%$ - 67 მგვტ)გათვალისწინებითელექტრული სადგურების ჯამური გენერაცია უნდა შეადგენდეს არანაკლებ 770 მგვტ-ს. მაშასადამე, ქსელში დანაკარგების ჩათვლით, სისტემის ჯამური დატვირთვა შეადგენს $670+13 = 683$ მგვტ-ს და სიმძლავრის ბალანსიდან გამომდინარე, აუცილებელია ექსპლუატაციაში იქნეს გაშვებული გენერაციის ახალი წყაროები. სიმძლავრის რეზერვის გათვალისწინებით ახლადასაშენებელისადგურების ჯამური გენერაცია უნდა აღემატებოდეს მოსალოდნელ დეფიციტს - $770-540=230$ მგვტ.

მივიღოთ, რომეს-0 და ეს-5 სადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფები და ქსელში ენერჯის გადაცემის ტარიფი, შესაბამისად, შეადგენს: $C_0=C_5=3$ თეთრი/კვტსთ=30 ლარი/მგვტსთ; $C_{0,გად.}=0,5$ თეთრი/კვტსთ=5 ლარი/მგვტსთ.

(3.8) გამოსახულების მიხედვით შევაფასოთ ეს-10 და ეს-11 სადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი მხოლოდ საექსპლუატაციო ხარჯების გათვალისწინებით.ორივე სადგურისთვის ჩავთვალოთ, რომ: ხვედრითი კაპიტალური ხარჯები $K_0=2,5$ მლნ ლარი/მგვტ; საექსპლუატაციო დანარიცხები $\alpha = 0,07$; დადგმული სიმძლავრის გამოყენების ხანგრძლივობა $T_{დადგმ.}=4500$ სთ/წელი.ამ შემთხვევაში გვაქვს

$$C_{10} = C_{11} = \alpha \cdot \frac{K_0}{T_{დადგმ.}} = 0,07 \cdot \frac{2,5 \cdot 10^6}{4500} \approx 40 \text{ ლარი/მგვტსთ.}$$

გამოვთვალოთ (3.19,ბ) განტოლებათა სისტემის მარჯვენა ნაწილი (მხოლოდ ეს-10 და ეს-11 სადგურებისთვის)

$$ეს-10 \frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_0 - C_{10}}{C_0 + C_{\text{ბაფ.}}} = \frac{220^2}{2} \cdot \frac{30 - 40}{30 + 5} = -6914,29$$

$$ეს-11 \frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_0 - C_{11}}{C_0 + C_{\text{ბაფ.}}} = \frac{220^2}{2} \cdot \frac{30 - 40}{30 + 5} = -6914,29.$$

მოცემული ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები მოცემულია ცხრ.3.2-ის სახით. ამ ცხრილის ბოლო სტრიქონში ნაჩვენებია კვანძების დატვირთვები და ეს-5 სადგურის გენერაცია, მგვტ.

ცხრ.3.2. ვირტუალური ელექტროქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები

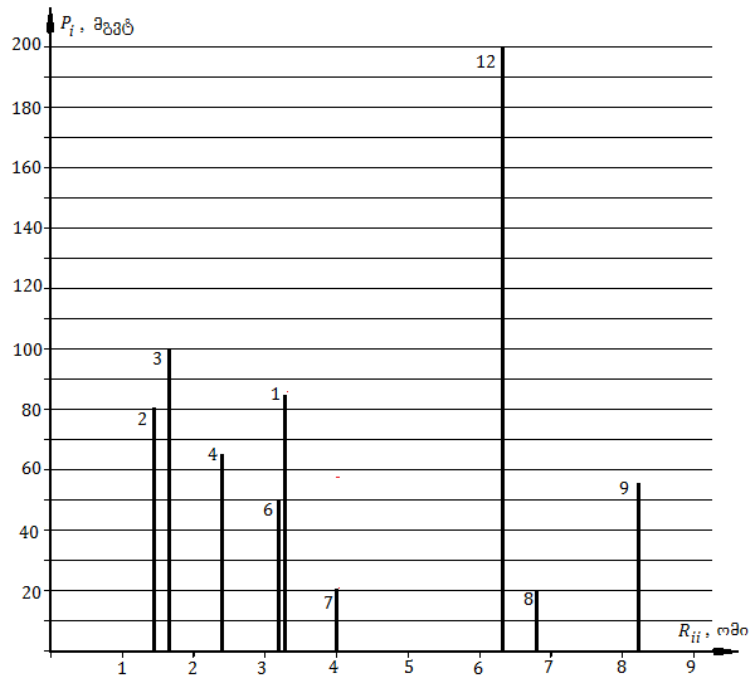
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	3,2737	0,4139	0,7423	1,4561	0,5417	0,6760	1,0660	0,5416	0,6760	1,0660	3,2737	0,5992
2	0,4139	1,3985	0,6951	0,6898	1,3113	1,2201	0,9550	1,3112	1,2201	0,9550	0,4139	1,2723
3	0,7423	0,6951	1,5859	1,2371	0,7615	0,8314	1,0343	0,7615	0,8314	1,0343	0,7423	0,7915
4	1,4561	0,6898	1,2371	2,4267	0,9028	1,1266	1,7767	0,9027	1,1266	1,7767	1,4561	0,9987
5	0,5417	1,3113	0,7615	0,9028	3,7883	2,1900	1,5464	3,7883	2,1900	1,5464	0,5417	3,1033
6	0,6760	1,2201	0,8314	1,1266	2,1900	3,2088	2,1677	2,1898	3,2088	2,1677	0,6760	2,6267
7	1,0660	0,9550	1,0343	1,7767	1,5464	2,1677	3,9722	1,5462	2,1677	3,9722	1,0660	1,8127
8	0,5416	1,3112	0,7615	0,9027	3,7883	2,1898	1,5462	6,7876	2,1898	1,5463	0,5417	3,1031
9	0,6760	1,2201	0,8314	1,1266	2,1900	3,2088	2,1677	2,1898	8,2088	2,1677	0,6760	2,6267
10	1,0660	0,9550	1,0343	1,7767	1,5464	2,1677	3,9722	1,5463	2,1677	9,9721	1,0660	1,8127
11	3,2737	0,4139	0,7423	1,4561	0,5417	0,6760	1,0660	0,5417	0,6760	1,0660	8,2737	0,5992
12	0,5992	1,2723	0,7915	0,9987	3,1033	2,6267	1,8127	3,1031	2,6267	1,8127	0,5992	6,3276
P	-85	-80	-100	-65	120	-50	-20	-20	-50	-	-	-200

შენიშვნა: ეს-10 და ეს-11 სადგურების დადგმული სიმძლავრე საძიებელი სიდიდეებია.

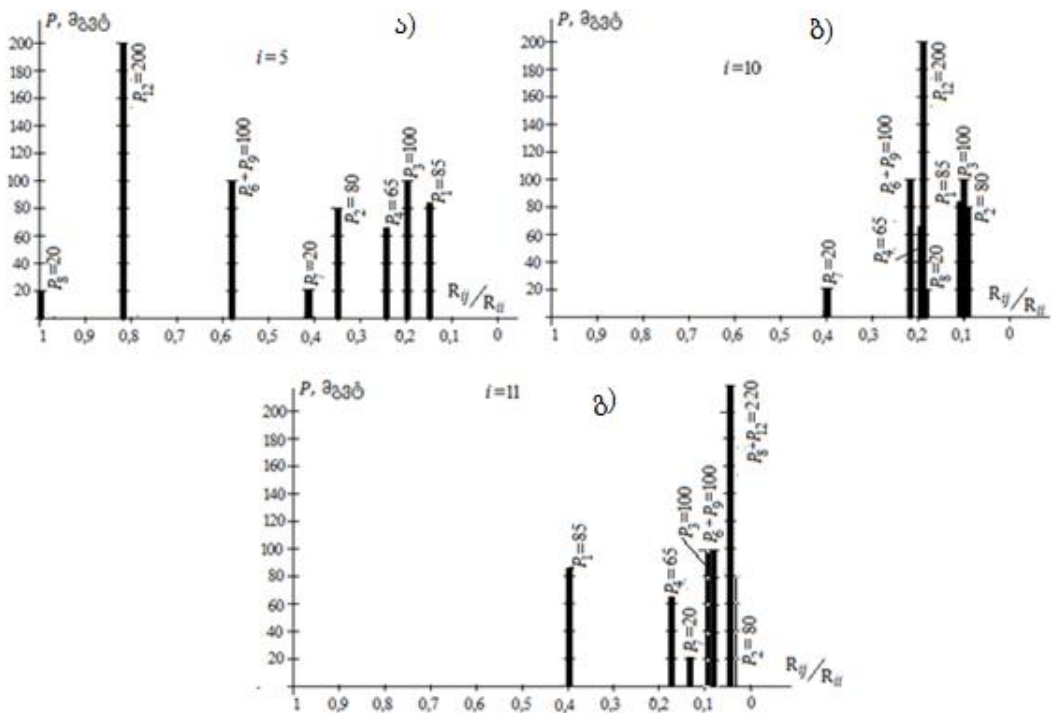
ელექტროსისტემის გადაცემის ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები საშუალებას გვაძლევს შევაფასოთ ქსელში კვანძების ურთიერთ ელექტრული გაადგილება მბალანსებელი სადგურის მიმართ (ნახ.3.6).

ამ ნახაზიდან ჩანს, რომ მბალანსებელი კვანძიდან ელექტრულად უფრო ახლოსაა „1“ და „7“ დატვირთვის კვანძები, შედარებით უფრო შორსაა 200 მგვტ დატვირთვის კვანძი (კვანძი 12) და, ასევე შორსაა მე-9 კვანძი (50 მგვტ).

მოქმედი $i=5$ სადგურის, პერსპექტიული $i=10$ და $i=11$ სადგურებისა და კმობარების კვანძების ელექტრული ურთიერთ განლაგება ნაჩვენებია ნახ. 3.7-ზე.



ნახ.3.6.ქსელის კვანძების ურთიერთ ელექტრული გაადგილების გრაფიკული წარმოდგენა



ნახ.3.7. პერსპექტიული ელექტროსადგურების მიმართ ქსელის კვანძების ელექტრული გაადგილების გრაფიკები

ამ ნახაზიდან ჩანს, რომ მოხმარების კვანძები ეს-10 და ეს-11 სადგურებიდან ელექტრულად უფრო შორსაა, ვიდრე ეს-5

სადგურიდან. ამიტომ, მოსალოდენილია ეს-5 სადგურის ოპტიმალური დატვირთვა უფრო მეტი იქნება, ვიდრე ეს-10 და ეს-11 სადგურებისა. თვითონ ეს-10 და ეს-11 სადგურების ელექტრული დაშორება მოხმარების კვანძებიდან კი, თითქმის ერთნაირია (ნახ. 3.7), თუმცა როგორც ამ ნახაზიდან ჩანს ეს-11 სადგურთან ყველაზე უფრო ახლოს არის $P_5=85$ მგვტ დატვირთვის მოხმარებელი (მიახლოებულია 0,4 ფარდობით მანძილზე), მაშინ როცა ამავე ფარდობით მანძილზე ეს-10 სადგურთან მიახლოებულია უფრო ნაკლები დატვირთვის მქონე მოხმარებელი $P_7=20$ მგვტ. ამასთან, ეს-11 სადგურის მიერთების კვანძის საკუთარი წინაღობა $R_{11,11}=8,2737$ ომი ნაკლებია, ვიდრე ეს-10 სადგურის მიერთების კვანძის საკუთარი წინაღობა $R_{10,10}=9,9721$ ომი (ცხრ.3.2). აქედან გამომდინარე, ამ ფაქტორების გავლენით, როცა $C_{10}=C_{11}$, მაშინ ეს-11 სადგურის ოპტიმალური დატვირთვა ეს-10 სადგურის ოპტიმალურ დატვირთვაზე მეტი იქნება.

განსახილველი ქსელისთვის ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემა (3.19,ბ) ჩაიწერება შემდეგ სახეში:

$$\begin{aligned} \text{ეს-5} \quad & -85 \cdot 0,5417 - 80 \cdot 1,3113 - 100 \cdot 0,7615 - 65 \cdot 0,9028 + P_5 \cdot 3,7883 - 50 \cdot 2,19 - 20 \cdot \\ & 1,5464 - 20 \cdot 3,7883 - 50 \cdot 2,19 + P_{10} \cdot 1,5464 + P_{11} \cdot 0,5417 - 200 \cdot 3,1033 = 0; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{ეს-10} \quad & -85 \cdot 1,066 - 80 \cdot 0,955 - 100 \cdot 1,0343 - 65 \cdot 1,7767 + P_5 \cdot 1,5464 - 50 \cdot 2,1677 - \\ & - 20 \cdot 3,9722 - 20 \cdot 1,5463 - 50 \cdot 2,1677 + P_{10} \cdot 9,9721 + P_{11} \cdot 1,066 - 200 \cdot 1,8127 = -6914,29 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{ეს-11} \quad & -85 \cdot 3,2737 - 80 \cdot 0,4139 - 100 \cdot 0,7423 - 65 \cdot 1,4561 + P_5 \cdot 0,5417 - 50 \cdot 0,676 - \\ & - 20 \cdot 1,066 - 20 \cdot 0,5417 - 50 \cdot 0,676 + P_{10} \cdot 1,066 + P_{11} \cdot 8,2737 - 200 \cdot 0,5992 = -6914,29. \end{aligned}$$

$$\text{სიმძლავრის ბალანსი} \quad P_0 + P_5 + P_{10} + P_{11} = 683$$

ანუ

$$\begin{aligned} & 3,7883 \cdot P_5 + 1,5464 \cdot P_{10} + 0,5417 \cdot P_{11} - 1232,14 = 0 \\ & 1,5464 \cdot P_5 + 9,9721 \cdot P_{10} + 1,066 \cdot P_{11} - 972,19 = -6914,29 \\ & 0,5417 \cdot P_5 + 1,066 \cdot P_{10} + 8,2737 \cdot P_{11} - 699,84 = -6914,29 \\ & P_0 + P_5 + P_{10} + P_{11} = 683 \end{aligned}$$

და გვაქვს

$$3,7883 \cdot P_5 + 1,5464 \cdot P_{10} + 0,5417 \cdot P_{11} = 1232,14$$

$$1,5464 \cdot P_5 + 9,9721 \cdot P_{10} + 1,066 \cdot P_{11} = -5942,1$$

$$0,5417 \cdot P_5 + 1,066 \cdot P_{10} + 8,2737 \cdot P_{11} = -6214,45$$

$$P_0 + P_5 + P_{10} + P_{11} = 683$$

განტოლებათა ამ სისტემის ამოხსნით ვღებულობთ: $P_{10} < 0$; $P_{11} < 0$, რაც გამოწვეულია ამ სადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის შედარებით მაღალი ტარიფითა და მათი სამომხმარებლო კვანძებიდან შედარებით დიდი ელექტრული დაშორებით. მივიღოთ $P_{10} = 0$; $P_{11} = 0$ და გვრჩება განტოლებათა სისტემა ეს-0 და ეს-5 სადგურების მიმართ, რომლის ამოხსნით ვღებულობთ $P_5 = 325,25$ მგვტ და $P_0 = 357,75$ მგვტ.

მოქმედი სადგურების საკუთარი მოხმარების ($\approx 3\%$) და სიმძლავრის აუცილებელი რეზერვის ($\approx 10\%$) გათვალისწინებით, ამ სადგურების მიერ ქსელში სიმძლავრის გაცემის შესაძლებლობა, შესაბამისად, შეადგენს

$$P_{ეს-0} = 420 - 50 = 370 \text{ და } P_{ეს-5} = 120 - 14 = 106 \text{ მგვტ.}$$

მაშასადამე, ეს-5 სადგურის შეზღუდვის გათვალისწინებით, ბოლო განტოლებათა სისტემას ექნება სახე

$$9,9721 \cdot P_{10} + 1,066 \cdot P_{11} < 0$$

$$1,066 \cdot P_{10} + 8,2737 \cdot P_{11} < 0$$

$$P_0 + P_{10} + P_{11} = 577$$

აქედან, $P_{10} < 0$; $P_{11} < 0$.

ამრიგად, მაღალი ტარიფის მქონე სადგურები აშკარად „დაჩაგრულია“ დაბალი ტარიფის მქონე სადგურებთან კონკურენციაში.

სიმძლავრის დეფიციტის არსებობის გამო აგებული უნდა იქნეს ეს-10 და ეს-11 სადგურები. მათი ოპტიმალური დადგმული სიმძლავრის დასადგენად ერთერთი ამ სადგურთაგან მივიჩნიოთ მაბალანსებელ სადგურად, ამ სადგურის მიმართ გამოვთვალოთ ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები და შევადგინოთ ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემა.

მაბალანსებელ სადგურად განვიხილოთ ეს-11 სადგური. შესაბამისად, „0“ და „11“ კვანძებს შევუცვალოთ ნომრები (ნახ.3.8.) და გამოვთვალოთ ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები (ცხრ.3.3).

მოქმედი ელექტროსადგურები დავტვირთოთ შესაძლებლობის ფარგლებში $P_{ეს-0}=370$ და $P_{ეს-5}=106$ მგვტ და შევადგინოთ ოპტიმიზაციის განტოლება მე-10 კვანძისთვის

$$-85 \cdot 5,0 - 80 \cdot 7,739 - 100 \cdot 7,489 - 65 \cdot 7,5195 + 106 \cdot 8,2016 - 50 \cdot 8,6895 - 20 \cdot 10,1046 - 20 \cdot 8,2009 - 50 \cdot 8,6895 + P_{10} \cdot 16,1046 + 370 \cdot 7,1981 - 200 \cdot 8,4108 = \frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_{11} - C_{10}}{C_{11} + C_{3\text{ფ.}}}$$

სიმძლავრის ბალანსი $P_{10} + P_{11} = 207$

ანუ

$$P_{10} \cdot 16,1046 = \frac{48400}{2} \cdot \frac{40 - 40}{40 + 5} + 1666,34 = 1666,34$$

$$P_{10} + P_{11} = 207$$

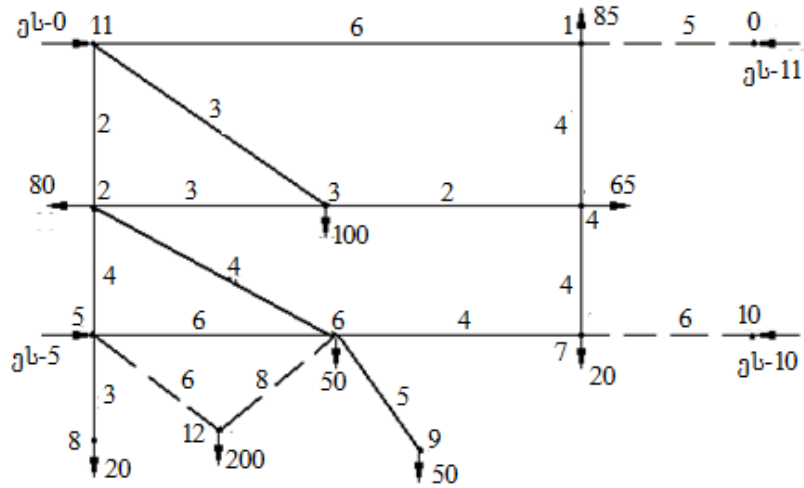
აქედან, $P_{10} = 103,47$ მგვტ და $P_{11} = 207 - P_{10} = 103,53$ მგვტ.

როგორც ვხედავთ, ელექტროენერგიის ერთნაირი ტარიფის პირობებში ორივე ახალი სადგური, პრაქტიკულად, თანაბრად დაიტვირთა. თუ ეს-10 სადგურის ტარიფი იქნება $C_{10} = 42$ ლარი/მგვტსთ, მაშინ ვლებულობთ $P_{10} = 36,7$ მგვტ და $P_{11} = 207 - 36,7 = 170,3$ მგვტ.

ცხრ.3.3. ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები ეს-11

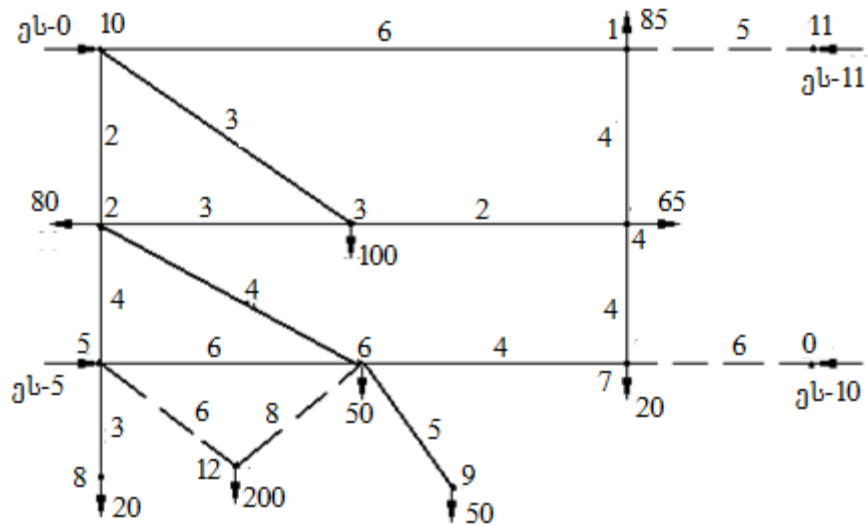
მაბალანსებელი სადგურის მიმართ

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	5,00	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
2	5,0	8,8341	7,8025	7,0844	8,6182	8,3936	7,7390	8,6174	8,3936	7,7390	7,8499	8,5221
3	5,0	7,8025	8,365	7,3034	7,7402	7,6767	7,490	7,7395	7,6767	7,4899	7,5216	7,7131
4	5,0	7,0844	7,3034	7,7802	7,1688	7,2591	7,5196	7,1682	7,2592	7,5195	6,8088	7,2076
5	5,0	8,6182	7,7402	7,1688	10,9665	9,2348	8,2018	10,966	9,2348	8,2016	7,7211	10,2245
6	5,0	8,3936	7,6767	7,2591	9,2348	10,1202	8,6896	9,2339	10,120	8,6895	7,5877	9,6143
7	5,0	7,7390	7,490	7,5196	8,2018	8,6896	10,1046	8,2010	8,6896	10,105	7,1982	8,4109
8	5,0	8,6174	7,7395	7,1682	10,9665	9,2339	8,2010	13,964	9,234	8,201	7,7204	10,2235
9	5,0	8,3936	7,6767	7,2592	9,2348	10,1202	8,6896	9,234	15,120	8,6895	7,5877	9,6143
10	5,0	7,7390	7,4899	7,5195	8,2016	8,6895	10,1046	8,201	8,6895	16,104	7,1981	8,4108
11	5,0	7,8499	7,5216	7,5216	7,7211	7,5877	7,1982	7,7204	7,5877	7,1981	8,2642	7,6640
12	5,0	8,5221	7,7131	7,2076	10,2245	9,6143	8,4109	10,224	9,6143	7,6640	7,6640	13,3917
P	-85	-80	-100	-65	106	-50	-20	-20	-50	P_{10}	370	-200



ნახ.3.8 ელექტრული ქსელის სქემა ეს-11 მბალანსებელი სადგურის დროს.

შედარებისთვის, მბალანსებელ სადგურად განვიხილოთ ეს-10 სადგური (ნახ.3.5). შესაბამისად, „0“ და „10“ კვანძებს შევუცვალოთ ნომრები (ნახ.3.9.) და გამოთვალოთ ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები ეს-10 სადგურის მიმართ(ცხრ.3.4).



ნახ.3.9.ელექტრული ქსელის სქემა ეს-10 მბალანსებელი სადგურის დროს.

მოქმედი ელექტროსადგურები დავტვირთოთ შესაძლებლობის ფარგლებში $P_{ეს-0}=370$ და $P_{ეს-5}=106$ მგვტ და შევადგინოთ ოპტიმიზაციის განტოლებამე-11 კვანძის მიმართ

$$-85 \cdot 11,0829 - 80 \cdot 8,3335 - 100 \cdot 8,5820 - 65 \cdot 8,556 + 106 \cdot 7,8707 - 50 \cdot 7,3866 - 20 \cdot 6,0 - 20 \cdot 7,87 - 50 \cdot 7,3866 + 370 \cdot 8,873 + P_{11} \cdot 16,0829 - 200 \cdot 7,6633 = \frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_{10} - C_{11}}{C_{10} + C_{ეს-დ}}$$

$$P_{10} + P_{11} = 207$$

ანუ

$$P_{11} \cdot 16,0829 = \frac{48400}{2} \frac{42 - 40}{42 + 5} + 1654,05 = 2683,84.$$

$$P_{10} + P_{11} = 207$$

აქედან, $P_{10} = 40,1$ მგვტ და $P_{11} = 166,9$ მგვტ.

ცხრ.3.4. ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინააღობები ეს-10

მაბალანსებელი სადგურის მიმართ

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	11,082	8,3335	8,5820	8,5560	7,8707	7,3866	6,000	7,8700	7,3867	8,8730	11,082	7,6633
2	8,3335	9,4284	8,6445	7,9003	8,7507	8,0413	6,000	8,7499	8,0413	8,9831	8,3335	8,4467
3	8,5820	8,6445	9,4551	8,3672	8,1206	7,5722	6,000	8,1206	7,5722	8,9030	8,5820	7,8858
4	8,5560	7,9003	8,3672	8,8175	7,5225	7,1280	6,000	7,5220	7,1280	8,1638	8,5560	7,3535
5	7,8707	8,7507	8,1206	7,5225	10,6371	8,4204	6,000	10,636	8,4204	8,3927	7,8707	9,6872
6	7,3866	8,0413	7,5722	7,1280	8,4204	8,8205	6,000	8,4196	8,8205	7,7745	7,3866	8,5920
7	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000
8	7,8700	8,7499	8,1206	7,5220	10,636	8,4196	6,000	13,635	8,4196	8,3919	7,8700	9,6864
9	7,3867	8,0413	7,5722	7,1280	8,4204	8,8205	6,000	8,4196	13,820	7,7745	7,3866	8,5920
10	8,8730	8,9831	8,9030	8,1638	8,3927	7,7745	6,000	8,3919	7,7745	9,9365	8,8730	8,1278
11	11,082	8,3335	8,5820	8,5560	7,8707	7,3866	6,000	7,8700	7,3866	8,8730	16,082	7,6633
12	7,6633	8,4467	7,8858	7,3535	9,6872	8,5920	6,000	9,6864	8,5920	8,1278	7,6633	12,646
P	-85	-80	-100	-65	106	-50	-20	-20	-50	370	-	-200

როგორც ვხედავთ, მიუხედავად იმისა რომელ სადგურს მივიჩნევთ მაბალანსებლად, პრაქტიკულად, მივიღეთ ერთიდაიგივე შედეგი. კერძოდ, ეს-10 დაბალეკონომიკურია მისი დიდი ელექტრული დაშორებისა და მაღალი ტარიფის გამო.

მაშასადამე, განსახილველ ქსელში (ნახ.3.5) პერსპექტიული დატვირთვის დაფარვის მიზნით ახლად დასაშენებელი ეს-10 და ეს-11

ელექტროსადგურების ოპტიმალური დატვირთვა აღწევს $P_{ეს-10}=38$ და $P_{11}=169$ მგვტ.

იმ შემთხვევაში, თუ ახლადასაშენებელი ელექტროსადგურების მიერ გამოიმუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი მოქმედი ელექტროსადგურების ტარიფის თანაზომადია:

$$C_{10}=3,5 \text{ თეთრი/კვტსთ}=35 \text{ ლარი/მგვტსთ},$$

$$C_{11}=3,2 \text{ თეთრი.კვტსთ}=32 \text{ ლარი/მგვტსთ}.$$

მაშინ ტარიფის ცვლილების გამო (3.17,ბ) განტოლებათა სისტემის მარჯვენა მხარს რიცხვითი მნიშვნელობები (ეს-10 და ეს-11 სადგურებისთვის) იქნება

$$ეს-10 \frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_0 - C_i}{C_0 + C_{გაფ.}} = \frac{220^2}{2} \cdot \frac{30 - 35}{30 + 5} = -3457,14$$

$$ეს-11 \frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_0 - C_i}{C_0 + C_{გაფ.}} = \frac{220^2}{2} \cdot \frac{30 - 32}{30 + 5} = -1382,86.$$

შესაბამისად, გვაქვს შემდეგი სახის ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემა

$$3,7883 \cdot P_5 + 1,5464 \cdot P_{10} + 0,5417 \cdot P_{11} = 1232,14$$

$$1,5464 \cdot P_5 + 9,9721 \cdot P_{10} + 1,066 \cdot P_{11} = -775,1$$

$$0,5417 \cdot P_5 + 1,066 \cdot P_{10} + 8,2737 \cdot P_{11} = 1,82.$$

ამ განტოლებათა სისტემის ამოხსნით ვღებულობთ: $P_5=381,83$; $P_{10}=-136,16$; $P_{11}=-7,24$ მგვტ.

რადგანაც $P_5=381,83 > 106$, ვიღებთ $P_5=106$ მგვტ და გვაქვს ორუცნობიანი (P_{10} და P_{11}) განტოლებათა სისტემა

$$9,9721 \cdot P_{10} + 1,066 \cdot P_{11} = -939,02$$

$$1,066 \cdot P_{10} + 8,2737 \cdot P_{11} = -55,6.$$

აქედან $P_{10} < 0$, $P_{11} < 0$ და, სიმძლავრის ბალანსიდან გამომდინარე, ვღებულობთ $P_{ეს-0}=683-106=577$ მგვტ.

რადგანაც, ეს-10 მაბალანსებელი სადგურის შესაძლებლობა არ აღემატება 370 მგვტ-ს. გვაქვს $577-370=207$ მგვტ დეფიციტი. სწორედ, მინიმუმ ამ სიდიდის ტოლი უნდა იყოს ახლადასაშენებელი ელექტროსადგურების ქსელში გასაცემი ჯამური სიმძლავრე. ამ

დეფიციტის მათ შორის გადანაწილების თანაფარდობა დამოკიდებულია მათ გეოგრაფიულ განლაგებასა და გამომუშავებული ენერჯის ტარიფზე.

მაბალანსებელ სადგურად განვიხილოთ ეს-10 (ნახ.3.9)და ოპტიმიზაციის განტოლება შევადგინოთ მე-11 კვანძისთვის (ეს-11 სადგურისთვის)

$$-85 \cdot 11,0829 - 80 \cdot 8,3335 - 100 \cdot 8,5820 - 65 \cdot 8,556 + 106 \cdot 7,8707 - 50 \cdot 7,3866 - 20 \cdot 5,9785 - 20 \cdot 7,87 - 50 \cdot 7,3866 + 370 \cdot 8,873 + P_{11} \cdot 16,0829 - 200 \cdot 7,6633 = \frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_{10} - C_{11}}{C_{10} + C_{3\text{ად}}}$$

ანუ

$$P_{11} \cdot 16,0829 = \frac{48400}{2} \frac{35 - 32}{35 + 5} + 1454,5 = 3269,05.$$

აქედან, $P_{11} = 203,3$ მგვტ.

სიმძლავრის ბალანსიდან გამომდინარე, ეს-10 სადგურის მიერ ქსელში გასაცემი სიმძლავრე შეადგენს $P_{10} = 207 - 203,3 = 3,7$ მგვტ.

იმ შემთხვევაში, თუ ახლადასაშენებელი ეს-10 და ეს-11 ელექტროსადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი მოქმედი სადგურების ტარიფის ტოლია $C_0 = C_5 = C_{10} = C_{11} = 3$ თეთრი/კვტსთ = 30 ლარი/მგვტსთ, მაშინ (3.19,ბ) განტოლებათა სისტემის მარჯვენა მხარე 0-ის ტოლია და გვაქვს შემდეგი სახის განტოლებათა სისტემა

$$3,7883 \cdot P_5 + 1,5464 \cdot P_{10} + 0,5417 \cdot P_{11} = 1232,14$$

$$1,5464 \cdot P_5 + 9,9721 \cdot P_{10} + 1,066 \cdot P_{11} = 972,19$$

$$0,5417 \cdot P_5 + 1,066 \cdot P_{10} + 8,2737 \cdot P_{11} = 699,85.$$

განტოლებათა ამ სისტემის ამოხსნით ვღებულობთ: $P_0 = 280,4$; $P_5 = 298,46$; $P_{10} = 44,87$; $P_{11} = 59,27$ მგვტ.

რადგანაც $P_5 = 298,46 > 106$, ვიღებთ $P_5 = 106$ მგვტ და, გვაქვს

$$9,9721 \cdot P_{10} + 1,066 \cdot P_{11} = 808,27$$

$$1,066 \cdot P_{10} + 8,2737 \cdot P_{11} = 642,43.$$

ამ სისტემის ამოხსნით ვღებულობთ $P_0=435,13$; $P_5=106$; $P_{10}=73,77$; $P_{11}=68,1$ მგვტ. მიუხედავად იმისა, რომ ახლადასაშენებელი ელექტროსადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი მივიჩნიეთ მოქმედი სადგურების ტარიფის ტოლად, ეს ახალი სადგურები მაინც დაბალეკონომიკურია მათი მომხმარებლებიდან შედარებით უფრო დიდი ელექტრული დაშორების გამო.

რადგანაც $P_0=435,13 > 370$, ვიღებთ $P_0=370$ და დასაფარავი დეფიციტი გავანაწილოთ ეს-10 და ეს-11 ახალ სადგურებს შორის, რისთვისაც ერთერთი მათგანი მივიჩნიოთ მბალანსებლად და მივიღებთ: $P_{10}=102,1$; $P_{11}=104,9$ მგვტ. მიღებული შედეგები წარმოვადგინოთ ცხრილის სახით (ცხრ.3.5).

ცხრ.3.5. პერსპექტიული ეს-10 და ეს-11 სადგურების

ოპტიმალური დატვირთვები

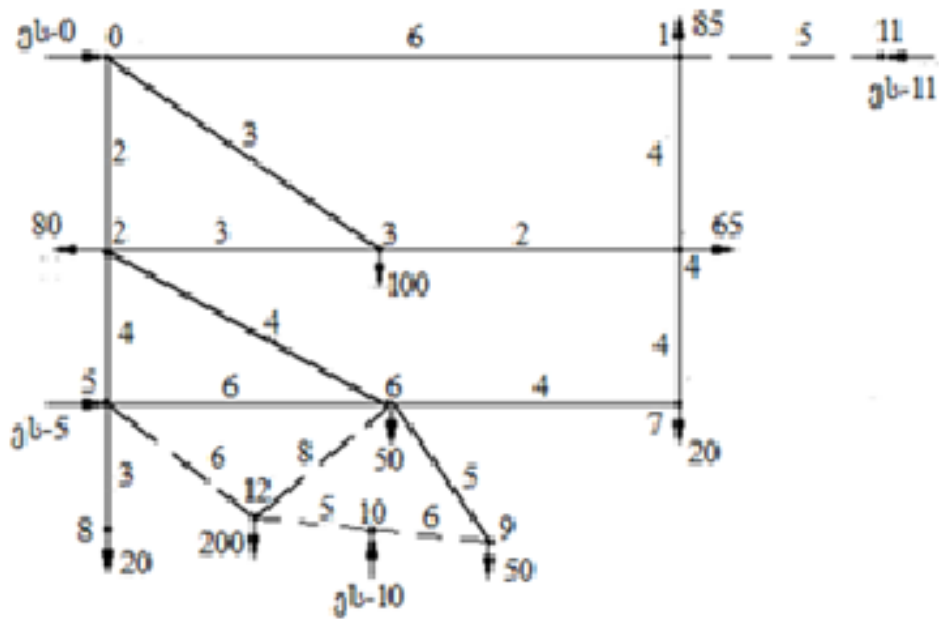
ელექტროენერჯის ტარიფი, ლარი/მგვტს				სადგურის ოპტიმალური დატვირთვა, მგვტ				$\sum C_i P_i$, ლარი/სთ	საშუალო-შეწონილი ტარიფი, თეთრი/კვტსთ	დანაკარგები ქსელში,	
C_0	C_5	C_{10}	C_{11}	P_0	P_5	P_{10}	P_{11}			მგვტ	%
30	30	40	40	358	325	0	0	20490	3,0	-	-
				577	106	0	0	20490	3,0	-	-
				370	106	103,47	103,53	22645	3,303	9,1	1,36
30	30	42	40	370	106	38	169	22636	3,314	10,3	1,54
30	30	35	32	370	106	3,7	203,3	20915,1	3,062	11,8	1,76
30	30	30	30	370	106	102,1	104,9	20490	3,0	9,2	1,37

მიღებული შედეგების ზოგადი ანალიზი გვიჩვენებს, რომ სადგურის ოპტიმალური დატვირთვა, როგორც მოსალოდნელი იყო, დამოკიდებულია მოცემული სადგურის მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფზე და მის ელექტრულ დაშორებაზე მოხმარების კვანძებიდან. მოცემულ ქსელში ახალი

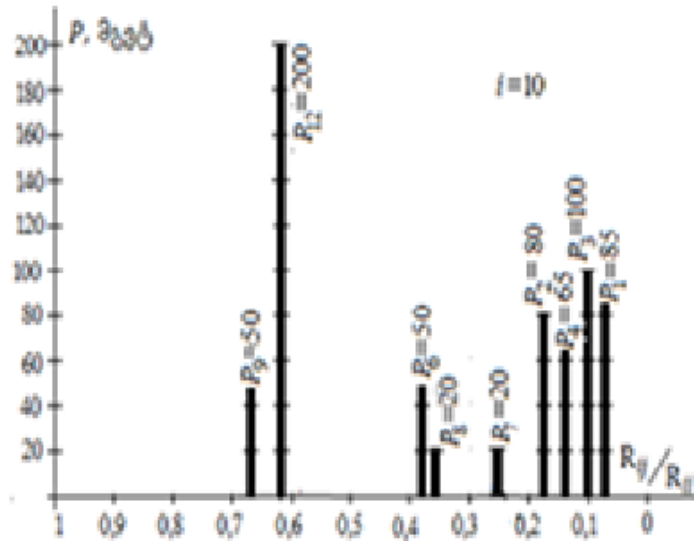
ელექტროსადგურების აგება „1“, „4“ და „7“ მოხმარების კვანძების რეგიონში ნაკლებეფექტურია.

ახლადასაშენებელი ელექტროსადგურების სხვადასხვა ოპტიმალური დატვირთვის შემთხვევებისთვის გამოთვლილი იქნა ქსელის რეჟიმის პარამეტრები რომელთა ანალიზი აჩვენებს, რომ ქსელში დანაკარგები მინიმალურია, როცა ახლადასაშენებელი სადგურების ტარიფები ერთნაირია. სხვა შემთხვევაში დანაკარგები იზრდება და ეს ნაზრდი მით მეტია, რაც მეტია ტარიფებს შორის სხვაობა.

დავუშვათ, რომ ეს-10 სადგური შესაძლებელია აგებული იქნეს მე-9 და მე-12 კვანძების რეგიონში ანუ დიდი დატვირთვის მქონე კვანძთან ახლოს (ნახ.3.10). ამ შემთხვევისთვის ეს-10 სადგურისა და მოხმარების კვანძების ურთიერთ ელექტრული განლაგება ნაჩვენებია ნახ.3.11-ზე.



ნახ.3.10. პერსპექტიული ჰესის აგება დატვირთვის ახლოს



**ნახ.3.11. დატვირთვის კვანძების ელექტრული დაშორების გრაფიკი
ეს-10 მახალანსებელი სადგურიდან**

ამ ნახაზიდან აშკარად ჩანს, რომ ახლადსაშენებელი ეს-10 სადგური აგების ადგილი მნიშვნელოვნად მიუახლოვდა მოხმარების კვანძებს, ვიდრე ეს იყო იმ შემთხვევაში, როცა იგივე სადგური აგებული იქნებოდა „7“ კვანძის რეგიონში (ნახ.3.6.).

იმავე საწყისი მონაცემების პირობებში ($C_0=C_5=30$; $C_{10}=40$; $C_{11}=40$; $C_{გ.დ.}=5$ ლარი/მგვტსთ) გენერაციის კვანძებისთვის შევადგინოთ ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემა:

$$\text{ეს-5} \quad -85 \cdot 0,5451 - 80 \cdot 1,309 - 100 \cdot 0,7633 - 65 \cdot 0,9085 + P_5 \cdot 3,7471 - 50 \cdot 2,2162 - 20 \cdot 1,5624 - 20 \cdot 3,7471 - 50 \cdot 2,4414 + P_{10} \cdot 2,7115 + P_{11} \cdot 0,5451 - 200 \cdot 2,9367 = 0;$$

$$\text{ეს-10} \quad -85 \cdot 0,6322 - 80 \cdot 1,2499 - 100 \cdot 0,8086 - 65 \cdot 1,0536 + P_5 \cdot 2,7115 - 50 \cdot 2,8764 - 20 \cdot 1,965 - 20 \cdot 2,7113 - 50 \cdot 5,0213 + P_{10} \cdot 7,5957 + P_{11} \cdot 0,6322 - 200 \cdot 4,74 = -6914,29;$$

$$\text{ეს-11} \quad -85 \cdot 3,2733 - 80 \cdot 0,4141 - 100 \cdot 0,7421 - 65 \cdot 1,4555 + P_5 \cdot 0,5451 - 50 \cdot 0,6738 - 20 \cdot 1,0647 - 20 \cdot 0,5451 - 50 \cdot 0,6549 + P_{10} \cdot 0,6322 + P_{11} \cdot 8,2733 - 200 \cdot 0,6132 = -6914,29.$$

ანუ

$$3,7471 \cdot P_5 + 2,7115 \cdot P_{10} + 0,5451 \cdot P_{11} = 1212,84$$

$$2,7115 \cdot P_5 + 7,5957 \cdot P_{10} + 0,6322 \cdot P_{11} = -5174,81$$

$$0,5451 \cdot P_5 + 0,6322 \cdot P_{10} + 8,2733 \cdot P_{11} = -6212,84$$

განტოლებათა ამ სისტემის ამოხსნით ვღებულობთ: $P_{10} < 0$ და $P_{11} < 0$.

მიუხედავად იმისა, რომ ეს-10 სადგური მიუახლოვდა მოხმარების კვანძებს (ნახ.3.10, ნახ.3.11), მის მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის მაღალი ტარიფის გამო, ამ სადგურის აგება მაინც არაეკონომიკურია.

იმ შემთხვევაში, თუ ახლად ასაშენებელი ეს-10 და ეს-11 ელექტროსადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი მოქმედი სადგურების ტარიფის ტოლია $C_0 = C_5 = C_{10} = C_{11} = 3$ თეთრი/კვტსთ = 30 ლარი/მგვტსთ, მაშინ (3.19,ბ) განტოლებათა სისტემის მარჯვენა მხარე 0-ის ტოლია და გვაქვს შემდეგი სახის განტოლებათა სისტემა

$$3,7471 \cdot P_5 + 2,7115 \cdot P_{10} + 0,5451 \cdot P_{11} = 1212,84$$

$$2,7115 \cdot P_5 + 7,5957 \cdot P_{10} + 0,6322 \cdot P_{11} = 1739,48$$

$$0,5451 \cdot P_5 + 0,6322 \cdot P_{10} + 8,2733 \cdot P_{11} = 701,45$$

$$\text{აქედან } P_5 = 294,47, \quad P_{10} = 164,29, \quad P_{11} = 87,63 \quad \text{მგვტ.}$$

რადგანაც $P_5 = 294,47 > 106$, ვიღებთ $P_5 = 106$ მგვტ და გვაქვს

$$7,5957 \cdot P_{10} + 0,6322 \cdot P_{11} = 1452,07$$

$$0,6322 \cdot P_{10} + 8,2733 \cdot P_{11} = 643,67.$$

შესაბამისად, $P_{10} = 185,88$, $P_{11} = 63,6$ მგვტ და სიმძლავრის ბალანსიდან გამომდინარე

$$P_0 = 683 - (106 + 185,88 + 63,6) = 327,52 \text{ მგვტ.}$$

ეს-10 სადგურის აგების ადგილის შეცვლამ (ნახ.3.10) გამოიწვია მისი ელექტრული მიახლოება მოხმარების კვანძებთან (ნახ.3.11). შედგად, ამ სადგურის ოპტიმალური დატვირთვა ($102,1 \Rightarrow 185,88$) და მოქმედ სადგურებთან მიმართებაში კონკურენტუნარიანი გახდა. ეს-11 სადგურის კონკურენტუნარიანობის ხარისხი კი შემცირდა. ამ სადგურის ოპტიმალური დატვირთვა 104,9 მგვტ-დან შემცირდა 63,6 მგვტ-მდე.

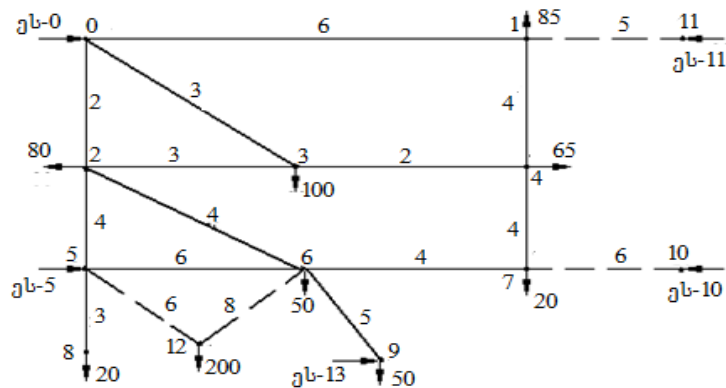
ეს-10 სადგურის აგების ადგილის შეცვლამდე და შეცვლის შემდეგ სისტემის სადგურების ოპტიმალური დატვირთვები, მათ მიერ გამომუშავებული ელექტროენერგიის ერთნაირი ტარიფის შემთხვევაში, ნაჩვენებია ცხრ.3.6-ში.

ცხრ.3.6.ეს-10 სადგურის ოპტიმალური დატვირთვები აგების ადგილის შეცვლამდე და შეცვლის შემდეგ

ელექტროენერგიის ტარიფი,ლარი/მგვტსთ				სადგურის ოპტიმალური დატვირთვა, მგვტ				შენიშვნა: ეს-10 სადგური განთავსებულია
C_0	C_5	C_{10}	C_{11}	P_0	P_5	P_{10}	P_{11}	
30	30	30	30	370	106	102,1	104,9	“7”კვანძთან ახლოს
30	30	30	30	327,5	106	185,88	63,6	“9”,“12” კვანძთან ახლოს

PPS/E პროგრამით გამოთვლილი იქნა ქსელის რეჟიმის პარამეტრები ამ ბოლო შემთხვევისთვის და, როგორც მოსალოდნელი იყო, გენერაციის კვანძის მოხმარების კვანძებთან მიახლოებით, ქსელში დანაკარგები შემცირდა $9,2-5,4=4,8$ მგვტ-ით.

მოცემული ელექტროსისტემისთვის (ნახ.3.5) განვიხილოთ შემთხვევა, როცა ეს-10 და ეს-11 ელექტროსადგურებთან ერთად შეიძლება აგებული იქნეს ეს-13 ელექტროსადგური, რომელიც სისტემას მიუერთდება მე-9 კვანძში (ნახ.3.12).



ნახ.3.12. ელექტრული სისტემის შეერთებისქემაეს-13 სადგურის შემთხვევაში

შევადგინოთ მაგენერირებელი სიმძლავრეების ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემა ეს-10, ეს-11 და ეს-13 ელექტროსადგურებისთვის. მაბალანსებელ სადგურად მივიღოთ ეს-11. ამასთან, მოქმედი ელექტროსადგურების (ეს-0 და ეს-5) მიერ ქსელში სიმძლავრის გაშვების შესაძლებლობა (სადგურის საკუთარი მოხმარებისა და აუცილებელი რეზერვისჩათვლით) შესაბამისად შეადგენს: $P_{ეს-0}=370$ და $P_{ეს-5}=106$ მგვტ.

როცა ეს-11 სადგური მაბალანსებელია, მაშინ ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინარობები იქნება იგივე, რაც მოცემულია ცხრ.3.3-ში და ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემას ექნება სახე:

ეს-10 სადგურისთვის (კვანძი 10)

$$\begin{aligned}
 & -85 \cdot 4,994 - 80 \cdot 7,739 - 100 \cdot 7,489 - 65 \cdot 7,5195 + 106 \cdot 8,2016 - 50 \cdot 8,6895 - \\
 & -20 \cdot 10,1046 - 20 \cdot 8,2009 - 50 \cdot 8,6895 + P_{13} \cdot 8,6895 + P_{10} \cdot 16,1046 + 370 \cdot 7,1981 - \\
 & -200 \cdot 8,4108 = \frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_{11} - C_{10}}{C_{11} + C_{\text{გად.}}}
 \end{aligned}$$

ეს-13 სადგურისთვის (კვანძი 9)

$$\begin{aligned}
 & -85 \cdot 4,9936 - 80 \cdot 8,3936 - 100 \cdot 7,6767 - 65 \cdot 7,2592 + 106 \cdot 9,2348 - 50 \cdot 10,1202 - \\
 & -20 \cdot 8,6896 - 20 \cdot 9,234 - 50 \cdot 15,1202 + P_{13} \cdot 15,1202 + P_{10} \cdot 8,6895 + 370 \cdot 7,5877 - \\
 & -200 \cdot 9,6143 = \frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_{11} - C_{13}}{C_{11} + C_{\text{გად.}}};
 \end{aligned}$$

ბალანსის განტოლება

$$P_{10} + P_{11} + P_{13} = 683 - (370 + 106) = 207.$$

მაბალანსებელი სადგურის (ამ შემთხვევაში ეს-11) მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯიის ტარიფი მივიღოთ $C_{11}=40$ ლარი/მგვტსთ. ეს-10 და ეს-13 სადგურებისთვის, შესაბამისად, $C_{10}=42$ და $C_{13}=43$ ლარი/მგვტსთ. მაშასადამე, გვაქვს:

$$P_{10} \cdot 16,1046 + P_{13} \cdot 8,6895 - 1665,83 = -1075,56,$$

$$P_{10} \cdot 8,6895 + P_{13} \cdot 15,1202 - 2092,48 = -1613,33.$$

ანუ

$$P_{10} \cdot 16,1046 + P_{13} \cdot 8,6895 = 590,27,$$

$$P_{10} \cdot 8,6895 + P_{13} \cdot 15,1202 = 479,15.$$

აქედან $P_{10}=28,34, P_{13}=15,41$ მგვტ და ბალანსის განტოლებიდან - $P_{11}=163,25$ მგვტ.

როგორც ვხედავთ, მიუხედავად იმისა, რომ ეს-13 ელექტროსადგური უშუალოდ 50 მგვტ დატვირთვის მქონე მომხმარებლის კვანძშია მიერთებული, მისი მაღალი ტარიფის გამო, იგი უფრო ნაკლებად დაიტვირთა, ვიდრე აღნიშნული კვანძის დატვირთვაა.

თუ ეს-10 და ეს-13 სადგურების ტარიფები ერთნაირია $C_{10}=C_{13}=43$ ლარი/მგვტს, მაშინ გვაქვს:

$$P_{10} \cdot 16,1046 + P_{13} \cdot 8,6895 - 1665,83 = -1613,33,$$

$$P_{10} \cdot 8,6895 + P_{13} \cdot 15,1202 - 2092,48 = -1613,33.$$

ანუ

$$P_{10} \cdot 16,1046 + P_{13} \cdot 8,6895 = 52,5,$$

$$P_{10} \cdot 8,6895 + P_{13} \cdot 15,1202 = 479,15.$$

აქედან, $P_{10} < 0, P_{13} = 31,69$ მგვტ და სიმძლავრის ბალანსიდან გამომდინარე $P_{11} = 175,31$ მგვტ.

თუ ეს-10 და ეს-13 სადგურების ტარიფები ერთნაირია $C_{10}=C_{13}=42$ ლარი/მგვტს, მაშინ გვაქვს:

$$P_{10} \cdot 16,1046 + P_{13} \cdot 8,6895 - 1665,83 = -1075,56,$$

$$P_{10} \cdot 8,6895 + P_{13} \cdot 15,1202 - 2092,48 = -1075,56.$$

ანუ

$$P_{10} \cdot 16,1046 + P_{13} \cdot 8,6895 = 590,27,$$

$$P_{10} \cdot 8,6895 + P_{13} \cdot 15,1202 = 1016,92.$$

აქედან, $P_{10}=0,51, P_{13}=66,98$ მგვტ და სიმძლავრის ბალანსიდან გამომდინარე $P_{11}=139,51$ მგვტ.

თუ ყველა ამ ახლადსაშენებელი სადგურების ტარიფები ერთნაირია $C_{10}=C_{11}=C_{13}$, მაშინ ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემას აქვს სახე:

$$P_{10} \cdot 16,1046 + P_{13} \cdot 8,6895 = 1665,83,$$

$$P_{10} \cdot 8,6895 + P_{13} \cdot 15,1202 = 2092,48.$$

აქედან, $P_{10}=41,67$, $P_{13}=114,47$ მგვტ და სიმძლავრის ბალანსიდან გამომდინარე $P_{11}=50,86$ მგვტ.

მიღებული შედეგები წარმოვადგინოთ ცხრილის სახით (ცხრ.3.7).

ცხრ.3.7. ელექტროსადგურების ოპტიმალური დატვირთვები სხვადასხვა

ტარიფების შემთხვევაში

ელექტროენერჯის ტარიფი, ლარი/მგვტსთ			სადგურების ოპტიმალური დატვირთვა, მგვტ			$\sum_i C_i P_i$, ლარი/სთ	საშუალო-შეწონილი ტარიფი, თეთრი/კვტსთ
C_{10}	C_{11}	C_{13}	P_{10}	P_{11}	P_{13}		
42	40	43	28,34	163,25	15,41	8382,91	4,050
43	40	43	0	175,31	31,69	8375,08	4,046
42	40	42	0,51	139,51	66,98	8393,56	4,055
40	40	40	41,67	50,86	114,47	8280,0	4,0

ამ პარაგრაფში განხილული რიცხვითი მაგალითების შედეგების სრული ანალიზის საფუძველზე შეიძლება გავაკეთოთ შემდეგი დასკვნა:

- მაღალი ტარიფის მქონე სადგურები აშკარად „დაჩაგრულია“ დაბალი ტარიფის მქონე სადგურებთან კონკურენციაშია.
- ელექტროსადგურების ოპტიმალური დატვირთვის სიდიდეზე მნიშვნელოვან გავლენას ახდენს მათ მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი. კერძოდ, თუ განსახილველი სადგურის ტარიფი სისტემის საშუალოშეწონილ ტარიფზე მეტია, მაშინ ამ სადგურის ოპტიმალური დატვირთვა დაბალია და პირიქით. უფრო მეტიც, მოხმარების კვანძში მიერთებული მაღალი ტარიფის მქონე სადგურის ოპტიმალური დატვირთვა შეიძლება უფრო ნაკლები აღმოჩნდეს, ვიდრე თვით ამ კვანძის დატვირთვა;
- სისტემის საშუალოშეწონილ ტარიფსა და სადგურის მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფს შორის სხვაობის გავლენა მკვეთრად ვლინდება გადაცემის ნომინალურ ძაბვასთან

მიმართებაში. ეს ფაქტორი დაკავშირებულია გადაცემის ქსელში ენერჯის დანაკარგებთან. კერძოდ, მაღალი ნომინალური ძაბვის დროს დანაკარგები მცირეა, ვიდრე დაბალი ნომინალური ძაბვისას და, შესაბამისად, მაღალი ნომინალური ძაბვის ხაზით დიდი სიდიდის ენერჯის ტრანსპორტირება უფრო ოპტიმალურია;

- ელექტროსისტემაში ელექტროსადგურების გაადგილების კვანძების სამომხმარებლო კვანძებიდან დიდი ელექტრული დაშორებისას მცირდება სადგურის ოპტიმალური დატვირთვის სიდიდე, რაც გადაცემის ქსელში ენერჯის დანაკარგებთანაა დაკავშირებული. აქედან გამომდინარე, სხვა ერთნაირიპირობებისასუპირატესობა მიენიჭება იმ სადგურის აგებას, რომლის გაადგილების კვანძი მომხმარებლებთან ელექტრულად უფრო ახლოსაა. ელექტრული სიახლოვის შეფასება უნდა მოხდეს კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინააღმდეგობების ფარდობითი მნიშვნელობებით.

3.5. სხვადასხვა საწყისი პარამეტრების გავლენა სადგურის ოპტიმალური დატვირთვის სიდიდეზე

ელექტროსადგურის ოპტიმალური დატვირთვის ზოგადი საანგარიშო გამოსახულება (3.20,ა) წარმოვადგინოთ შემდეგ სახეში

$$P_i = \left[\frac{1}{R_{ii}} \cdot \frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_0 - C_i - A_{i,ბაზ.}}{C_0 + C_{ბაზ.}} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m P_j \cdot \frac{R_{ij}}{R_{ii}} - \sum_{j=n+1}^{m+y} P_j \cdot \frac{R_{ij}}{R_{ii}} \right] \quad (3.23)$$

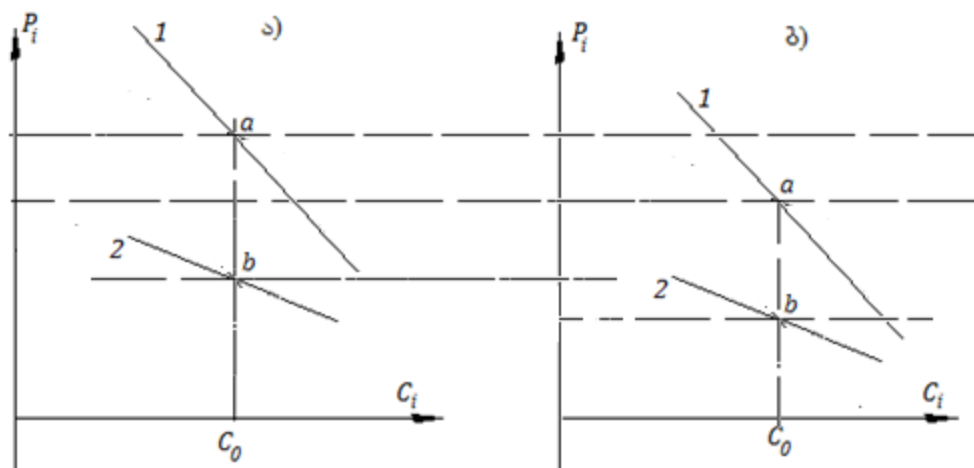
პირველი შესაკრების ნიშანი და რიცხვითი სიდიდე ბევრ ფაქტორზეა დამოკიდებული U_6, R_{ii}, C_0, C_i და $A_{i,ბაზ.}$ პარამეტრების თანაფარდობაზე. კერძოდ, როცა $C_i + A_{i,ბაზ.} > C_0$, მაშინ ეს შესაკრები უარყოფითია, ხოლო როცა $C_i + A_{i,ბაზ.} < C_0$, მაშინ – დადებითია. ამ შესაკრების რიცხვითი სიდიდესადგურის მიერთების კვანძის R_{ii} საკუთარი წინააღმდეგობის უკუპროპორციულია და სადგურის ელექტროსისტემასთან

დამაკავშირებელი ხაზის ნომინალური ძაბვის კვადრატის პირდაპირპროპორციულია.

მეორე შესაკრები გამოხატავს ქსელში არსებული სხვა დანარჩენი ელექტროსადგურების მიერ „დაბლოკვის“ (უარყოფით) გავლენას და, ამასთან, ამ გავლენის ხარისხი R_{ij}/R_{ii} ფარდობის პირდაპირპროპორციულია.

მესამე შესაკრები გამოხატავს ქსელში არსებული მოხმარებლების დადებით გავლენას და, ამასთან, ამ გავლენის ხარისხი R_{ij}/R_{ii} ფარდობის პირდაპირპროპორციულია. მაშასადამე, მეორე და მესამე შესაკრებლების რეზულტიური გავლენა დამოკიდებულია გადაცემის ქსელის კონფიგურაციაზე ანუ სადგურებისა და მოხმარების კვანძების ურთიერთ განლაგებაზე. ამ ორი შესაკრების ჯამი დადებითია, თუ განსახიველი i -ური სადგურის აგების რეგიონში მოხმარება ჭარბობს გენერაციას და პირიქით - უარყოფითია თუ გენერაცია ჭარბობს მოხმარებას.

$P_i = P_i(C_i)$ დამოკიდებულების გრაფიკი ნაჩვენებია ნახ.3.13-ზე.



ნახ.3.13. სადგურის P_i კოტიმალური დატვირთვის C_i ტარიფზე დამოკიდებულების გრაფიკი: (ა) - სადგური სისტემასთან ელექტრულად უფრო ახლოსაა; (ბ) - სადგური სისტემასთან ელექტრულად უფრო შორსაა; (1) - სადგურის სისტემასთან დამაკავშირებელი ხაზი უფრო მაღალი ნომინალური ძაბვისაა; (2) - სადგურის სისტემასთან დამაკავშირებელი ხაზი უფრო დაბალი ნომინალური ძაბვისაა.

ამ ნახაზზე a და b წერტილების ორდინატები წარმოადგენს (3.23) გამოსახულების მეორე და მესამე შესაკრებლების ჯამს. როგორც ვხედავთ სადგური სისტემიდან ელექტრულად რაც უფრო შორსაა, მით ნაკლებია მისი ოპტიმალური დატვირთვა. ეს ლოგიკურია, რადგანაც შორ მანძილიდან ელექტროენერგიის ტრანსპორტირება მეტ სატრანსპორტო ხარჯებს იწვევს და ამ ხარჯების შემცირების მიზნით უნდა შემცირდეს გადასაცემი სიმძლავრე ანუ სადგურის ოპტიმალური დატვირთვა უფრო ნაკლები იქნება.

$P_i = P_i(C_i)$ დამოკიდებულების გრაფიკის დახრილობა უარყოფითია (ნახ.3.13), რაც მიუთითებს მას, რომ უფრო ოპტიმალურია სისტემაში შემოტანილი იქნეს უფრო დაბალი ტარიფის ელექტროენერგია. ამასთან, გრაფიკი მით ციცაბოა, რაც უფრო მაღალია გადაცემის ნომინალური ძაბვა და რაც ნაკლებია გადაცემის სიგრძე.

სადგურის ოპტიმალური დატვირთვის სიდიდეზე მნიშვნელოვან გავლენას ახდენს მისი ელექტრული დაშორება არსებული გადაცემის ქსელიდან.

როცა ახლადსაშენებელი i ელექტროსადგური ელექტროსისტემას უკავშირდება K კვანძში $U_{60\text{მ},i}$ ძაბვისა და $R_{b,b,i}$ წინააღობის მქონე ელექტროგადაცემის ხაზით. მაშინ K კვანძის საკუთარი წინააღობა R_{kk} იზრდება დამაკავშირებელი ხაზის სიგრძის ზრდასთან ერთად. ამ შემთხვევაში, თვალსაჩინოების მიზნით, (3.21) გამოსახულება ჩავწეროთ შემდეგ სახეში

$$P_i = \frac{U_6^2}{2(R_{kk} + R_{b,b,i} (\frac{U_{60\text{მ}}}{U_{60\text{მ},i}})^2)} \cdot \frac{C_0 - C_i - A_{i,b,b}}{C_0 + C_{\text{გაფ.}}} - \frac{1}{R_{kk} + R_{i,b,b} (\frac{U_{60\text{მ}}}{U_{i,60\text{მ}}})^2} \cdot \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m P_j \cdot R_{kj} - \frac{1}{R_{kk} + R_{i,b,b} (\frac{U_6}{U_{i,60\text{მ}}})^2} \sum_{j=1}^{m+y} P_j \cdot R_{ij} \quad (3.24)$$

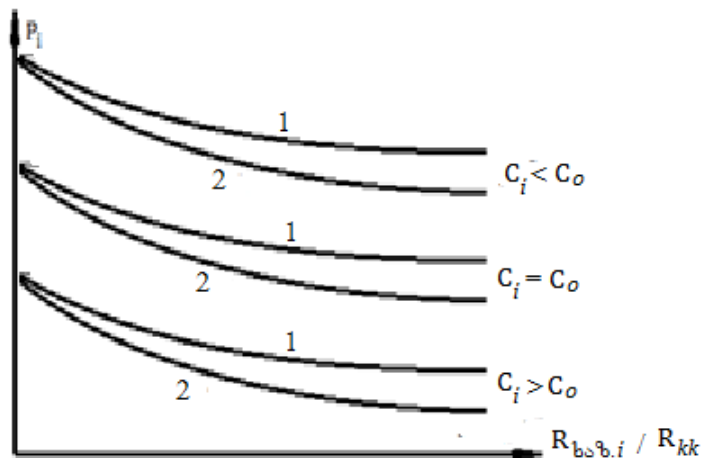
ამ გამოსახულების შესაბამისად სადგურის P_i ოპტიმალური დატვირთვის გრაფიკი მის სისტემიდან ელექტრულ დაშორებასა და

ხაზის ნომინალურ ძაბვაზე დამოკიდებულებაში ნაჩვენებია ნახ.3.14-ზე.

(3.21) გამოსახულების მიხედვით გავანალიზოთ ახლადასაშენებელი i ელექტროსადგურის ოპტიმალური C_i ტარიფის სადგურის P გენერაციასა და ამ სადგურის სისტემიდან ელექტრულ დაშორებისაგან დამოკიდებულებაში. ამ მიზნით (3.21,ბ) გამოსახულება ჩავწეროთ (ტარიფის ნაზრდი, გამოწვეული ხაზის საექსპლუატაციო ხარჯებით, უგულვებელყოფილია მისი სიმცირის გამო) შემდეგ სახეში

$$C_i = C_0 - \frac{2(C_0 + C_{0,გაღ})}{U_6^2} \left[P_i \cdot (R_{kk} + R_{i,ბაზ.}) + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{m+y} P_j R_{ij} \right] \quad i=n+1 \div m \quad (3.25)$$

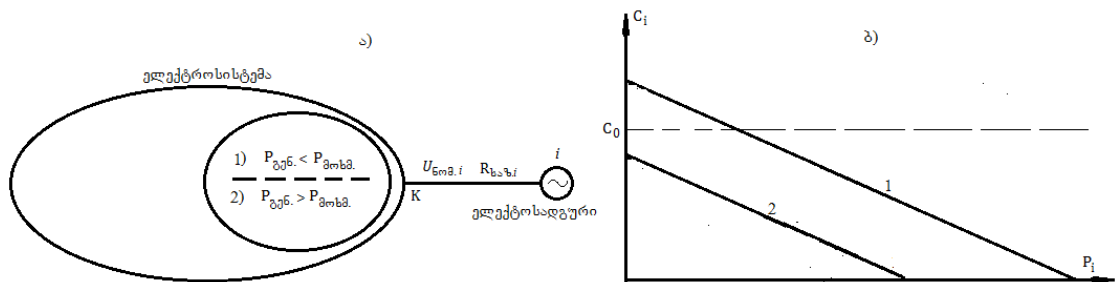
აქ - $R_{i,ბაზ.}$ ახლადასაშენებელი i ელექტროსადგურის ელექტრო-სისტემასთან დამაკავშირებელი ხაზის წინაღობა.



ნახ.3.14. სადგურის P_i ოპტიმალური დატვირთვის ელექტრულ დაშორებასა და ხაზის ნომინალურ ძაბვაზე დამოკიდებულების გრაფიკი: 1 - მაღალი ნომინალური ძაბვა; 2 - დაბალი ნომინალური ძაბვა

(3.25) გამოსახულების ანალიზი გვიჩვენებს: თუ ელექტროსისტემის K კვანძის მიმდებარე რეგიონში მოხმარება ჭარბობს გენერაციას (ნახ.3.15,ა), მაშინ C_i ტარიფის P გენერაციისაგან დამოკიდებულების

გრაფიკს შეესაბამება წირი 1(ნახ.3.15,ბ); თუ ელექტროსისტემის Kკვანძის მიმდებარე რეგიონში გენერაცია ჭარბობს მოხმარებას (ნახ.3.15,ა), მაშინ C_i ტარიფის P_i გენერაციისაგან დამოკიდებულების გრაფიკს შეესაბამება წირი 2(ნახ.3.15,ბ); ამ წირების დახრილობა და საწყისი წერტილების ორდინატები იცვლება სადგურის Kკვანძიდან ელექტრული დაშორების $R_{i,ბაზ}$ შეცვლასთან ერთად ნახ.3.13-ზე ნაჩვენები კანონზომიერების შესაბამისად.



ნახ.3.15.ა - ელექტროსადგურისა და ელექტროსისტემის არსებული გადაცემის ქსელის ურთიერთ განლაგება; ბ - C_i ტარიფის P_i გენერაციისაგან დამოკიდებულების გრაფიკი:
 1 - მოხმარება ჭარბობს გენერაციას; 2 - გენერაცია ჭარბობს

(3.25) გამოსახულების მიხედვით დავადგინოთ ეს-10 და ეს-11 სადგურების ტარიფის სიდიდე მათი დატვირთვისაგან და სისტემასთან დაშორებისაგან დამოკიდებულებაში.

გამოვიყენოთ ცხრ.3.2-ში მოცემული კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინააღმართა მნიშვნელობები და(3.25)გამოსახულება ჩავწეროთ ეს-10 სადგურისთვის, რომელიც სისტემასთან დაკავშირებულია „7“ კვანძის საშუალებით. „7“ კვანძის მიმართ საკუთარი და ურთიერთ წინააღმართები მოცემულია 3.8 ცხრილში.

**ცხრ.3.8. „7“ კვანძის მიმართ კვანძების საკუთარი და ურთიერთ
წინალობები**

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
7	1,0660	0,9550	1,0343	1,7767	1,5464	2,1677	3,9722	1,5463	2,1677	3,9722	1,0660	1,8127
P	-85	-80	-100	-65	106	-50	-20	-20	-50	-	99,39	-200

$$C_{10} = 30 - \frac{2(30+5)}{220^2} \left[\begin{aligned} &P_{10}(3,9722 + 0,1 \cdot \ell_{(7-10)}) + (-85 \cdot 1,066 - 80 \cdot 0,955 - \\ &- 100 \cdot 1,0343 - 65 \cdot 1,7767 + 106 \cdot 1,5464 - 50 \cdot 2,1677 - \\ &- 20 \cdot 3,9722 - 20 \cdot 1,5463 - 50 \cdot 2,1677 + 99,39 \cdot 1,066 - \\ &- 200 \cdot 1,8127 \end{aligned} \right]$$

ამ გამოსახულებაში ახლადასაშენებელი ხაზის ხვედრითი წინალობა (1 კმ სიგრძის ხაზის წინალობა) აღებულია 0,1 ომი/კმ-ის ტოლად.

მაშასადამე, გვაქვს

$$C_{10} = 30 - \frac{70}{220^2} [(3,9722 + 0,1 \cdot \ell_{(7-10)}) \cdot P_{10} - 805,74] =$$

$$= 31,165 - 5,745 \cdot 10^{-3} P_{10} - 1,4463 \cdot 10^{-3} \cdot \ell_{(7-10)} \cdot P_{10} \text{ ლარი/მგვტსთ.}$$

ამ გამოსახულების საშუალებით დავადგენთ ეს-10 ელექტროსადგურის ტარიფს მისი სხვადასხვა დტვირთვისაგან დამოკიდებულებაში ელექტროსისტემასთან დამაკავშირებელი ხაზის სხვადასხვა სიგრძის (წინალობის) შემთხვევაში (ცხრ.3.9, ნახ.3.16).

ცხრ.3.9. ეს-10 სადგურის ოპტიმალური ტარიფი, ლარი/მგვტსთ.

P_{10} , მგვტ	0	20	40	60	80	100	120
ℓ ხაზ, კმ	30	31,165	31,05	30,94	30,82	30,71	30,59
	60	31,165	30,88	30,59	30,30	30,01	29,72
	100	31,165	30,76	30,36	29,95	29,55	29,15

(3.25) გამოსახულება ჩავწერთ ეს-11 სადგურისთვის. ეს სადგური სისტემასთან დაკავშირებულია „1“ კვანძის საშუალებით და, ამიტომ, გამოვიყენოთ ცხრ.3.2–ში მოცემული კვანძების საკუთარი და

ურთიერთ წინაღობების მატრიცის $k=1$ სტრიქონში ნაჩვენებია R_{kj} სიდიდეები. „1“ კვანძის მიმართ საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები მოცემულია 3.10 ცხრილში.

ცხრ.3.10. „1“ კვანძის მიმართ კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
I	3,2737	0,4139	0,7423	1,4561	0,5417	0,676	1,066	0,5416	0,676	1,066	3,2737	0,5992
P	-85	-80	-100	-65	106	-50	-20	-20	-50	107,61	99,39	-200

$$C_{11} = 30 - \frac{2(30 + 5)}{220^2} \left[P_{11}(3,2737 + 0,1 \cdot \ell_{(1-1)}) + (-85 \cdot 3,2737 - 80 \cdot 0,4139 - 100 \cdot 0,7423 - 65 \cdot 1,4561 + 106 \cdot 0,5417 - 50 \cdot 0,676 - 20 \cdot 1,066 - 20 \cdot 0,5416 - 50 \cdot 0,676 + 107,61 \cdot 1,066 - 200 \cdot 0,5992) \right]$$

მაშასადამე, გვაქვს

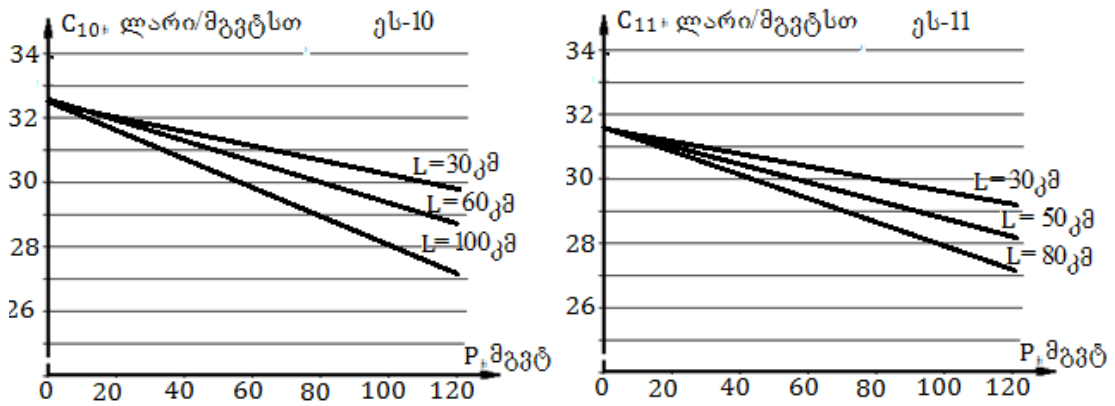
$$C_{11} = 30 - \frac{70}{220^2} [(3,2737 + 0,1 \cdot \ell_{(1-1)}) \cdot P_{11} - 453,48] = 30,656 - 4,735 \cdot 10^{-3} P_{11} - 1,4463 \cdot 10^{-3} \ell_{(1-1)} \cdot P_{11}$$

ლარი/მგვტსთ

ამ გამოსახულების საშუალებით დავადგენთ ეს-11 ელექტროსადგურის ტარიფს მისი სხვადასხვა დტვირთვისაგან დამოკიდებულებაში ელექტროსის ტემასთან დამაკავშირებელი ხაზის სხვადასხვა სიგრძის (წინაღობის) შემთხვევაში (ცხრ.3.11, ნახ.3.16).

ცხრ.3.11. ეს-12 სადგურის ოპტიმალური ტარიფი, ლარი/მგვტსთ.

P_{11} , მგვტსთ	0	20	40	60	80	100	120
ℓ ხაზი, კმ	0	30,656	30,561	30,466	30,371	30,276	30,181
	50	30,656	30,416	30,177	29,937	29,697	29,458
	80	30,656	30,33	30,003	29,677	28,351	28,699



ნახ.3.16 ეს-10 და ეს-11 სადგურების ოპტიმალური ტარიფის დამოკიდებულება მათი სისტემასთან მიერთების კვანძებიდან დაშორებაზე

დასკვნა თავი 3-ის მიმართ

მესამეთავი მთლიანად მიექცვნა ენერგოსისტემაში ახალი ჰესების ოპტიმალური გაადგილებისა და მათი ოპტიმალური დადგმული სიმძლავრის განსაზღვრის საკითხებს. ამავე თავში ჩატარებულია სხვადასხვა საწყისი პარამეტრების გავლენის ანალიზი ახლადსაშენებელი სადგურის ოპტიმალური დატვირთვისა და ოპტიმალური ტარიფის სიდიდეზე. ასევე, დამუშავებულია ახლადსაშენებელ სადგურზე წყალსაცავის მოწყობის მიზანშეწონილობისა და ამ წყალსაცავის სასარგებლო მოცულობის დადგენის საკითხები. შედეგად, შესაძლებელია განისაზღვროს წყალსაცავიანი სადგურის დადგმული სიმძლავრე, რომელიც მონაწილეობას მიიღებს გრაფიკის პიკის დაფარვაში ოპტიმალური დატვირთვის ფარგლებში.

გენერაციის წყაროებიდან მომხმარებლებამდე ელექტროენერჯის გადცემასთან დაკავშირებული ჯამური წლიური საექსპლუატაციო ხარჯების საანგარიშო გამოსახულების

$$N = \sum_{i=0}^m [(C_i + C_{0,გად.}) \cdot P_i + \frac{K_{i,ბაზ.}}{8760}] \Rightarrow \min.$$

საფუძველზე მიღებულია ენერგოსისტემის ოპტიმალური ფუნქციონირებისა და განვითარების წრფივი მათემატიკური მოდელი (წრფივ განტოლებათა სისტემა)

$$\sum_{j=1}^{n+y} P_j R_{ij} = \frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_0 - C_i}{C_0 + C_{\text{გაფ.}}},$$

რომელიც კავშირის განტოლებისა

$$W = \sum_{i=0}^m P_i - P_{\text{სიბ.}} - \Delta P = 0$$

და შეზღუდვის უტოლობათა

$$P_{i,\text{მინ.}} \leq P_i \leq P_{i,\text{მაქს.}}$$

გათვალისწინებით საშუალებას გვაძლევს განვსაზღვროთ ელექტროსადგურების ოპტიმალური დატვირტვები P_i , როცა ცნობილია მათ მიერ გამომუშავებული ელექტროენერგიის ტარიფები C_i .

იმავე განტოლებათა სისტემის საშუალებით შესაძლებელია გადავწყვიტოთ ახლადსაშენებელი ჰიდროსადგურების სისტემაში ოპტიმალური გაადგილების საკითხი ოპტიმალური დადგმული სიმძლავრის განსაზღვრასთან ერთად. კერძოდ, ამ განტოლებათა სისტემის i -ური განტოლებიდან ახლადსაშენებელი სადგურის ოპტიმალური დადგმული სიმძლავრის საანგარიშო გაანგარიშება

$$P_i = \frac{1}{R_{ii}} \left[\frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_0 - C_i - A_{i,\text{ხაზ.}}}{C_0 + C_{\text{გაფ.}}} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m P_j R_{ij} - \sum_{j=n+1}^{m+y} P_j R_{ij} \right]$$

ამ გამოსახულების დიდი ფრჩხილების პირველი შესაკრები გვიჩვენებს სადგურის ოპტიმალური დატვირთვის იმ ნაწილს, რომელიც დამოკიდებულია ამ სადგურის მიერ გამომუშავებული ელექტროენერგიის ტარიფზე. მეორე შესაკრები წარმოადგენს სისტემაში არსებული დანარჩენი ელექტროსადგურების სიმძლავრეთა ტოლქმედ მომენტს, ხოლო მესამე შესაკრები წარმოადგენს მომხმარებელთა დატვირთვის ტოლქმედ მომენტს.

ამ გამოსახულების ანალიზი გვიჩვენებს:

- i -ურისადგურის ოპტიმალური P_i დატვირთვა ამ სადგურის ქსელთან მიერთების კვანძის საკუთარი R_i წინაღობის უკუპროპორციულია. ეს მიუთითებს მას, რომ სადგურის ოპტიმალური დატვირთვა მით ნაკლებია, რაც ელექტრულად უფრო შორსაა იგი დატვირთვის კვანძებიდან;
- i -ურისადგურის ოპტიმალური P_i დატვირთვაზე გავლენას ახდენს სისტემის საშუალოშეწონილ C_0 ტარიფსა და სადგურის C_i ტარიფს შორის სხვაობა $C_0 - C_i$. რაც მეტია ეს სხვაობა, მით მეტია P_i განსაკუთრებით გადაცემის ქსელის ამაღლებული ნომინალური ძაბვის შემთხვევაში. ეს ფაქტორი დაკავშირებულია გადაცემის ქსელში ენერჯის დანაკარგებთან. კერძოდ, მაღალი ნომინალური ძაბვისას დანაკარგები მცირეა და, შესაბამისად, დიდი სიდიდის ენერჯის ტრანსპორტირება უფრო ოპტიმალურია მაღალი ნომინალური ძაბვის ხაზით;
- i -ურისადგურის ოპტიმალური P_i დატვირთვა მით მცირეა, რაც მაღალია ელექტროენერჯის გადაცემის $C_{გად}$ ტარიფი. ეს დაკავშირებულია ქსელში დანაკარგებით გამოწვეულ საექსპლუატაციო ხარჯებთან. დიდია P_i დატვირთვით გამოწვეული დამატებითი დანაკარგები ქსელში;
- i -ურისადგურის ოპტიმალური P_i დატვირთვის სიდიდე დამოკიდებულია $P_j R_{ij}$ წევრებზე. კერძოდ, როცა j დატვირთვის კვანძია, მაშინ P_i ზრდება $P_j R_{ij}$ წევრის ზრდისას (P_j -ის რიცხვითი მნიშვნელობა დატვირთვის კვანძის შემთხვევაში აიღება “-“ ნიშნით), ხოლო როცა j გენერაციის კვანძია, მაშინ P_i მცირდება $P_j R_{ij}$ წევრის ზრდისას (P_j -ის რიცხვითი მნიშვნელობა გენერაციის კვანძის შემთხვევაში აიღება “+“ ნიშნით). ეს მიუთითებს მას, რომ i სადგურთან ახლო მდებარე მომხმარებელი ითხოვს ამ სადგურის ოპტიმალური დატვირთვის გაზრდას, ხოლო ახლო მდებარე მეორე

სადგური კი იწვევს იმავე სადგურის ოპტიმალური დატვირთვის შემცირებას ანუ იგი (მიმდებარე მეორე სადგური) „ბლოკავს“ განსახილველი სადგურის დატვირთვას;

მოცემულ თავში, მიღებული მათემატიკური მოდელის მიხედვით, განხილულია ახლადსაშენებელი ჰიდროსადგურების სისტემაში ოპტიმალური გაადგილებისა და მათი ოპტიმალური დადგმული სიმძლავრის განსაზღვრის საკითხები სხვადასხვა რიცხვით მაგალითზე. მიღებული რიცხვითი შედეგები ცალსახად ადასტურებს ყველა იმ თეორიულ დებულებებსა და დასკვნებს, რაც გამოდინარეობს ნაშრომში მიღებული საანგარიშო გამოსახულებათა ზოგადი ანალიზიდან.

თავი 4. საქართველოს ელექტრული სისტემა

4.1. ზოგადი მიმოხილვა

ენერგორესურსების გამოყენების ზრდის თანამედროვე მაღალი ტემპები განპირობებულია ტექნიკური პროგრესით, რომელსაც იაფი ენერჯის პირობებში მივყავართ წარმოების ენერგოტევადობის ამაღლებამდე. ბუნებრივი ენერგეტიკული რესურსების რაციონალურად გამოყენებისადმი მეტი ყურადღება და ტექნიკური მოწყობილობების დონის შემდგომი ამაღლება შესაძლებელს გახდის გაიზარდოს ენერგორესურსების სასარგებლო გამოყენების კოეფიციენტი. დღევანდელ პირობებში ჰიდროენერგორესურსების რაციონალურად გამოყენება, ჩვენს პლანეტაზე ეკოლოგიური წონასწორობის შენარცუნების პოზიციიდან გამომდინარე, სულ უფრო დიდ მნიშვნელობას იძენს.

ქვეყნისეკონომიკური ძლიერების ერთერთ უმთავრეს პირობას მისი ენერგეტიკული ბაზა წარმოადგენს. ენერგეტიკა განსაზღვრავს ქვეყნის მეურნეობის ყველა დარგისა და მოსახლეობის სოციალურ მდგომარეობას და ამ მდგომარეობის განვითარების ხელსაყრელ პირობებს ქმნის.

ჰიდროენერგორესურსებით საქართველო საკმარისად მდიდარია [28]. მისი მთლიანი პოტენციალი შეფასებულია თითქმის 200 მლრდ კვტსთ-ის მოცულობით. რესურსების ტექნიკური ათვისების შესაძლებლობის თვალსაზრისით იგი 90 მლრდ კვტსთ-ს აღწევს. დღეისთვის გამოყენებულია ამ რესურსების 10%-მდე ნაწილი, მაშინ როდესაც მსოფლიოს განვითარებულ ქვეყნებში ჰიდროენერგორესურსები, პრაქტიკულად, მთლიანად არის ათვისებული. კერძოდ, საფრანგეთსა და შვეიცარიაში - 90%, შვეციაში - 82%, იაპონიაში 75%, ნორვეგიაში - 72% და ა.შ.

ჰიდროენერგორესურსების ასეთი ფართო მასშტაბით გამოყენება განპირობებულია იმით, რომ მდინარეთა წყლის რესურსები

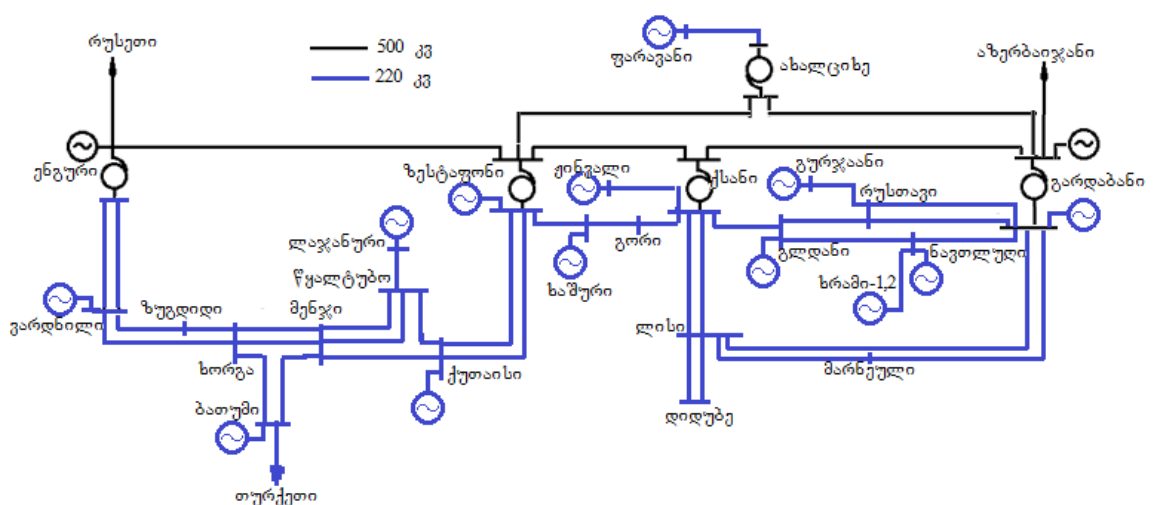
განეკუთვნება ეკოლოგიურად სუფთა და მუდმივად განახლებად წყაროებს. ამასთან, ჰიდროსადგურებზე გამომუშავებული ელექტროენერჯის თვითღირებულება მნიშვნელოვნად უფრო იაფია, ვიდრე თბოსადგურებზე გამომუშავებული ელექტროენერჯის თვითღირებულება. გარდა ამისა, ჰიდროელექტროსადგურები მანევრირებადი სადგურებია და შეუცვლელია, როცა, ერთი მხრივ, ენერგოსისტემაში საჭიროა დატვირთვების დღედამური და სეზონური დარეგულირება და, მეორე მხრივ, ექსტრემალურ სიტუაციებში საჭიროა გენერაციის სწრაფი შემცირება ან გაზრდა. მანევრირების ეს ფართო მასშტაბები ახასიათებს წყალსაცავიან ჰიდროსადგურებს. ჰიდროსადგურები, რომელთაც წყალსაცავი არ გააჩნიათ სეზონური სადგურებია და მათ მიერ განვითარებული სიმძლავრე დამოკიდებულია მდინარეში წყლის ხარჯზე წლის მოცემულ პერიოდში. ამ თვალსაზრისით არაწყალსაცავიანი (სეზონური) ჰიდროსადგურები ბაზისურ სადგურებს წარმოადგენს. თუმცა მცირე მასშტაბით გენერაციის სწრაფი გაზრდა ან შემცირება ამ სადგურებსაც შეუძლიათ განახორციელოს წყალმიმღებზე წყლის შეტბორვის დასაშვებ ფარგლებში ცვლილების ხარჯზე.

დიდი მოცულობის წყალსაცავიანი ჰიდროსადგურები უკეთ აკმაყოფილებს ენერგოსისტემისადმი წაყენებულ მოთხოვნებს, მაგრამ ასეთი ჰესების მშენებლობას ფრთხილად უნდა მივუდგეთ და მათ აგებასთან დაკავშირებული საკითხები კომპლექსურ ჭრილში გადავწყვიტოთ მოსალოდნელი შედეგების ღრმა გაანალიზების საფუძველზე. ასეთი ჰესების მშენებლობის უარყოფით მხარეს წარმოადგენს სავარგულების დატბორვა, კლიმატური პირობების მოსალოდნელი შეცვლა, მყარი ნატანის აკუმულირება და ა, შ. ამ ფაქტორებს სრულად ვერ ავიცილებთ და ამიტომ წყალსაცავიანი ჰესები უნდა ავაშენოთ ისეთ ადგილებში, რომ მივიღოთ მინიმალური ეკოლოგიური ზიანი.

საქართველოს ენერგეტიკული სისტემა ძირითადად ჰიდროენერგეტიკული სისტემაა. მის წლიურ ბალანსში ჰიდროენერგეტიკის წილი თითქმის 80-85%-ს შეადგენს. ამასთან ეს წილი წლის სეზონების მიხედვით მკვეთრად არათანაბარია, რის გამოც ზამთრის სეზონზე სისტემა მუშა სიმძლავრის მიხედვით დეფიციტურია, ხოლო წყალუხვობის სეზონზე საშუალოდ 1,7-2,0 მლრდ კვტსტ ჭარბი ელექტროენერგია გააჩნია, რომლის ეკვივალენტური წყალი უქმად იღვრება. ეს ჭარბი ენერგია შესაძლებელია გატანილი იქნეს ექსპორტზე.

საქართველოს ენერგოსისტემაში დღეს მოქმედი ელექტროსადგურების ჯამური დადგმული სიმძლავრე 3500 მგვტ-მდეა. მათ შორის 80%-მდე ჰიდროსადგურებია. მარეგულირებელი (წყალსაცავიანი) ჰიდროსადგურების დადგმული სიმძლავრე 2000 მგვტ-ს აღწევს. ყველა ჰიდროსადგურის წლიური გამომუშავება 8,0-8,5 მლრდ კვტსტ-მდეა.

ელექტროენერგიის გადაცემის ქსელი მოიცავს 500 და 220 კვ ძაბვის სისტემაწარმომქმნელ ქსელს და 110, 35 კვ ძაბვის ადგილობრივ მანაწილებელ ქსელებს (ნახ.4.1).



ნახ.4.1. საქართველოს ელექტროსისტემის 500/220 კვ ძაბვის ელექტროგადაცემის ქსელის სქემა

ქვეყნის ელექტროსისტემას კავშირი აქვს მეზობელი ქვეყნების ელექტროსისტემებთან 500, 400, 330, 220 და 110 კვ ძაბვის ელექტროგადაცემის ხაზებით.

4.2. საქართველოს ენერგოსისტემის

ელექტროენერგეტიკული რეგიონები

საქართველოს ენერგოსისტემა თავისი სპეციფიურობით ხასიათდება. კერძოდ, მისი გენერაციის დიდი ნაწილი განთავსებულია ქვეყნის დასავლეთ ნაწილში, ხოლო მოხმარების დიდი ნაწილი კი აღმოსავლეთ ნაწილში. ეს ერთგვარი დისპროპორცია განსაკუთრებით შეიმჩნევა გაზაფხული-ზაფხულის სეზონზე, როცა საქართველოს მდინარეებში წყალუხვობა გვაქვს და ამ პერიოდში თბოსადგურები გაჩერებულია. შედეგად ადგილი აქვს ელექტროენერჯის გადადინებას დასავლეთიდან აღმოსავლეთში (დაახლოებით 400-600 მგვტ), რაც ძირითადად ხორციელდება 500 კვ ძაბვის ხაზებით („ქართლი 2“, „ზეკარი“, „ვარძია“) და მათი პარალელური 220 კვ ძაბვის მაგისტრალით („სურამი“-„ურბნისი“-„ლიახვი“). გადაცემის შიდა ქსელის კონფიგურაციის თავისებურებიდან გამომდინარე, 220/110 კვ ძაბვის სადაბლებელ ქვესადგურებს შორის 110 კვ ძაბვის კავშირები ნორმალურ რეჟიმებში გახსნილია. შესაბამისად, ელექტროსისტემის 110/35 კვ ძაბვის ქსელები დაყოფილია ავტონომიურ ელექტროქსელებად და ელექტრომომხმარებლების კვების წყაროებს წარმოადგენს ერთი მხრივ, 220/110 კვ ძაბვის საკვანძო ქვესადგურები და, მეორე მხრივ, შესაბამის ავტონომიურ ქსელებში არსებული ელექტროსადგურები.

საქართველოს ენერგოსისტემის 110/35 კვ ძაბვის ავტონომიური ქსელები პირობითად შეიძლება 13 რეგიონად დავყოთ, რომელთაგანაც თითოეული ხასიათდება ინდივიდუალური თავისებურებით:

1. **აფხაზეთი** - დიდი ჰიდროპოტენციალი, დაბალი გენერაცია და შედარებით მაღალი მოხმარება, 220 კვ ძაბვის კავშირები რუსეთის ენერგოსისტემასთან;
2. **სამეგრელო-სვანეთი** - დიდი არსებული და პოტენციური ჰიდროგენერაცია, შედარებით დაბალი მოხმარება, 500 კვ ძაბვის კავშირი რუსეთის ენერგოსისტემასთან;
3. **აჭარა** - დაბალი არსებული, მაგრამ მაღალი პოტენციური ჰიდროგენერაცია, შედარებით მაღალი მოხმარება, 220 კვ ძაბვის კავშირი თურქეთის ენერგოსისტემასთან;
4. **გურია** - მცირე არსებული და პერსპექტიული ჰიდროგენერაცია, შედარებით დაბალი მოხმარება;
5. **იმერეთი** - საშუალო სიდიდის არსებული და შედარებით დაბალი ჰიდროგენერაცია, გენერაციასთან შედარებით დიდი მოხმარება;
6. **რაჭა-ლეჩხუმი** - მცირე არსებული და დიდი პოტენციური გენერაცია, დაბალი მოხმარება;
7. **შიდა ქართლი** - შედარებით დაბალი მოხმარება და უფრო დაბალი გენერაცია, 110 კვ ძაბვის კავშირი რუსეთის ენერგოსისტემასთან;
8. **სამცხე-ჯავახეთი** - დაბალი მოხმარება და დაბალი გენერაცია, არასინქრონული კავშირი (500/400 კვ ძაბვის მუდმივი დენის ჩანართი ახალციხეში) თურქეთის ენერგოსისტემასთან, 110 კვ ძაბვის კავშირი სომხეთის ენერგოსისტემასთან;
9. **მცხეთა-მთიანეთი** - დაბალი მოხმარება და შედარებით მაღალი არსებული და პოტენციური ჰიდროგენერაცია, 110 კვ ძაბვის კავშირი რუსეთის ენერგოსისტემასთან;
10. **ქვემო ქართლი** - შედარებით დაბალი მოხმარება, უფრო მაღალი არსებული ჰიდროგენერაცია, 110 კვ ძაბვის კავშირი სომხეთის ენერგოსისტემასთან;
11. **თბილისი** - დაბალი ჰიდროგენერაცია და მნიშვნელოვნად მაღალი მოხმარება;

12. რუსთავი-გარდაბანი - მაღალი თბოგენერაცია, მაღალი მოხმარება, 500 და 330 კვ ძაბვის კავშირები აზერბაიჯანის ენერგოსისტემასთან, 220 კვ ძაბვის კავშირი სომხეთის ენერგოსისტემასთან;

13. კახეთი - დაბალი არსებული და პოტენციური ჰიდროგენერაცია, შედარებით დაბალი მოხმარება.

ამ რეგიონების 2010-2013 წლების გასაშუალოებული მაქსიმალური დატვირთვები მოცემულია 4.1 ცხრილში, რომელიც შედგენილია საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემის ეროვნული სადისპეტჩერო ცენტრის ოპერატიული მონაცემების ბაზაზე.

ცხრილი. 4.1. საქართველოს ენერგეტიკული რეგიონების მაქსიმალური გასაშუალოებული დატვირთვები (2010-2013 წელი)

რეგიონი	იანვარი	თებერვალი	მარტი	აპრილი	მაისი	ივნისი	ივლისი	აგვისტო	სექტემბერი	ოქტომბერი	ნოემბერი	დეკემბერი
1 აფხაზეთი	280	280	260	240	200	150	125	145	165	166	210	275
2 სამეგრელო-სვანეთი	69	79	78	73	68	69	73	83	62	60	73	71
3 აჭარა	91	88	87	77	67	68	67	78	73	78	72	80
4 გურია	21	21	18	17	17	17	18	16	14	16	21	24
5 იმერეთი	250	224	253	258	263	224	205	210	220	214	224	230
6 რაჭა-ლეჩხუმი	10	8	8	8	8	8	10	12	9	9	14	13
7 შიდა ქართლი	50	50	50	52	53	48	48	48	46	49	50	48
8 სამცხე-ჯავახეთი	28	25	27	27	30	21	25	25	23	25	24	31
9 მცხეთა-მთიანეთი	50	56	49	52	54	52	48	49	42	46	45	52
10 ქვემო ქართლი	73	72	69	74	72	55	63	65	66	6	65	70
11 თბილისი	440	464	447	404	398	370	313	320	357	400	450	480
12 რუსთავი-გარდაბანი	118	116	115	98	103	85	108	97	90	105	103	110
13 კახეთი	40	38	44	40	36	35	38	38	41	39	40	38
სულ	152	152	152	142	136	113	114	118	114	123	140	1481

4.3. საქართველოს ენერგოსისტემის პროგნოზული დატვირთვები

და პოტენციური ჰიდროელექტროსადგურები

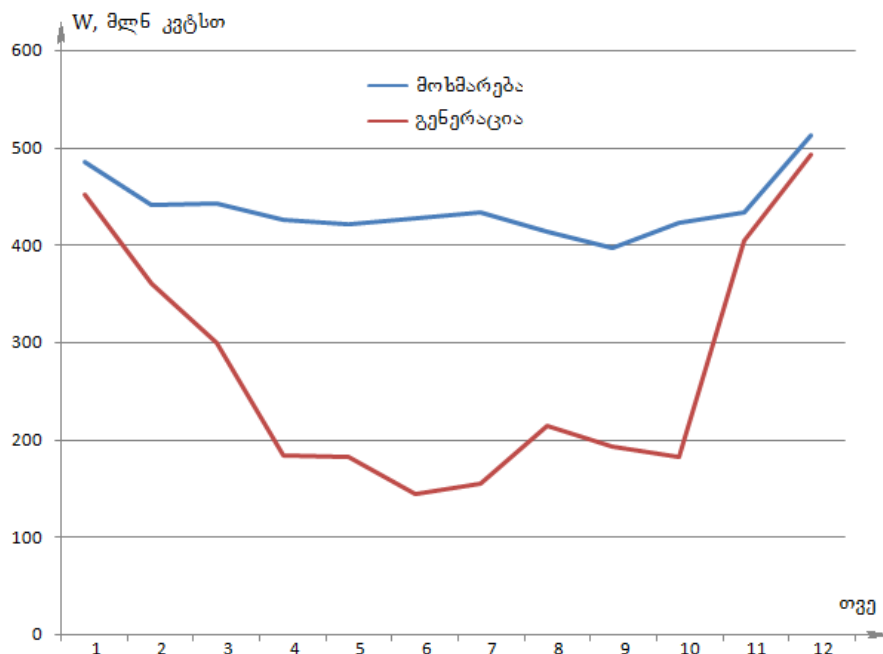
ქვეყნის ტერიტორიაზე გენერაციის წყაროებისა და მოხმარების დისპროპორციული გადანაწილება განაპირობებს მას, რომ წლის განმავლობაში სულ მუდამ ხორციელდება ელექტროენერჯის გადადინება ქვეყნის დასავლეთი ნაწილიდან აღმოსავლეთ ნაწილში. 2013 წელს აღმოსავლეთ საქართველოს გენერაციამ (აზერბაიჯანიდან და სომხეთიდან იმპორტის ჩათვლით) შეადგინა 3261 მლნ კვტსთ, ხოლო მოხმარებამ (აზერბაიჯანში და სომხეთში ექსპორტის ჩათვლით) შეადგინა 5255 მლნ კვტსთ (ცხრ.4.2).

ცხრ.4.2. დასავლეთიდან აღმოსავლეთ საქართველოში ელექტროენერჯის გადადინება, 2013 წელი.

თვე	აღმოსავლეთ საქართველო		გადადინება ათასი კვტსთ
	მოხმარება, ათასი კვტსთ	გენერაცია, ათასი კვტსთ	
I	485299	451211	34088
II	440508	360380	80128
III	442237	299633	142604
IV	425517	183336	242181
V	420596	182082	238514
VI	427081	144152	282929
VII	432865	154941	277924
VIII	414312	214564	199748
IX	396782	192443	204339
X	422822	182104	240718
XI	433709	404074	29635
XII	513262	492467	20795
სულ	5254991	3261388	1993603

წლის თვეების მიხედვით დასავლეთ საქართველოდან აღმოსავლეთ საქართველოში ელექტროენერჯის გადადინების სურათი ნაჩვენებია 4.2 ნახაზზე. როგორც ამ ნახაზიდან ჩანს, დასავლეთ საქართველოდან აღმოსავლეთ საქართველოში ელექტროენერჯის გადადინება პიკს აღწევს გაზაფხული-ზაფხულის პერიოდში, როცა აღმოსავლეთ საქართველოში განთავსებული თბოსადგურები, მათ მიერ

გამომუშავებული ელექტროენერჯის მაღალი ტარიფის გამო, გაჩერებულია და ქვეყნის მოთხოვნილება (ექსპორტის ჩათვლით) დაიფარება ჰიდროელექტროსადგურების მიერ. ასეთ რეჟიმებში, გარდა იმისა, რომ გადაცემის ქსელში ადგილი აქვს ელექტროენერჯის დანაკარგების ზრდას, ადგილი აქვს აგრეთვე მუშა ძაბვის დონის მნიშვნელოვან დაცემას აღმოსავლეთ საქართველოს გადაცემის ქსელში. ეს ფაქტორი (ძაბვის დაბალი ხარისხი) რამდენადმე აფერხებს ექსპორტის მაქსიმალურად განხორციელების შესაძლებლობას აზერბაიჯანსა და სომხეთში.



ნახ.4.2 დასავლეთიდან აღმოსავლეთ საქართველოში ელექტროენერჯის გადადინების გრაფიკი, 2013 წელი.

საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემის მიერ შემუშავდა საქართველოს ენერჯეტიკის განვითარების 10-წლიანი გეგმა, სადაც მოცემულია ქვეყნის მოთხოვნები ელექტროენერჯიაზე უახლოესი 10 წლის პერიოდში და სისტემის მოსალოდნელი მაქსიმალური დატვირთვა (ცხრ.4.3).

ცხრ.4.3. მოთხოვნები ელექტროენერგიაზე 2016-2-25 წ.წ.

წელი	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
მაქსიმალური დატვირთვა, მგვტ	2300	2450	2580	2710	2846	2990	3140	3300	3460	3630
მოხმარება, მლრდ კვტსთ	11,71	12,29	12,91	13,55	14,23	14,94	15,69	16,48	17,30	18,16
ექსპორტი, მლრდ კვტსთ	1,08	1,7	1,12	2,84	5,71	9,58	11,09	10,78	10,50	10,26

საქართველოს, თავისი გეოგრაფიული მდებარეობის გამო, მნიშვნელოვანი ტრანზიტული ქვეყნის როლი შეუძლია შეასრულოს იმ გლობალური პროექტების განხორციელებაში, რომელიც დაგეგმილია კავკასიის რეგიონში. საქართველოდან და საქართველოს გავლით გათვალისწინებულია დიდი მოცულობის ელექტროენერგიის ექსპორტირება მეზობელ ქვეყნებში. ამ ამოცანის წარმატებით შესასრულებლად საჭიროა, ერთი მხრივ, შიგა სასისტემო და სისტემათაშორისი ზემადალი ძაბვის ხაზების აგება და ექსპლუატაციაში გაშვება და, მეორე მხრივ, ახალი ელექტროსადგურების მშენებლობა და ექსპლუატაციაში გაშვება.

აღნიშნული გეგმის მიხედვით ქვეყნის პერსპექტიული ჰიდროელექტროსადგურები, რომელთა საპროექტო სიმძლავრე აღემატება 10 მგვტ-ს, პირობითად დაყოფილია სამ კატეგორიად (ცხრ. 4.4): პირველ კატეგორიას მიეკუთვნება ის ელექტროსადგურები, რომელთა შესახებ გაფორმებულია მემორანდუმი და დაგეგმილია მშენებლობის დაწყება (მშენებლობის ეტაპი); მეორე კატეგორიას მიეკუთვნება ის ელექტროსადგურები, რომელთა შესახებ გამოხატულია ინტერესი და დაწყებულია შესწავლა (ლიცენზირების ეტაპი); მესამე კატეგორიას მიეკუთვნება ის ელექტროსადგურები, რომელთაც დიდი სახელმწიფო სტრატეგიული მნიშვნელობა აქვს და რომელთა შესწავლა დაიწყება უახლოეს მომავალში (კვლევის ეტაპი). ყველა ამ პოტენციური ჰიდროსადგურების საპროექტო დადგმული

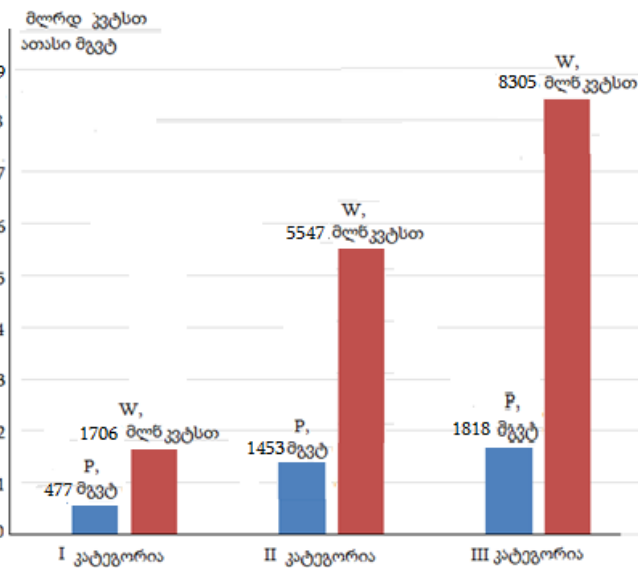
სიმძლავრე აღწევს 3850 მგვტ-ს, წლიური საპროექტო გამომუშავება კი - 16,1 მლრდ კვტს-ს.

ცხრ.4.4. საქართველოს პერსპექტიული ჰიდროსადგურები

ჰესის დასახელება	რეგიონი (უახლოესი პუნქტი)	კატეგორია 1		კატეგორია 2		კატეგორია 3	
		$P_{დღვ}$ მგვტ	$W_{წლ.}$ 10 ⁶ კვტსთ	$P_{დღვ}$ მგვტ	$W_{წლ.}$ 10 ⁶ კვტსთ	$P_{დღვ}$ მგვტ	$W_{წლ.}$ 10 ⁶ კვტსთ
ბახვი 1,2	გურია	45	158				
დარიალი	სტეფანწმინდა	108	521				
მტკვარი	ახალციხე	46	200				
წაბლარი 2	ბაღდადი	15	60				
აბული	ახალქალაქი	22	142				
ხელვაჩაური 1	ბათუმი	47,5	229				
ხოზი 1,2	ჯვარი 500	46,5	247				
კირნათი	ბათუმი	97	470				
არაკალი	ახალქალაქი	11	63				
შუახვევი	შუახვევი	175	437				
ლუხუნი 1,2	ონი	22,8	140				
ალპანა	რაჭა	70,6	356,8				
სადმელი	რაჭა	153	637,8				
დოღრა 3	მესტია	30	124				
კორომხეთი	ქედა	150	463				
ცხენისწყლის კასკ	ლენტეხი	357	1579				
მეტეხი 1,2	მეტეხი			45	192,6		
ხევსურეთი	ბარისახო			20	100		
მაჭახელა 1,2	ბათუმი			55	250		
აკავრეთა	ბათუმი			22	88		
ნენსკრას შენაკად	ხუდონი			70	300		
ტეხურის კასკ.	სამეგრელო			117,1	556,3		
მტკვრის კასკ.	შიდა ქართლი			400	1600		
აწყური	ახალციხე					10,4	55,5
დვირი	ახალციხე					10,4	55,5
მესტიაჭალა 1,2	მესტია					50,7	218,5
სამყურაწყალი	კახეთი					22,6	117,4
ჯონოული 1,2	სამეგრელო					19,6	39,5
სტორი 0,1,2	კახეთი					37,2	176,6
ხუდონი	ხუდონი					702	1500
ნენსკრა	ხუდონი					210	1200
ნატანები 1,2,3	გურია					26,2	179,5
ენგური 1-6	მესტია					114,7	485
თერგის კასკ.	ხევსურეთი					38,8	195
ზოტი	გურია					48	225,1
ნამახვანის კასკ.	ნამახვანი					450	1680
ონის კასკ.	ონი					205	1086

ზესტაფინი 1-4	ზესტაფინი					53,7	208,3
ზესხო	ჯახუნდერი					25,3	119
სულ		1396	5828	719	3087	2025	7543

10 მგვტ და მეტი საპროექტო დადგმული სიმძლავრის პერსპექტიული ჰიდროელექტროსადგურების ჯამური საპროგნოზო სიმძლავრე აღწევს 3748 მგვტ-ს, საპროექტო წლიური გამომუშავება კი - 15,56 მლრდ კვტსთ-ს (ნახ.4.3).

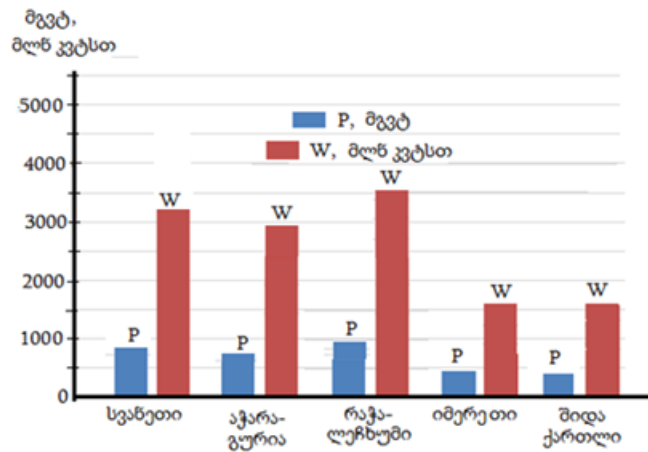


ნახ.4.3. პერსპექტიული ჰიდროელექტროსადგურების ჯამური საპროგნოზო სიმძლავრე

ცალკეული ენერგეტიკული რეგიონების მიხედვით აღნიშნული ნაწილდება შემდეგი სახით (ნახ.4.4): აჭარა-გურია საპროექტო სიმძლავრე 736 მგვტ, წლიური საპროექტო გამომუშავება 2,96 მლრდ კვტსთ; ზემო სვანეთი 819 მგვტ, 3,28 მლრდ კვტსთ; სამეგრელო 226 მგვტ, 1,13 მლრდ კვტსთ; რაჭა-ლეჩხუმი 937 მგვტ, 3,55 მლრდ კვტსთ; იმერეთი 439 მგვტ, 1,7 მლრდ კვტსთ; შიდა ქართლი 314 მგვტ, 1,58 მლრდ კვტსთ; მცხეთა-მთიანეთი 155 მგვტ, 0,79 მლრდ კვტსთ; თბილისი-რუსთავი 138 მგვტ, 0,91 მლრდ კვტსთ; კახეთი 65 მგვტ, 0,32 მლრდ კვტსთ.

უახლოეს 10-წლიან პერიოდში (ზემოთ აღნიშნული გეგმის მიხედვით) საქართველოს მოთხოვნილება ელექტროენერგიაზე თითქმის 1,5-ჯერ ება. ამავე პერიოდში ჭარბი ელექტროენერგიის ექსპორტის პოტენციალი თითქმის 10 მლრდ კვტსთ-ს მიაღწევს.

როგორც ავღნიშნეთ, ენერგეტიკული ინტეგრაციის პროექტი ითვალისწინებს საქართველოდან დიდი რაოდენობის ელექტროენერგიის ექსპორტს თურქეთისა და სომხეთის მიმართულებით ახალციხის, ბათუმისა დამარნეულის კვანძებიდან.



ნახ.4.4. პერსპექტიული ჰიდროელექტროსადგურების ჯამური საპროგნოზო სიმძლავრე რეგიონების მიხედვით

აღნიშნულის გათვალისწინებით და მომავალში ქვეყნის ნაწილებს შორის გენერაცია-მოხმარების დისპროპორციული გადანაწილების ხარისხის რამდენადმე შემცირებისა და, ამასთან, აღმოსავლეთ საქართველოს გადაცემის ქსელში ძაბვის ხარისხის გაუმჯობესების მიზნით, ენერგეტიკის განვითარების პირველ სტადიაზე პრიორიტეტულად უნდა ჩაითვალოს დასავლეთ საქართველოში აჭარა-გურიის პოტენციური ჰიდროელექტროსადგურების და აღმოსავლეთ საქართველოში თითქმის ყველა რეგიონის (შიდა ქართლი, მცხეთა-მთიანეთი, სამცხე-ჯავახეთი, კახეთი) პოტენციური ჰიდროელექტროსადგურების მშენებლობის საკითხი.

უნდა აღინიშნოს, რომ დასავლეთ საქართველოში პრიორიტეტურად შეიძლება ჩათვალოს წყლის ენერგორესურსის ელექტროენერგეტიკული მიზნებისთვის გამოყენება. მაშინ, როცა აღმოსავლეთ საქართველოში წყლის რესურსი შეიძლება გამოყენებული იქნეს როგორც ელექტროენერგეტიკული, ასევე ირიგაცია-წყალმომარაგების მიზნებისთვის. მაშასადამე, ქვეყნის წყლის ბუნებრივი რესურსის რაციონალური გამოყენება უნდა წარიმართოს ზემოთ აღნიშნული მიზნების ერთდროული გათვალისწინებით, რისთვისაც საჭიროა განხორციელდეს მთელი რიგი საპროექტო-სადიებო და სამეცნიერო-კვლევითი სამუშაოები და შემუშავდეს ამ სტრატეგიული მნიშვნელობის რესურსის ათვისებისა და გამოყენების დასაბუთებული პროგრამა.

ცნობილია, რომ წყალსაცავიანი ჰესები ამაღლებს ენერგოსისტემის მუშაობის ეფექტურობას წყლის ჩამონადენის სეზონურობის დარეგულირების ხარჯზე. ამიტომ ბუნებრივია, ამ ტიპის ჰესების მშენებლობას გარკვეული უპირატესობა უნდა მიენიჭოს. მათი ეფექტურობა კიდევ უფრო მაღალი ხარისხისაა მოცემულ მდინარეზეკასკადური ჰესების აგების პირობებში.

მთელ რიგ შემთხვევებში ფიზიკო-გეოგრაფიული, ჰიდროლოგიური, გეოლოგიური და ეკოლოგიური პირობები წყალსაცავიანი ჰესების აგების საშუალებას არ იძლევა.

წყლის ჩამონადენის ხარჯზე მომუშავე ჰესების (სეზონური ჰესები) დადგმული (საპროექტო) სიმძლავრე ისე უნდა შეირჩეს, რომ მდინარეში წყალმცირობის დროს (განსაკუთრებით ზამთრის) პერიოდში მას შეეძლოს მაღალი დატვირთვით (დადგმული სიმძლავრის 60-70%-ით) მუშაობა.

4.4. საქართველოს ტერიტორიაზე ახალი ჰესების

ოპტიმალური გადაცილების შესახებ

ელექტროენერგეტიკული სისტემის პერსპექტიულ განვითარებასთან დაკავშირებული გადაწყვეტილების შეფასების ერთერთ კრიტერიუმად განიხილება ეკონომიკურობის კრიტერიუმი, რომელიც წარმოადგენს წლიურ საექსპლუატაციო ხარჯებს (პარ.3.2). ამ ხარჯების ერთი შემდგენი ახალი ენერგეტიკული ობიექტის მშენებლობისა და მონტაჟის ხარჯების პროპორციულია, ხოლო მეორე შემდგენი ელექტროენერჯის ტრანსპორტირებასთან დაკავშირებული ხარჯებია (გამოსახულება 3.4). ეს მეორე შემდგენი გადაცემის ქსელში აქტიური სიმძლავრის (ენერჯის) დანაკარგების პროპორციული სიდიდეა.

როგორც ავლნიშნეთ (პარ.3.2) ქსელში აქტიური სიმძლავრის დანაკარგები შეიძლება გამოითვალოს კვანძური გენერაცია/დატვირთვებითა და კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინააღმდეგობათა საშუალებით

$$\Delta P = \frac{1}{U_6^2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n (P_i P_j + Q_i Q_j) R_{ij}$$

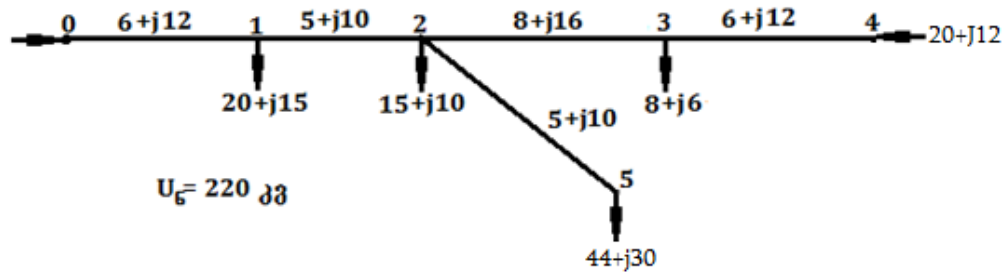
ამ გამოსახულების საფუძველზე ვღებულობთ ცალკეული კვანძური გენერაციისა და დატვირთვის მიერ გამოწვეული ე.წ. წილობრივი დანაკარგების [4] საანგარიშო გამოსახულებებს

$$\Delta P_{P_i} = \frac{P_i}{U_6^2} \sum_{j=1}^n P_j R_{ij} \quad \Delta P_{Q_i} = \frac{Q_i}{U_6^2} \sum_{j=1}^n Q_j R_{ij} \quad (4.1)$$

როგორც 3.1 პარაგრაფში ავლნიშნეთ, კვანძური დატვირთვებისა და გენერაციის მიერ გამოწვეული წილობრივი დანაკარგები შეიძლება იყოს როგორც დადებითი, ასევე უარყოფითი. კერძოდ, როცა მოცემული კვანძის რეგიონში გვაქვს გენერაციის დეფიციტი/სიჭარბე, მაშინ კვანძური გენერაციით გამოწვეული წილობრივი დანაკარგები უარყოფითია/დადებითია, ხოლო კვანძური დატვირთვით გამოწვეული წილობრივი დანაკარგები დადებითია/უარყოფითია.

აღნიშნულიდან გამომდინარე, სისტემაში სიმძლავრის დეფიციტის აღმოფხვრისას, ქსელში დანაკარგების მინიმიზაციის თვალსაზრისით, ეკონომიკურად უფრო ეფექტურია გენერაციის წყარო აიგოს იმ კვანძის რეგიონში, რომლის კვანძური დატვირთვით გამოწვეული დანაკარგები დადებითია, ან კვანძური გენერაციით გამოწვეული დანაკარგები უარყოფითია. ამასთან, რომელი კვანძის წილობრივი დანაკარგების აბსოლიტური სიდიდეც უდიდესია.

განვიხილოთ მარტივი ქსელი (ნახ.4.5), სადაც ნაჩვენებია კვანძური დატვირთვების/გენერაციის (მგვა) და უბანთა წინააღმდეგობების (ომი) რიცხვითი მნიშვნელობები. ამ ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინააღმდეგობები მოცემულია 4.5 ცხრილში.



ნახ. 4.5 მარტივი ელექტროქსელის სქემა, მაგალითი

ცხრ. 4.5. მარტივი ელექტროქსელის საწყისი ინფორმაცია

კვანძი №	1	2	3	4	5	$\sum_j P_j R_{ij}$	$\sum_j Q_j R_{ij}$	$\frac{P_i}{U_6^2} \sum_j P_j R_{ij}$	$\frac{Q_i}{U_6^2} \sum_j Q_j R_{ij}$
1	6	6	6	6	6	-402	-294	0,166	0,091
2	6	11	11	11	11	-637	-464	0,197	0,096
3	6	11	19	19	11	-541	-416	0,089	0,052
4	6	11	19	25	11	-421	-344	-0,174	-0,085
5	6	11	11	11	16	-857	-614	0,779	0,381
P_i	-20	-15	-8	20	-44			$\sum \Delta P_{P_i} = 1,057$	$\sum \Delta P_{Q_i} = 0,535$
Q_i	-15	-10	-6	12	-30			$\sum \Delta P = 1,592$	

ამ ცხრილის ბოლო ორ სტრიქონში ნაჩვენებია კვანძური დატვირთვები/გენერაცია, ხოლო ბოლო ორ სვეტში კი - კვანძური

აქტიური და რეაქტიული დატვირთვა/გენერაციით გამოწვეული აქტიური სიმძლავრის წილობრივი დანაკარგები, მგვტ.

როგორც ამ ცხრილიდან ჩანს, „4“ კვანძის აქტიური/რეაქტიული გენერაციით გამოწვეული წილობრივი დანაკარგები უარყოფითია (-0,174 და -0,085 მგვტ), ხოლო „5“ კვანძის აქტიური/რეაქტიული დატვირთვით გამოწვეული დანაკარგები დადებითია (0,779 და 0,381 მგვტ), თანაც უდიდესია დატვირთვის სხვა კვანძებთან შედარებით. ეს მიუთითებს მას, რომ ამ ქსელში დანაკარგების შემცირების თვალსაზრისით ახალი გენერაცია შემოყვანილი უნდა იქნეს სწორედ „4“ ან „5“ კვანძში.

დაუშვათ, რომ სიმძლავრის ბალანსიდან გამომდინარე საჭიროა განსახილველ ქსელში უნდა შემოვიყვანოთ 25+j15 მგვა სიდიდის ახალი გენერაცია. ალტერნატივების სახით ჩავთვალოთ, რომ ახალი გენერაცია ტექნიკურად შესაძლებელია შემოყვანილი იქნეს ქსელის ნებისმიერ კვანძში. ამ ალტერნატივების მიხედვით ჩატარებულმა გამოთვლებმა აჩვენა, რომ ქსელში დანაკარგები მაქსიმალურად შემცირდება, თუ ახალი გენერაცია შემოყვანილი იქნება იმ კვანძში, რომლის წილობრივი დანაკარგების აბსოლიტური მნიშვნელობა უდიდესია, კერძოდ „5“ კვანძში (ცხრ.4.6).

ცხრ. 4.6. კვანძური გენერაცია/დატვირთვის წილობრივი დანაკარგები, მგვტ

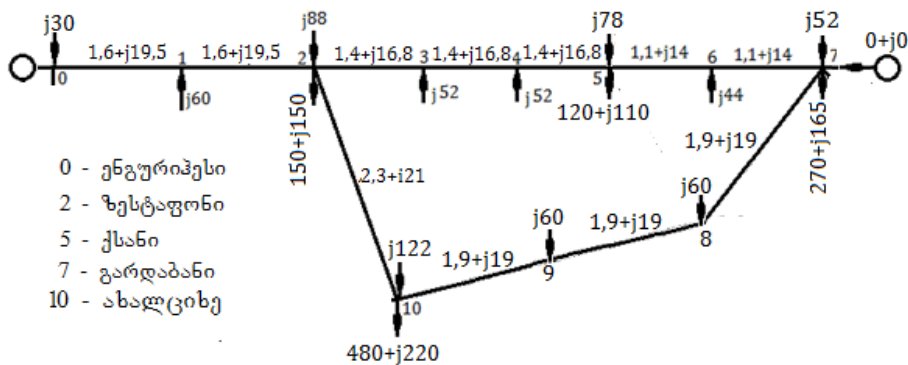
დანაკარგები		კვანძი, რომელშიც შემოყვანილია ახალი გენერაცია, 25+j15 მგვა				
		1	2	3	4	5
$\frac{P_i}{U_6^2} \sum_j P_j R_{ij} + \frac{Q_i}{U_6^2} \sum_j Q_j R_{ij}$	1	-0,026	0,167	0,167	0,167	0,167
	2	0,228	-0,106	-0,106	-0,106	-0,106
	3	0,105	0,075	-0,047	-0,047	-0,075
	4	-0,175	-0,104	0,017	0,207	-0,104
	5	0,968	0,807	0,807	0,807	0,280
ჯამური		1,1	0,839	0,838	1,028	0,162

ამ ცხრილიდან ჩანს, რომ დანაკარგების შემცირების თვალსაზრისით უფრო ეფექტურია ახალი გენერაცია შემოყვანილი იქნეს „5“ კვანძში.

(4.1) გამოსახულებების მიხედვით შეგვიძლია განვსაზღვროთ ქსელში ის დამატებითი დანაკარგები, რომელიც გამოწვეული იქნება რომელიმე i -ურ და j -ურ კვანძებში ახალი დატვირთვა/გენერაციის ერთდროული გაჩენით [31]

$$\Delta P_{i,დამ.} = \frac{1}{U_6^2} \left[2P_{i,დამ.} \sum_{k=1}^n P_k R_{ik} + 2P_{j,დამ.} \sum_{j=1}^6 P_k R_{jk} + P_{i,დამ.}^2 R_{ii} + P_{j,დამ.}^2 R_{jj} + 2P_{i,დამ.} P_{j,დამ.} R_{ij} \right]$$

საქართველოს ელექტროსისტემის 500 კვ ძაბვის გადაცემის ქსელის მაგალითზე (ნახ.4.6), კვანძური წილობრივი დანაკარგების ანალიზის გზით, შეფასებული იქნა ელექტროსისტემაში გენერაციის ახალი წყაროების ოპტიმალური გაადგილების (აგების ადგილის შერჩევა) საკითხი. საილუსტრაციოდ განხილულია სისტემის მუშაობის ზაფხულის სეზონის ერთი რეჟიმი. გადაცემის ქსელის ჯამური დატვირთვა შეადგენს 1020 მგვტ-ს, მათ შორის ექსპორტი თურქეთში 480 მგვტ. გამოთვლების სიზუსტის ამაღლების მიზნით 500 კვ ძაბვის ხაეები ნახაზზე წარმოდგენილია ჯაჭვური ჩანაცვლების სქემის სახით.



ნახ.4.6. საქართველოს ელექტროსისტემის 500 კვ ძაბვის გადაცემის ქსელი

ცხრ.4.7-ში ნაჩვენებია მოცემული ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები. ამავე ცხრილის ბოლო ორ სვეტში ნაჩვენებია კვანძური დატვირთვებით გამოწვეული წილობრივი დანაკარგები.

ცხრ.4.7. საქართველოს ელექტროსისტემის 500 კვ ძაბვის გადაცემის ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	ΔP_{Pi}	ΔP_{Qi}
1	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	-	0,009
2	1,6	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	1,958	-0,006
3	1,6	3,2	4,464	4,3279	4,1912	4,0849	3,978	3,7933	3,6086	3,4239	-	0,013
4	1,6	3,2	4,3279	5,4556	5,1934	4,9696	4,7558	4,3864	4,017	3,6477	-	0,014
5	1,6	3,2	4,1912	5,1934	6,175	5,8541	5,5332	4,979	4,4248	3,8075	2,178	-0,002
6	1,6	3,2	4,0849	4,9696	5,8541	6,5493	6,1444	5,4451	4,7458	4,0465	-	-0,002
7	1,6	3,2	3,978	4,7558	5,5332	6,1444	6,7556	6,0112	5,0668	4,2224	5,394	0,03
8	1,6	3,2	3,7933	4,3864	4,979	5,4451	6,0112	6,716	5,6208	4,5257	-	0,005
9	1,6	3,2	3,6086	4,017	4,4248	4,7458	5,0668	5,6208	6,275	4,8292	-	0,007
10	1,6	3,2	3,4239	3,6477	3,8705	4,0465	4,2224	4,5257	4,8292	5,2326	8,825	0,043
P	-	-150	-	-	-120	-	-270	-	-	-480	18,295	0,111
Q	60	-62	52	52	-32	44	-113	60	60	-98	18,406	

როგორც ამ ცხრილიდან ჩანს, „10“ კვანძის (ახალციხე) აქტიური დატვირთვით გამოწვეული წილობრივი დანაკარგები ქსელში ჯამური დანაკარგების 48,24%-ს შეადგენს. ასევე, შედარებით მაღალია „7“ კვანძის (გარდაბანი) დატვირთვით გამოწვეული წილობრივი დანაკარგები - 29,48%. მაშასადამე, თუ სიმძლავრის ბალანსიდან გამომდინარე აუცილებელია გენერაციის ახალი წყაროს აგება, გადაცემის მოცემულ ქსელში დანაკარგების შემცირების მიზნით, უფრო ეფექტური იქნება იგი აგებული იქნეს ახალციხის ან გარდაბნის კვანძების რეგიონში.

რიცხვითმაგამოთვლებმა აჩვენა, რომ ქსელში დანაკარგების შემცირების მიზნით ახალი გენერაციის შემოყვანა უფრო ეფექტურია იმ კვანძში, რომლის დატვირთვით გამოწვეული წილობრივი დანაკარგები დიდი დადებითი სიდიდეა და რომლის საკუთარი წინააღობაც უფრო მეტია. კერძოდ, ახალციხის კვანძში (საკუთარი წინააღობა 5,233 ომი) 100 მგვტ სიმძლავრის ახალი გენერაციის

განხორციელების შემთხვევაში, ქსელში დანაკარგები შემცირდა 3,469 მგვტ-ით. იმავე 100 მგვტ სიდიდის სიმძლავრის ახალი გენერაციის გარდაბნის კვანძში (საკუთარი წინაღობა - 6,756 ომი) განხორციელებით ქსელში დანაკარგები შემცირდა 3,713 მგვტ-ით. იგივე სიდიდის ახალი გენერაციის ზესტაფონის კვანძში (წილობრივი დანაკარგები - 11,90%, საკუთარი წინაღობა - 3,2 ომი) განხორციელებით ქსელში დანაკარგები შემცირდა 2,6 მგვტ-ით.

მოცემული ქსელის „2“, „5“, „7“ და „10“ კვანძებისთვის განვსაზღვროთ აქტიური სიმძლავრის ახალი წყაროს აგების ოპტიმალური მიზანშეწონილობა.

ვისარგებლოთ 3.16,ბ განტოლებათა სისტემით

$$\sum_{j=1}^{m+y} P_j R_{ij} = \frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_0 - C_i - A_{i,b,a,b}}{C_0 + C_{0,გაგ.}}, \quad i=n+1 \div m$$

ჩავთვალოთ, რომ გენერაციის ახალი წყარო აგებული იქნება შესაბამისი კვანძის უშუალო მახლობლობაში და, აქედან გამომდინარე, ვიღებთ $A_{i,b,a,b}=0$. შესაბამისად, განტოლებათა სისტემა მიიღებს სახეს

$$\sum_{j=1}^{m+y} P_j R_{ij} = \frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_0 - C_i}{C_0 + C_{0,გაგ.}}, \quad i=2, 5, 7, 10$$

მივიღოთ, რომ ახლადასაგები ელექტროსადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტროენერგიის ტარიფი ერთნაირია $C_2=C_5=C_7=C_{10}=32$ ლარი/მგვტსთ, ხოლო მახლანსებელი სადგურის ტარიფი (სისტემის საშუალოშეწონილი ტარიფი) $C_0=30$ ლარი/მგვტსთ. ამრიგად, ბოლო განტოლებათა სისტემა მიიღებს შემდეგ სახეს

$$\begin{aligned} 3,2P_2 + 3,2P_5 + 3,2P_7 + 3,2P_{10} &= 3264 - 4032,3 = -768,3 \\ 3,2P_2 + 6,175P_5 + 5,533P_7 + 3,8705P_{10} &= 4572,75 - 4032,3 = 540,45 \\ 3,2P_2 + 5,533P_5 + 6,756P_7 + 4,222P_{10} &= 4994,64 - 4032,3 = 962,34 \\ 3,2P_2 + 3,8705P_5 + 4,222P_7 + 5,233P_{10} &= 4596,2 - 4032,3 = 563,9 \end{aligned}$$

ამ განტოლებათა სისტემის ამოხსნით ვღებულობთ: $P_2=0$, $P_5=0$, $P_7=0$ და $P_{10}=142,01$ მგვტ. შესაბამისად, $P_0=879,99$ მგვტ. ეს შედეგი იმის მაჩვენებელია, რომ მაღალი ტარიფის მქონე ახალი სადგურის აგება

ეკონომიკურად მიზანშეწონილია მაშინ თუ იგი ელექტრულად უფრო ახლოსაა მომხმარებელთან, ვიდრე დაბალი ტარიფის მქონე არსებული სადგური.

თუ ახლადსაგები ელექტროსადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი იქნება სისტემის საშუალოშეწონილი ტარიფის ტოლი, მაშინ განტოლებათა სისტემა მიიღებს სახეს

$$3,2P_2 + 3,2P_5 + 3,2P_7 + 3,2P_{10} = 3264$$

$$3,2P_2 + 6,175P_5 + 5,533P_7 + 3,8705P_{10} = 4572,75$$

$$3,2P_2 + 5,533P_5 + 6,756P_7 + 4,222P_{10} = 4994,64$$

$$3,2P_2 + 3,8705P_5 + 4,222P_7 + 5,233P_{10} = 4596,2$$

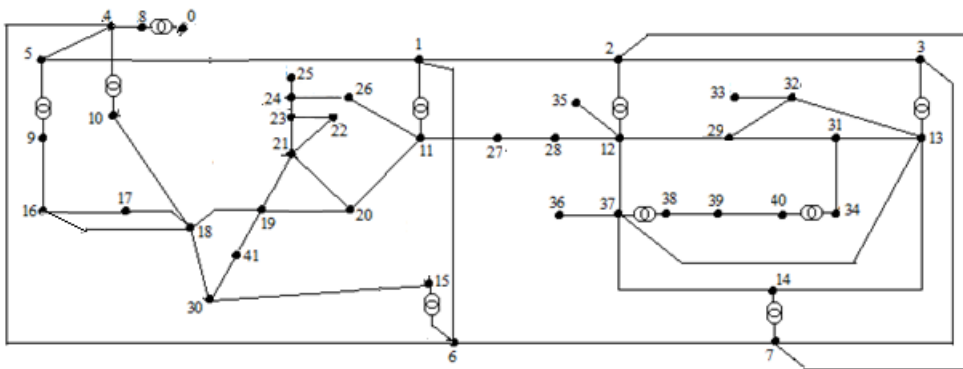
მივიღეთ: $P_2=150,78$, $P_5=118,34$, $P_7=271,27$, $P_{10}=479,61$ მგვტ და, შესაბამისად, $P_0=0$.

როგორც ვხედავთ, როცა ახლადსაგები ელექტროსადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფები ერთნაირია და სისტემის საშუალოშეწონილი ტარიფის ტოლია, მაშინ ამ სადგურების ოპტიმალური დადგმული სიმძლავრე, პრაქტიკულად (ამოხსნის ცდომილების სიზუსტით), ამავე კვანძების დატვირთვის ტოლია. ამ შემთხვევაში ქსელში სიმძლავრეთა გადადინებას ადგილი არ აქვს და, შესაბამისად, დანაკარგები, პრაქტიკულად, ნულის ტოლია.

მიღებული შედეგები აშკარად მიუთითებს მასზე, რომ სამხრეთის მიმართულებით ექსპორტის მოცულობის გაზრდის შემთხვევაში, ახალი ელექტროსადგურები აგებული უნდა იქნეს სწორედ იმ კვანძების მახლობლად, საიდანაც განხორციელდება გაზრდილი ექსპორტის გადაცემა. ქვეყნის ენერგეტიკის განვითარების 10-წლიანი გეგმაში ცალსახადაა აღნიშნული, რომ ელექტროენერჯის ექსპორტის ზრდა მოსალოდნელია ბათუმის, ახალციხისა და მარნეულის კვანძებიდან. აქედან გამომდინარე, როგორც ზემოთ ავლნიშნეთ ქვეყნის სხვა რეგიონებთან შედარებით პრიორიტეტულად უნდა ჩაითვალოს აჭარა-გურიის, სამცხე-ჯავახეთისა და აღმოსავლეთ საქართველოს ჰიდროენერგორესურსების ათვისების ამოცანა.

განვიხილოთ ელექტროსისტემაში გენერაციის ახალი წყაროების ოპტიმალური გაადგილების (აგების ადგილის) და ოპტიმალური დადგმული სიმძლავრის დადგენის საკითხი 500 და 220 კვ ძაბვის ელექტროგადაცემის ქსელის ერთობლივი გათვალისწინებით.

ქვეყნის ენერგეტიკის განვითარების 10-წლიანი გეგმის მიხედვით, ახალი ჰესების ექსპლუატაციაში გაშვებასთან დაკავშირებით, გათვალისწინებულია 220 კვ ძაბვის გადაცემის ქსელის გაფართოება. კერძოდ, აიგება: 500/220 კვ ძაბვის ქვესადგურები „ჯვარი“, „ხუდონი“, „მარნეული“; 220/110 კვ ძაბვის ქვესადგური „ხორგა“; 500 კვ ძაბვის ხაზები: „ჯვარი-ახალციხე“; 220 კვ ძაბვის ხაზები: „ჯვარი-ხორგა“, „სადმელი-ალპანა-ტვიში-ნამოხვანი-წყალტუბო“, „სადმელი-ზესტა-ფონი“. ამ ობიექტების გათვალისწინებით საქართველოს ელექტროსისტემის 500/220 კვ ძაბვის გადაცემის ქსელი სქემატურად მოცემულია 4.7 ნახაზზე.



ნახ.4.7. საქართველოს ელექტროსისტემის 500 კვ ძაბვის გადაცემის ქსელის ჩანაცვლების საანგარიშო სქემა:0-ხუდონი-220;1-ზესტაფონი-500;2-ქსანი-500;3-გარდაბანი-500;4-ჯვარი-500;5-ენგური-500;6-ახალციხე-500;7-მარნეული-500;8-ხუდონი-500; 9-ენგური-220;10-ჯვარი-220;11-ზესტაფონი-220;12-ქსანი-220; 13-გარდაბანი-220; 14-მარნეული-220; 15-ახალციხე-220; 16-გარდნილი-220;17-ზუგდიდი-220;18-ხორგა-220;19-მენჯი-220;20-ქუთაისი-220; 21-წყალტუბო-220;22-ნამოხვანი-220; 23-ტვიში-220; 24-ალპანა-220; 25-ლაჯანური-220; 26-სადმელი-220;27-ხაშური-220; 28-გორი-220; 29-გლდანი-220; 30-ბათუმი-220; 31-ნავთლული-220;32-რუსთავი-220; 33-გურჯაანი-220; 34-ხრამი2-220; 35-ჟინვალი-220; 36-დიდუბე-220;37-ლისი-220;38-ლისი-110; 39-ხრამი1-110; 40-ხრამი2-110;41-ოზურგეთი-220.

ამ ქსელის ელემენტები გრძივი აქტიური გამტარობები მოცემულია 4,8 ცხრილში.

ცხრ. 4.8. სსე-ს გადაცემის ქსელის ელემენტების აქტიური გრძივი გამტარობები, დაყვანილი 220 კვ ძაბვაზე 10^{-3} სიმენსი

№	ელემენტის ნომერი თავი-ბოლო	აქტიური გამტარობა, სიმენსი	№	ელემენტის ნომერი თავი-ბოლო	აქტიური გამტარობა, სიმენსი	№	ელემენტის ნომერი თავი-ბოლო	აქტიური გამტარობა, სიმენსი	№	ელემენტის ნომერი თავი-ბოლო	აქტიური გამტარობა, სიმენსი
1	0-8	5325	2	1-2	1250,61	3	1-5	1619	4	1-6	2275,33
5	1-11	5324,74	6	2-3	2245,65	7	2-7	2776,88	8	2-12	5324,74
9	3-7	5869,32	10	3-13	9223,21	11	4-5	19130	12	4-6	765,19
13	4-8	4304	14	4-10	5324,74	15	5-9	5325	16	6-7	1106
17	6-15	5324,74	18	7-14	5324,74	19	9-16	2857	20	10-18	416,67
21	11-20	1176,47	22	11-26	416,67	23	11-27	221,73	24	12-28	238,66
25	12-29	403,23	26	12-35	230,95	27	12-37	1136,36	28	13-14	657,89
29	13-31	436,68	30	13-32	1257,86	31	13-37	235,85	32	14-37	375,94
33	15-30	144,24	34	16-17	555,55	35	16-18	224,22	36	17-18	403,23
37	18-19	1111,11	38	18-30	149,7	39	19-20	156,74	40	19-21	346,27
41	19-41	68	42	20-21	507,6	43	21-22	1250,0	44	21-23	268,1
45	22-23	600	46	23-24	1886,79	47	24-25	15015	48	24-26	425,53
49	27-28	326,8	50	29-31	263	51	29-32	353,36	52	30-41	68
53	31-34	204,80	54	32-33	178	55	34-40	500	56	36-37	2300
57	37-38	500,0	58	38-39	48	59	39-40	102,8			

მაბალანსებელ კვანძად მივიღოთ „ხუდონი-220“ კვანძი და გამოვთვალოთ ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ გამტარობები, დაყვანილი 220 კვ ძაბვაზე.

ქვეყნის ჰიდრორესურსების ოპტიმალური ათვისებისა და გამოყენების მიზნით საჭიროა დადგენილი უნდა იქნეს გადაცემის ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები. ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობების მატრიცა მიიღება ამავე კვანძების საკუთარი და ურთიერთ გამტარობათა მატრიცის შებრუნებით.

ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები, დაყვანილი 220 კვ ძაბვაზე, მოცემულია 4.9 ცხრილში ამ ცხრილის ბოლო ორ

სტრიქონში ნაჩვენებია კვანძების გენერაცია/დატვირთვა (მგვტ)
პერსპექტიული 2019 წლისთვის (ზამთრის მაქსიმუმი).

**ცხრ.4.9. სსე-ს 500/220 კვ ძაბვის გადაცემის ქსელის კვანძების
საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები, დაყვანილი 220 კვ ძაბვაზე, ომი**

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	0,859	0,819	0,812	0,42	0,456	0,761	0,808	0,189	0,463	0,429	0,846	0,819	0,812	0,809
2	0,819	1,276	1,217	0,42	0,453	0,840	1,194	0,189	0,459	0,429	0,815	1,262	1,217	1,199
3	0,812	1,217	1,365	0,42	0,452	0,856	1,27	0,189	0,459	0,429	0,807	1,222	1,354	1,277
4	0,420	0,42	0,42	0,42	0,419	0,419	0,42	0,188	0,419	0,419	0,42	0,42	0,42	0,42
5	0,456	0,453	0,452	0,419	0,47	0,448	0,452	0,188	0,468	0,421	0,455	0,452	0,452	0,452
6	0,761	0,840	0,856	0,419	0,448	0,958	0,862	0,189	0,455	0,429	0,753	0,841	0,856	0,861
7	0,808	1,194	1,27	0,42	0,452	0,862	1,300	0,189	0,459	0,429	0,803	1,197	1,268	1,293
8	0,189	0,189	0,189	0,188	0,188	0,189	0,189	0,188	0,188	0,188	0,189	0,189	0,189	0,189
9	0,463	0,459	0,459	0,419	0,468	0,455	0,459	0,188	0,646	0,426	0,465	0,459	0,459	0,459
10	0,429	0,429	0,429	0,419	0,421	0,429	0,429	0,188	0,426	0,599	0,432	0,429	0,429	0,42
11	0,846	0,815	0,807	0,42	0,455	0,753	0,803	0,189	0,465	0,432	1,011	0,817	0,807	0,804
12	0,819	1,262	1,222	0,42	0,452	0,841	1,197	0,189	0,459	0,429	0,817	1,418	1,228	1,209
13	0,812	1,217	1,354	0,42	0,452	0,856	1,268	0,189	0,459	0,429	0,807	1,228	1,442	1,287
14	0,809	1,199	1,277	0,42	0,452	0,861	1,293	0,189	0,459	0,429	0,804	1,209	1,287	1,448
15	0,758	0,836	0,851	0,42	0,448	0,952	0,858	0,189	0,456	0,43	0,751	0,837	0,851	0,856
16	0,475	0,472	0,472	0,42	0,466	0,467	0,471	0,189	0,628	0,436	0,483	0,472	0,472	0,472
17	0,509	0,506	0,506	0,42	0,459	0,500	0,505	0,189	0,581	0,46	0,529	0,507	0,506	0,505
18	0,556	0,553	0,552	0,421	0,449	0,546	0,552	0,189	0,516	0,494	0,593	0,554	0,552	0,552
19	0,623	0,615	0,613	0,423	0,452	0,598	0,612	0,190	0,506	0,482	0,688	0,616	0,613	0,612
20	0,799	0,773	0,766	0,420	0,455	0,721	0,763	0,189	0,474	0,443	0,944	0,774	0,766	0,764
21	0,745	0,725	0,719	0,421	0,454	0,683	0,717	0,189	0,484	0,455	0,865	0,726	0,719	0,718
22	0,752	0,731	0,725	0,421	0,454	0,688	0,723	0,189	0,482	0,453	0,876	0,732	0,726	0,724
23	0,767	0,744	0,738	0,421	0,454	0,698	0,736	0,189	0,48	0,45	0,897	0,746	0,739	0,737
24	0,775	0,751	0,745	0,421	0,454	0,704	0,743	0,189	0,478	0,448	0,90	0,753	0,745	0,743
25	0,775	0,751	0,745	0,421	0,454	0,704	0,743	0,189	0,478	0,448	0,909	0,753	0,745	0,743
26	0,810	0,783	0,776	0,420	0,455	0,728	0,773	0,189	0,472	0,440	0,96	0,784	0,776	0,774
27	0,835	0,986	0,966	0,42	0,454	0,787	0,954	0,189	0,463	0,431	0,937	1,047	0,968	0,959
28	0,828	1,103	1,074	0,42	0,454	0,809	1,057	0,189	0,461	0,430	0,886	1,204	1,078	1,065
29	0,815	1,239	1,290	0,42	0,452	0,848	1,234	0,189	0,459	0,429	0,812	1,32	1,338	1,249
30	0,652	0,684	0,69	0,420	0,449	0,73	0,692	0,189	0,48	0,464	0,672	0,684	0,69	0,692
31	0,813	1,226	1,327	0,42	0,452	0,853	1,255	0,189	0,459	0,429	0,809	1,265	1,398	1,273
32	0,812	1,222	1,340	0,42	0,452	0,854	1,261	0,189	0,459	0,429	0,808	1,248	1,419	1,278
33	0,812	1,222	1,340	0,42	0,452	0,854	1,261	0,189	0,459	0,429	0,808	1,248	1,419	1,278
34	0,813	1,228	1,318	0,42	0,452	0,852	1,251	0,189	0,459	0,429	0,809	1,275	1,383	1,272
35	0,819	1,262	1,222	0,42	0,452	0,841	1,197	0,189	0,459	0,429	0,817	1,418	1,228	1,209
36	0,816	1,242	1,253	0,42	0,452	0,847	1,227	0,189	0,459	0,429	0,813	1,346	1,271	1,271
37	0,816	1,242	1,253	0,42	0,452	0,847	1,227	0,189	0,459	0,429	0,813	1,346	1,271	1,271
38	0,816	1,242	1,257	0,42	0,452	0,847	1,229	0,189	0,459	0,429	0,812	1,342	1,278	1,271
39	0,814	1,233	1,296	0,42	0,452	0,850	1,243	0,189	0,459	0,429	0,810	1,299	1,345	1,272
40	0,813	1,229	1,314	0,42	0,452	0,852	1,25	0,189	0,459	0,429	0,809	1,28	1,376	1,272
41	0,637	0,650	0,651	0,422	0,451	0,664	0,652	0,19	0,497	0,473	0,680	0,650	0,651	0,652
Р _{გენ.}	0	0	260	0	800	0	0	0	0	X	100	0	250	X
Р _{დატ.}	0	0	0	0	0	-400	-200	0	-13	0	-160	-50	-80	-40

ცხრ.4.9. (გაგრძელება)

	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
1	0,758	0,475	0,509	0,556	0,623	0,799	0,745	0,752	0,767	0,775	0,775	0,810	0,835	0,828
2	0,836	0,472	0,506	0,553	0,615	0,773	0,725	0,731	0,744	0,751	0,751	0,783	0,986	1,103
3	0,851	0,472	0,506	0,552	0,613	0,766	0,719	0,725	0,738	0,745	0,745	0,776	0,966	1,074
4	0,420	0,420	0,420	0,421	0,423	0,420	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,420	0,420	0,420
5	0,448	0,466	0,459	0,449	0,452	0,455	0,454	0,454	0,454	0,454	0,454	0,455	0,454	0,454
6	0,952	0,467	0,500	0,546	0,598	0,721	0,683	0,688	0,698	0,704	0,704	0,728	0,787	0,809
7	0,858	0,471	0,505	0,552	0,612	0,763	0,717	0,723	0,736	0,743	0,743	0,773	0,954	1,057
8	0,189	0,189	0,189	0,189	0,190	0,189	0,189	0,189	0,189	0,189	0,189	0,189	0,189	0,189
9	0,456	0,628	0,581	0,516	0,506	0,474	0,484	0,482	0,480	0,478	0,478	0,472	0,463	0,461
10	0,430	0,436	0,460	0,494	0,482	0,443	0,455	0,453	0,450	0,448	0,448	0,440	0,431	0,430
11	0,751	0,483	0,529	0,593	0,688	0,944	0,865	0,876	0,897	0,909	0,909	0,960	0,937	0,886
12	0,837	0,472	0,507	0,554	0,616	0,774	0,726	0,732	0,746	0,753	0,753	0,784	1,047	1,204
13	0,851	0,472	0,506	0,552	0,613	0,766	0,719	0,726	0,739	0,745	0,745	0,776	0,968	1,078
14	0,856	0,472	0,505	0,552	0,612	0,764	0,718	0,724	0,737	0,743	0,743	0,774	0,959	1,065
15	1,132	0,470	0,507	0,558	0,609	0,721	0,687	0,691	0,701	0,706	0,706	0,728	0,784	0,806
16	0,470	0,932	0,809	0,640	0,607	0,509	0,539	0,535	0,527	0,522	0,522	0,503	0,479	0,476
17	0,507	0,809	1,918	0,966	0,871	0,601	0,684	0,673	0,650	0,638	0,638	0,584	0,520	0,515
18	0,558	0,640	0,966	1,416	1,236	0,728	0,883	0,863	0,820	0,797	0,797	0,696	0,578	0,568
19	0,609	0,607	0,871	1,236	1,807	0,923	1,194	1,158	1,082	1,043	1,043	0,867	0,660	0,642
20	0,721	0,509	0,601	0,728	0,923	1,571	1,254	1,232	1,186	1,162	1,162	1,054	0,879	0,835
21	0,687	0,539	0,684	0,883	1,194	1,254	2,174	2,081	1,887	1,784	1,784	1,330	0,812	0,776
22	0,691	0,535	0,673	0,863	1,158	1,232	2,081	2,657	2,192	2,060	2,060	1,474	0,821	0,783
23	0,701	0,527	0,650	0,820	1,082	1,186	1,887	2,192	2,828	2,634	2,634	1,775	0,839	0,800
24	0,706	0,522	0,638	0,797	1,043	1,162	1,784	2,060	2,634	2,938	2,938	1,934	0,849	0,809
25	0,706	0,522	0,638	0,797	1,043	1,162	1,784	2,060	2,634	2,938	3,603	1,934	0,849	0,809
26	0,728	0,503	0,584	0,696	0,867	1,054	1,330	1,474	1,775	1,934	1,934	2,638	0,892	0,847
27	0,784	0,479	0,520	0,578	0,660	0,879	0,812	0,821	0,839	0,849	0,849	0,892	3,756	2,612
28	0,806	0,476	0,515	0,568	0,642	0,835	0,776	0,783	0,800	0,809	0,809	0,847	2,612	3,784
29	0,844	0,472	0,506	0,553	0,615	0,770	0,723	0,729	0,742	0,749	0,749	0,780	1,006	1,139
30	0,815	0,562	0,755	1,021	1,020	0,745	0,829	0,818	0,795	0,782	0,782	0,728	0,677	0,680
31	0,848	0,472	0,506	0,553	0,614	0,768	0,721	0,727	0,740	0,747	0,747	0,778	0,984	1,103
32	0,850	0,472	0,506	0,552	0,613	0,767	0,720	0,726	0,739	0,746	0,746	0,777	0,977	1,091
33	0,850	0,472	0,506	0,552	0,613	0,767	0,720	0,726	0,739	0,746	0,746	0,777	0,977	1,091
34	0,848	0,472	0,506	0,553	0,614	0,768	0,721	0,727	0,740	0,747	0,747	0,778	0,988	1,109
35	0,837	0,472	0,507	0,554	0,616	0,774	0,726	0,732	0,746	0,753	0,753	0,784	1,047	1,204
36	0,843	0,472	0,506	0,553	0,615	0,771	0,723	0,730	0,743	0,750	0,750	0,781	1,017	1,156
37	0,843	0,472	0,506	0,553	0,615	0,771	0,723	0,730	0,743	0,750	0,750	0,781	1,017	1,156
38	0,843	0,472	0,506	0,553	0,615	0,771	0,723	0,729	0,743	0,750	0,750	0,781	1,015	1,153
39	0,846	0,472	0,506	0,553	0,614	0,769	0,722	0,728	0,741	0,748	0,748	0,779	0,998	1,125
40	0,847	0,472	0,506	0,553	0,614	0,768	0,721	0,727	0,741	0,747	0,747	0,778	0,990	1,112
41	0,712	0,584	0,813	1,128	1,413	0,834	1,011	0,988	0,939	0,913	0,913	0,798	0,669	0,661
P _{გან.}	X/60	X/160	0	0	0	110	0	X	X	X	30	X	10	X
P _{დატ.}	-50	-300	-45	-160	-85	-130	-45	-15	0	0	-20	-20	-50	-45

ცხრ.4.9. (გაგრძელება)

	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41
	0,815	0,652	0,813	0,812	0,812	0,813	0,819	0,816	0,816	0,816	0,814	0,813	0,637
2	1,239	0,684	1,226	1,222	1,222	1,228	1,262	1,242	1,242	1,242	1,233	1,229	0,650
3	1,290	0,690	1,327	1,340	1,340	1,318	1,222	1,253	1,253	1,257	1,296	1,314	0,651
4	0,420	0,421	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420	0,422
5	0,452	0,449	0,452	0,452	0,452	0,452	0,452	0,452	0,452	0,452	0,452	0,452	0,451
6	0,848	0,730	0,853	0,854	0,854	0,852	0,841	0,847	0,847	0,847	0,850	0,852	0,664
7	1,234	0,692	1,255	1,261	1,261	1,251	1,197	1,227	1,227	1,229	1,243	1,250	0,652
8	0,189	0,189	0,189	0,189	0,189	0,189	0,189	0,189	0,189	0,189	0,189	0,189	0,190
9	0,459	0,488	0,459	0,459	0,459	0,459	0,459	0,459	0,459	0,459	0,459	0,459	0,497
10	0,429	0,464	0,429	0,429	0,429	0,429	0,429	0,429	0,429	0,429	0,429	0,429	0,473
11	0,812	0,672	0,809	0,808	0,808	0,809	0,817	0,813	0,813	0,812	0,810	0,809	0,680
12	1,320	0,684	1,265	1,248	1,248	1,275	1,418	1,346	1,346	1,342	1,299	1,280	0,650
13	1,338	0,690	1,398	1,419	1,419	1,383	1,228	1,271	1,271	1,278	1,345	1,376	0,651
14	1,249	0,692	1,273	1,278	1,278	1,272	1,209	1,271	1,271	1,271	1,272	1,272	0,652
15	0,844	0,815	0,848	0,850	0,850	0,848	0,837	0,843	0,843	0,843	0,846	0,847	0,712
16	0,472	0,562	0,472	0,472	0,472	0,472	0,472	0,472	0,472	0,472	0,472	0,472	0,584
17	0,506	0,755	0,506	0,506	0,506	0,506	0,507	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,813
18	0,553	1,021	0,553	0,552	0,552	0,553	0,554	0,553	0,553	0,553	0,553	0,553	1,128
19	0,615	1,020	0,614	0,613	0,613	0,614	0,616	0,615	0,615	0,615	0,614	0,614	1,413
20	0,770	0,745	0,768	0,767	0,767	0,768	0,774	0,771	0,771	0,771	0,769	0,768	0,834
21	0,723	0,829	0,721	0,720	0,720	0,721	0,726	0,723	0,723	0,723	0,722	0,721	1,011
22	0,729	0,818	0,727	0,726	0,726	0,727	0,732	0,730	0,730	0,729	0,728	0,727	0,988
23	0,742	0,795	0,740	0,739	0,739	0,740	0,746	0,743	0,743	0,743	0,741	0,741	0,939
24	0,749	0,782	0,747	0,746	0,746	0,747	0,753	0,750	0,750	0,750	0,748	0,747	0,913
25	0,749	0,782	0,747	0,746	0,746	0,747	0,753	0,750	0,750	0,750	0,748	0,747	0,913
26	0,780	0,728	0,778	0,777	0,777	0,778	0,784	0,781	0,781	0,781	0,779	0,778	0,798
27	1,006	0,677	0,984	0,977	0,977	0,988	1,047	1,017	1,017	1,015	0,998	0,990	0,669
28	1,139	0,680	1,103	1,091	1,091	1,109	1,204	1,156	1,156	1,153	1,125	1,112	0,661
29	2,511	0,687	1,763	1,595	1,595	1,707	1,320	1,314	1,314	1,336	1,574	1,684	0,651
30	0,687	3,979	0,689	0,689	0,689	0,688	0,684	0,687	0,687	0,687	0,688	0,688	2,500
31	1,763	0,689	2,906	1,478	1,478	2,708	1,265	1,308	1,308	1,389	2,234	2,627	0,651
32	1,595	0,689	1,478	2,079	2,079	1,454	1,248	1,281	1,281	1,291	1,395	1,444	0,651
33	1,595	0,689	1,478	2,079	7,696	1,454	1,248	1,281	1,281	1,291	1,395	1,444	0,651
34	1,707	0,688	2,708	1,454	1,454	6,818	1,275	1,379	1,379	1,694	4,975	6,503	0,651
35	1,320	0,684	1,265	1,248	1,248	1,275	5,747	1,346	1,346	1,342	1,299	1,280	0,650
36	1,314	0,687	1,308	1,281	1,281	1,379	1,346	2,318	1,884	1,854	1,550	1,409	0,651
37	1,314	0,687	1,308	1,281	1,281	1,379	1,346	1,884	1,884	1,854	1,550	1,409	0,651
38	1,336	0,687	1,389	1,291	1,291	1,694	1,342	1,854	1,854	3,729	2,426	1,819	0,651
39	1,574	0,688	2,234	1,395	1,395	4,975	1,299	1,550	1,550	2,426	11,554	6,098	0,651
40	1,684	0,688	2,627	1,444	1,444	6,503	1,280	1,409	1,409	1,819	6,098	8,092	0,651
41	0,651	2,500	0,651	0,651	0,651	0,651	0,650	0,651	0,651	0,651	0,651	0,651	9,309
P _{გენ.}	20	X/10	10	0	X/25	90	X/60	X	0	0	90	90	X/6
P _{დატ.}	-160	-80	-130	-100	-40	0	-18	-130	0	-110	-20	-15	-15

როგორც ამ ცხრილებიდან ჩანს, სისტემის მოქმედი ელექტროსადგურების (თბო და ჰიდროსადგურები) ჯამური გენერაცია

შეადგენს 2091 მგვტ-ს, ხოლო ჯამური დატვირთვა კი 2751 მგვტ-ს. მათ შორის შიგა მოხმარება - 2151 მგვტ და ექსპორტი - 600 მგვტ (თურქეთი - 400, სომხეთი - 200 მგვტ). თუ გავითვალისწინებთ, რომ 500/220 კვ ძაბვის ქსელში დანაკარგები შეადგენს თითქმის 2%-ს (55 მგვტ), მივიღებთ, რომ სისტემის ჯამური დატვირთვა შეადგენს 2808 მგვტ-ს. შესაბამისად, სიმძლავრის დეფიციტი აღწევს 717 მგვტ-ს. აუცილებელი რეზერვის (10% - 280 მგვტ) გათვალისწინებით, სიმძლავრის დეფიციტი საანგარიშო 2019 წელს შეადგენს 997 მგვტ-ს. პერსპექტიული ჰიდროსადგურების აგების საკითხი განვიხილოთ ენერგეტიკული რეგიონების ჭრილში. კერძოდ: სვანეთი - კვანძი „0“ (ხუდონი-220); სამეგრელო - კვანძი „10“ (ჯვარი-220); ქვემო ქართლი - კვანძი „14“ (მარნეული-220); სამცხე-ჯავახეთი - კვანძი „15“ (ახალციხე-220); აფხაზეთი - კვანძი „16“ (ვარდნილი-220); იმერეთი - კვანძი „22“ (ნამახვანი-220); რაჭა-ლეცხუმი - კვანძი „23“ (ტვიში-220); კვანძი „24“ (ალპანა-220) და კვანძი „26“ (სადმელი-220); შიდა ქართლი - კვანძი „28“ (გორი-220); აჭარა - კვანძი „30“ (ბათუმი-220); კახეთი - კვანძი „33“ (გურჯაანი-220); მცხეთა-თიანეთი - კვანძი „35“ (ჟინვალი-220); თბილისი - კვანძი „36“ (დიდუბე-220); გურია - კვანძი „41“ (ოზურგეთი-220). შესაბამისად, საძიებელი სიდიდეებია: P_0 ; P_{10} ; P_{14} ; P_{15} ; P_{16} ; P_{22} ; P_{23} ; P_{24} ; P_{26} ; P_{28} ; P_{30} ; P_{33} ; P_{35} ; P_{36} ; P_{41} .

ჩავთვალოთ, რომ ახლადასაგები ელექტროსადგურების მიერ გამოიმუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი ერთნაირია და 3.16,ბ მათემატიკური მოდელის გამოყენებით შევადგინოთ განტოლებათა სისტემა (განტოლებათა სისტემა 4.1) ზემოთ აღნიშნული კვანძების მიმართ. განტოლებების მარჯვენა მხარის გამოთვლისას ჩავთვალოთ, რომ $A_{i,b_0} = 0$ და გვაქვს:

ამ განტოლებათა სისტემის ამოხსნით მივიღეთ: $P_{10} < 0$; $P_{14} = 71,43$; $P_{15} = 214,91$; $P_{16} = 104,34$; $P_{22} = 91,58$; $P_{23} = 17,95$; $P_{24} < 0$; $P_{26} = 39,7$; $P_{28} = 78,73$; $P_{30} = 97,4$; $P_{33} = 27,05$; $P_{35} < 0$; $P_{36} = 171,92$; $P_{41} = 21,89$ მგვტ.

განტოლებათა სისტემა 4.1.

$$\begin{aligned}
 &0,599P_{10} + 0,429P_{14} + 0,43P_{15} + 0,436P_{16} + 0,453P_{22} + 0,45P_{23} + 0,448P_{24} + 0,44P_{26} + \\
 &+ 0,43P_{28} + 0,464P_{30} + 0,429P_{33} + 0,429P_{35} + 0,429P_{36} + 0,473P_{41} = 262,44 \\
 &0,429P_{10} + 1,448P_{14} + 0,856P_{15} + 0,472P_{16} + 0,724P_{22} + 0,737P_{23} + 0,743P_{24} + 0,774P_{26} + \\
 &+ 1,065P_{28} + 0,692P_{30} + 1,278P_{33} + 1,209P_{35} + 1,271P_{36} + 0,652P_{41} = 720,79 \\
 &0,43P_{10} + 0,856P_{14} + 1,132P_{15} + 0,47P_{16} + 0,691P_{22} + 0,701P_{23} + 0,706P_{24} + 0,728P_{26} + \\
 &+ 0,806P_{28} + 0,815P_{30} + 0,85P_{33} + 0,837P_{35} + 0,843P_{36} + 0,712P_{41} = 653,55 \\
 &0,436P_{10} + 0,472P_{14} + 0,47P_{15} + 0,932P_{16} + 0,535P_{22} + 0,527P_{23} + 0,522P_{24} + 0,503P_{26} + \\
 &+ 0,478P_{28} + 0,562P_{30} + 0,472P_{33} + 0,472P_{35} + 0,472P_{36} + 0,584P_{41} = 393,08 \\
 &0,453P_{10} + 0,724P_{14} + 0,691P_{15} + 0,535P_{16} + 2,657P_{22} + 2,192P_{23} + 2,06P_{24} + 1,474P_{26} + \\
 &+ 0,783P_{28} + 0,818P_{30} + 0,726P_{33} + 0,732P_{35} + 0,73P_{36} + 0,988P_{41} = 751,34 \\
 &0,45P_{10} + 0,737P_{14} + 0,701P_{15} + 0,527P_{16} + 2,192P_{22} + 2,828P_{23} + 2,634P_{24} + 1,775P_{26} + \\
 &+ 0,8P_{28} + 0,795P_{30} + 0,739P_{33} + 0,746P_{35} + 0,743P_{36} + 0,939P_{41} = 726,55 \\
 &0,448P_{10} + 0,743P_{14} + 0,706P_{15} + 0,522P_{16} + 2,06P_{22} + 2,634P_{23} + 2,938P_{24} + 1,934P_{26} + \\
 &+ 0,809P_{28} + 0,782P_{30} + 0,746P_{33} + 0,753P_{35} + 0,75P_{36} + 0,913P_{41} = 715,14 \\
 &0,44P_{10} + 0,774P_{14} + 0,728P_{15} + 0,503P_{16} + 1,474P_{22} + 1,775P_{23} + 1,934P_{24} + 2,638P_{26} + \\
 &+ 0,847P_{28} + 0,728P_{30} + 0,777P_{33} + 0,784P_{35} + 0,781P_{36} + 0,798P_{41} = 696,21 \\
 &0,43P_{10} + 1,065P_{14} + 0,806P_{15} + 0,503P_{16} + 0,783P_{22} + 0,8P_{23} + 0,809P_{24} + 0,847P_{26} + \\
 &+ 3,784P_{28} + 0,68P_{30} + 1,09P_{33} + 1,204P_{35} + 1,146P_{36} + 0,661P_{41} = 880,84 \\
 &0,464P_{10} + 0,692P_{14} + 0,815P_{15} + 0,562P_{16} + 0,818P_{22} + 0,795P_{23} + 0,782P_{24} + 0,728P_{26} + \\
 &+ 0,68P_{28} + 3,979P_{30} + 0,689P_{33} + 0,684P_{35} + 0,687P_{36} + 2,5P_{41} = 900,01 \\
 &0,429P_{10} + 1,278P_{14} + 0,85P_{15} + 0,472P_{16} + 0,726P_{22} + 0,739P_{23} + 0,746P_{24} + 0,777P_{26} + \\
 &+ 1,091P_{28} + 0,689P_{30} + 7,696P_{33} + 1,248P_{35} + 1,281P_{36} + 0,651P_{41} = 883,29 \\
 &0,429P_{10} + 1,209P_{14} + 0,837P_{15} + 0,474P_{16} + 0,732P_{22} + 0,746P_{23} + 0,753P_{24} + 0,784P_{26} + \\
 &+ 1,204P_{28} + 0,684P_{30} + 1,248P_{33} + 5,747P_{35} + 1,346P_{36} + 0,65P_{41} = 560,49 \\
 &0,429P_{10} + 1,271P_{14} + 0,843P_{15} + 0,472P_{16} + 0,73P_{22} + 0,743P_{23} + 0,75P_{24} + 0,781P_{26} + \\
 &+ 1,156P_{28} + 0,687P_{30} + 1,281P_{33} + 1,346P_{35} + 2,318P_{36} + 0,651P_{41} = 888,01 \\
 &0,473P_{10} + 0,652P_{14} + 0,712P_{15} + 0,584P_{16} + 0,988P_{22} + 0,939P_{23} + 0,913P_{24} + 0,798P_{26} + \\
 &+ 0,661P_{28} + 2,5P_{30} + 0,651P_{33} + 0,651P_{35} + 0,651P_{36} + 9,309P_{41} = 891,8
 \end{aligned}$$

შეზღუდვის უტოლობათა გათვალისწინებით მივიღეთ: $P_{10}=0$; $P_{24}=0$;

$P_{35}=0$ და დგვრჩა 11-განტოლებიანი განტოლებათა სისტემა:

$$\begin{aligned}
& 1,448P_{14} + 0,856P_{15} + 0,472P_{16} + 0,724P_{22} + 0,737P_{23} + 0,774P_{26} + 1,065P_{28} + \\
& + 0,692P_{30} + 1,278P_{33} + 1,271P_{36} + 0,652P_{41} = 720,79 \\
& 0,856P_{14} + 1,132P_{15} + 0,47P_{16} + 0,691P_{22} + 0,701P_{23} + 0,728P_{26} + 0,806P_{28} + \\
& + 0,815P_{30} + 0,85P_{33} + 0,843P_{36} + 0,712P_{41} = 653,55 \\
& 0,472P_{14} + 0,47P_{15} + 0,932P_{16} + 0,535P_{22} + 0,527P_{23} + 0,503P_{26} + 0,478P_{28} + \\
& + 0,562P_{30} + 0,472P_{33} + 0,472P_{36} + 0,584P_{41} = 393,08 \\
& 0,724P_{14} + 0,691P_{15} + 0,535P_{16} + 2,657P_{22} + 2,192P_{23} + 1,474P_{26} + 0,783P_{28} + \\
& + 0,818P_{30} + 0,726P_{33} + 0,73P_{36} + 0,988P_{41} = 751,34 \\
& 0,737P_{14} + 0,701P_{15} + 0,527P_{16} + 2,192P_{22} + 2,828P_{23} + 1,775P_{26} + 0,8P_{28} + \\
& + 0,795P_{30} + 0,739P_{33} + 0,743P_{36} + 0,939P_{41} = 726,55 \\
& 0,774P_{14} + 0,728P_{15} + 0,503P_{16} + 1,474P_{22} + 1,775P_{23} + 2,638P_{26} + 0,847P_{28} + \\
& + 0,728P_{30} + 0,777P_{33} + 0,781P_{36} + 0,798P_{41} = 696,21 \\
& 1,065P_{14} + 0,806P_{15} + 0,503P_{16} + 0,783P_{22} + 0,8P_{23} + 0,847P_{26} + 3,784P_{28} + \\
& + 0,68P_{30} + 1,09P_{33} + 1,146P_{36} + 0,661P_{41} = 880,84 \\
& 0,692P_{14} + 0,815P_{15} + 0,562P_{16} + 0,818P_{22} + 0,795P_{23} + 0,728P_{26} + 0,68P_{28} + \\
& + 3,979P_{30} + 0,689P_{33} + 0,687P_{36} + 2,5P_{41} = 900,01 \\
& 1,278P_{14} + 0,85P_{15} + 0,472P_{16} + 0,726P_{22} + 0,739P_{23} + 0,777P_{26} + 1,091P_{28} + \\
& + 0,689P_{30} + 7,696P_{33} + 1,281P_{36} + 0,651P_{41} = 883,29 \\
& 1,271P_{14} + 0,843P_{15} + 0,472P_{16} + 0,73P_{22} + 0,743P_{23} + 0,781P_{26} + 1,156P_{28} + \\
& + 0,687P_{30} + 1,281P_{33} + 2,318P_{36} + 0,651P_{41} = 888,01 \\
& 0,652P_{14} + 0,712P_{15} + 0,584P_{16} + 0,988P_{22} + 0,939P_{23} + 0,798P_{26} + 0,661P_{28} + \\
& + 2,5P_{30} + 0,651P_{33} + 0,651P_{36} + 9,309P_{41} = 891,8
\end{aligned}$$

ამ განტოლებათა სისტემის ამოხსნით მივიღეთ: $P_0 < 0$; $P_{14}=42,6$;
 $P_{15}=179,84$; $P_{16}=37,29$; $P_{22}=85,85$; $P_{23}=3,9$; $P_{26}=32,19$; $P_{28}=74,54$; $P_{30}=94,64$;
 $P_{33}=26,07$; $P_{36}=162,33$; $P_{41}=20,73$ მგვტ.

მაშასადამე, 2019 წლის ეტაპზე 717 მგვტ მოსალოდნელი დეფიციტის დასაფარავად ოპტიმალურია ახალი ელექტროსადგურები აგებული იქნეს შემდეგ რეგიონებში (კვანძებში): ახალციხე $P_{15}=179,84$; დიდუბე $P_{36}=162,33$; ბათუმი $P_{30}=94,06$; ნამახვანი $P_{22}=85,85$; გორი $P_{28}=74,54$; მარნეული $P_{14}=42,6$; ვარდნილი $P_{16}=37,29$; სადმელი $P_{26}=32,19$; გურჯაანი $P_{33}=26,07$; ოზურგეთი $P_{41}=20,73$; ტვიში $P_{23}=3,9$ მგვტ. საქართველოს ელექტროსისტემის მხოლოდ 500/220 კვ ძაბვის ელექტროგადაცემის ქსელის კონფიგურაციიდან გამომდინარე მივიღეთ რომ სვანეთისა დამცხეთა-თიანეთის რეგიონში ამ ეტაპზე (2019წ.) არაოპტიმალურია

ჰესების აგება ასევე, რაჭის რეგიონში არაოპტიმალურია ალპანაჰესისა და, შეიძლება ითქვას, ტვიშიჰესის (3,9 მგვტ) აგებაც.

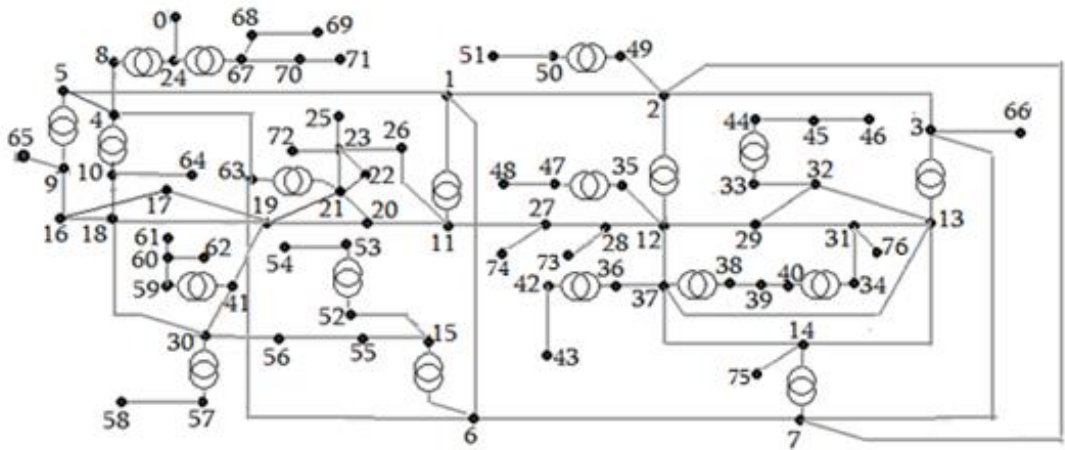
როგორც 4.4 ცხრილიდან ჩანს ბათუმის, რაჭის, ახალციხის (შუახევიჰესის ჩათვლით), გურჯაანის, გორის (მტკვრის კასკადის გათვალისწინებით) და ოზურგეთის რეგიონებში ზემოთ აღნიშნული სიმძლავრის ახალი ჰესების ასაგებად ჰიდრორესურსი საკმარისია. მარნეულისა და ვარდნილის რეგიონში ჰიდრორესურსი არ გვაქვს, ხოლო დიდუბის რეგიონში ჰიდრორესურსიარ აღემატება 70 მგვტ-ს (მტკვრის კასკადის მიმდებარე პოტენციური ჰესები). ამრიგად, სიმძლავრის მოსალოდნელი დეფიციტის დასაფარავად აღმოსავლეთ საქართველოში ოპტიმალურია აგებული იქნეს 484 მგვტ ჯამური სიმძლავრის ჰესები, მათ შორის ახალციხის რეგიონში 180 მგვტ, ხოლო დასავლეთ საქართველოში 233 მგვტ (ნამოხვანი-სადმელი 85,85+32,19=118) და ბათუმი-გურიის რეგიონში (94,06+20,73=115).

განვიხილოთ ელექტროსისტემაში გენერაციის ახალი წყაროების ოპტიმალური გაადგილების (აგების ადგილის) და ოპტიმალური დადგმული სიმძლავრის დადგენის საკითხი არსებული 500 და 220 კვ ძაბვის ელექტროგადაცემის ქსელისა და ამ სადგურების სისტემასთან მიერთებისთვის საჭირო ახალი ელექტროგადაცემის ხაზების ერთობლივი გათვალისწინებით (ნახ.4.8).

განტოლებათა სისტემის მარჯვენა მხარის გამოთვლისას სიმძლავრის დეფიციტის დაფარვაში გავითვალისწინეთ: ნენსკრაჰესის სისტემასთან მიერთების ხაზის აქტიური წინაღობის გავლენა, ახალციხის რეგიონში აბულიჰესისა და არაკალიჰესის ჯამური გენერაციის გავლენა და ცალკეული ჰესების სისტემასთან დამაკავშირებელი (არსებული და ახლადასაშენებელი) ხაზების აქტიური წინაღობები გავლენა და ამ ხაზების საექსპლუატაციო ხარჯების პროპორციული სიდიდე $A_{i,b,s}$ (გამოსახულება 3.13). ამ გამოსახულების მიხედვით 110 კვ ძაბვის ხაზებისთვის $A_{i,b,s}=6 \cdot 10^{-3} \mu\ell$,

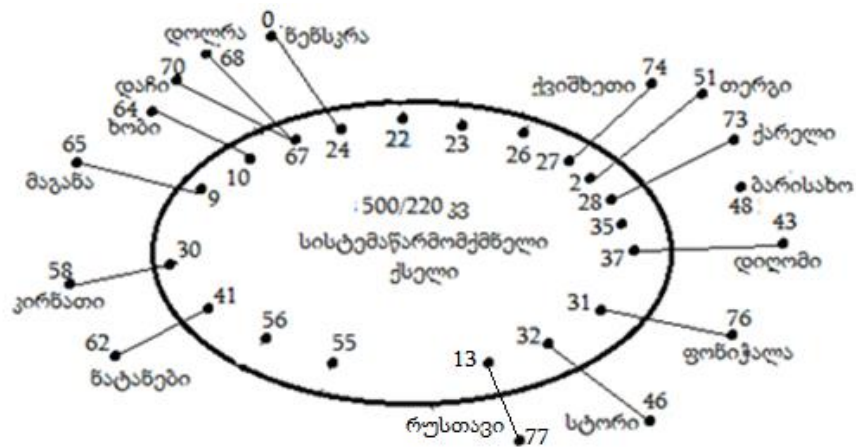
ხოლო 220 კვ ძაბვის ხაზებისთვის $A_{i,b,a,b}=2,5 \cdot 10^{-3} \mu l$, რაც გათვალისწინებულია 4.11 ცხრილის შედგენისას.

4.4 ცხრილის თანახმად, ახალციხის რეგიონის ჰიდრორესურსი განისაზღვრება მხოლოდ 33 მგვტ სიდიდით (აბულიძესი -22 და არაკალიძესი - 11 მგვტ). შესაბამისად, მე-15 კვანძში (ახალციხე-220) გენერაცია გაიზრდება აღნიშნული სიდიდით და ნაცვლად 60-ისა გახდება 93 მგვტ. მაშასადამე, ამ სადგურების აგების შემდეგ სიმძლავრის დეფიციტი შეადგენს 684 მგვტ-ს, რაც გათვალისწინებული უნდა იქნეს განტოლებათა სისტემის შედგენის დროს.



ნახ.4.8. სე-ს 500/220/110/ კვ ძაბვის გადაცემის სქემის ჩანაცვლების საანგარიშო სქემა:0-ნენსკრაპსი;1-ზესტაფონი-500;2-ქსანი-500;3-გარდაბანი-500;4-ჯვარი-500;5-ენგური-500;6-ახალციხე-500;7-მარნეული-500;8-ხუდონი-500; 9-ენგური-220;10-ჯვარი-220;11-ზესტაფონი-220;12-ქსანი-220; 13-გარდაბანი-220; 14-მარნეული-220; 15-ახალციხე-220; 16-ვარდნილი-220;17-ზუგდიდი-220;18-ხორგა-220;19-მენჯი-220;20-ქუთაისი-220;21-წყალტუბო-220;22-ნამოხვანი-220; 23-ალპანა-220; 24-ხუდონი-220; 25-ლაჯანური-220; 26-სადმელი-220;27-ხაშური-220; 28-გორი-220; 29-გლდანი-220; 30-ბათუმი-220; 31-ნავთლული-220;32-რუსთავი-220; 33-გურჯაანი-220; 34-ხრამი2-220; 35-ჟინვალი-220;36-დიდუბე-220;37-ლისი-220; 38-ლისი-110; 39-ხრამი1-110; 40-ხრამი2-110;41-ოზურგეთი-220;42-დიდუბე-110; 43-დილომიძესი;44-გურჯაანი-110; 45-თელავი-110;46-სტორიძესი;47-ჟინვალი-110; 48-ბარისახოპსი;49-ყაზბეგი-500;50-ყაზბეგი-110;51-თერგიძესი; 52-ფარავანი-220; 53-ფარავანი-110; 54-აბულიძესი; 55-შუახევიძესი;56-კორომხეთიძესი; 57-ბათუმი-110;58-კირნათიძესი; 59-ოზურგეთი-110;60-ნატანებიძესი;61-ზოტიძესი; 62-სუფსაძესი; 63-წყალტუბო-500; 64-ხობიძესი; 65-მაგანაძესი; 66-სამუხი-500; 67-ხუდონი-110; 68-დაჩიძესი; 69-ოკრილიძესი; 70-დოღრაძესი; 71-მესტიაძესი; 72-ლენტეხიძესი; 73-ქარელიძესი; 74-ხაშურიძესი; 75-დებედაძესი; 76-ფონიჭალაძესი.

4.7 ნახაზის მიხედვით 220 კვ ძაბვის კვანძებში მოდებული შეყურსული გენერაცია/დატვირთვები დავაბრუნეთ 110 კვ ძაბვის ქსელის შესაბამის კვანძებში. საძიებელ სიდიდეებად მივიჩნით ქსელზე მისაერთებელი ყველაახალი ჰესების (ნახ.4.9) დადგმული სიმძლავრე: P₂₂ - (ნამოხვანიჰესი); P₂₃ - (ალპანაჰესი); P₂₆- (სადმელიჰესი); P₄₃ - (დილომიჰესი, დიდუბე-220); P₄₆ - (სტორიჰესი, გურჯაანი-220); P₄₈ - (ბარისახოჰესი, ჟინვალი-220); P₅₁ - (თერგიჰესი); P₅₅ - (შუახევიჰესი-220); P₅₆ - (კორომხეთი-220); P₅₈ - (კირნათიჰესი, ბათუმი-220); P₆₂- (ნატანებიჰესი, ოზურგეთი -220); P₆₄ - (ხობიჰესი, ჯვარი-220); P₆₅ - (მაგანაჰესი, ენგური-220); P₀ - (ნენსკრაჰესი, ხუდონი-220); P₆₈ - (დოღრაჰესი, ხუდონი-220); P₇₀ - (დაჩიჰესი, ხუდონი-220); P₇₃- (ქარელიჰესი, გორი-220); P₇₄ - (ქვიშხეთიჰესი, ხაშური-220); P₇₆ - (ფონიჭალაჰესი, ნავთლული-220), P₇₇- (რუსთავიჰესი ან იმპორტი აზერბაიჯანიდან).



ნახ.4.9. საქართველოს ელექტროსისტემის 110კვ ძაბვის ქსელში პერსპექტიული ჰესების მიერთების ადგილები

გავითვალისწინეთ, რომახლადასაშენებელი ჰესების ნაწილი მიერთდება სახელმწიფო ელექტროსისტემის ან „პროჯორჯიას“ არსებულ ქსელზე. ხოლო დანარჩენი ჰესების ქსელზე მისაერთებლად უნდა აიგოს ხაზები: სტორიჰესი (110 კვ, 10 კმ); ბარისახოჰესი (110 კვ,

30კმ); თერგიპესი (110 კვ, 10 კმ); კორნათიპესი (110 კვ, 20 კმ); ნატანეიპესი (110 კვ, 20 კმ); ხობიპესი (220 კვ, 20 კმ); მაგანაპესი (110 კვ, 5 კმ); ნენსკრაპესი (220 კვ, ორჯაჭვა, 7 კმ); დოლრაპესი (110 კვ, 30 კმ); დაჩიპესი (110 კვ, 10 კმ); რუსთავიპესი (10 კმ).

მაბალანსებელი კვანძის „ხუდონი-220“-დან (ნახ. 4.8) „ნენსკრა 220“-ში (ნახ. 4.9) გადატანის გამო ქსელის კვანძებისსაკუთარი და ურთიერთ წინაღობები, რომელიც მოცემულია 4.10 ცხრილში, დამატებით გაიზრდება ხუდონი-ნენსკრა ორჯაჭვა ხაზის წინაღობის გათვალისწინებით. ამ ხაზის სიგრძეა 7 კმ და ხაზზე სადენად გამოყენებულია AC-300. შესაბამისად, ხაზის წინაღობა შეადგენს 0,35 ომს. აღნიშნულისა და სხვა ცვლილებათა გათვალისწინებით 4.1 განტოლებათა სისტემის მარჯვენა მხარე შეიცვლება (ცხრ. 4.10).

4.1 განტოლებათა სისტემის მარჯვენა მხარის შეცვლა გამოწვეულია:

1. მბალანსებელი კვანძის შეცვლის გამო გაიზრდება $0,35 \cdot 684 = 23,94$ სიდიდით;
2. ქსელის მე-15 კვანძში 33 მგვტ დამატებითი გენერაციის გამო შემცირდება $33 \cdot R_{i,15}$ სიდიდით;
3. ახლადასაშენებელი ჰესის 220 კვ ძაბვის ქსელის კვანძთან მიერთების არსებული (ახლადასაშენებელი) ხაზის წინაღობისა და მოცემულ მანაწილებელ ქსელში არსებული გენერაცია/დატვირთვის გამო გაიზრდება $P_i \cdot R_{ii}$ სიდიდით;
4. ახლადასაშენებელი ჰესის 220 კვ ძაბვის ქსელის კვანძთან მიერთებისთვის ახლადასაშენებელი ხაზის საექსპლუატაციო ხარჯების გამო შემცირდება $A_{i,ხაზ}$ პროპორციული სიდიდით

$$\frac{A_{ხაზ,ნენსკრა} - A_{i,ხაზ}}{C_0 + C_{გად.}} \cdot \frac{U_6^2}{2}$$

ცხრ. 4.10. 4.1 განტოლებათა სისტემის მარჯვენა მხარის ცვლილება.

კვანძის №	საწყისი სიდიდე (განტოლებათა სისტემა 4.1)	მაბალანსებელი კვანძის შეცვლის გამო	მე-15 კვანძში დამატებითი გენერაციის გამო	ახლადსაშენებელი ჰესის სისტემასთან მიერთების არსებული (ახლადსაშენებელი) ხაზის წინააღმდეგობის გამო	მაბალანსებელი კვანძის მიერთების ხაზის საექს- პლუატაციო ხარჯების გამო	ჰესის სისტემასთან მიერთების ახლადსაშენებელი ხაზის საექსკლ უატაციო ხარჯების გამო	საბოლოო სიდიდე (განტოლებათა სისტემა 4.2)
22	751,34	+23,94	-22,8	0	+18,15	0	770,63
23	726,55	+23,94	-23,13	0	+18,15	0	745,51
26	715,14	+23,94	-24,02	0	+18,15	0	733,21
	817,86	+23,94	-152,13	0	+18,15	0	707,82
56	735,7	+23,94	-139,72	0	+18,15	0	638,07
43	888,01	+23,94	-27,82	+55,9	+18,15	0	958,18
46	883,29	+23,94	-28,05	-41	+18,15	-41,49	814,84
58	900,01	+23,94	-26,9	+25	+18,15	-82,97	857,23
62	891,8	+23,94	-23,5	0	+18,15	-82,97	827,42
73	880,84	+23,94	-26,6	0	+18,15	0	896,33
74	800,92	+23,94	-25,87	0	+18,15	0	817,14
76	708,47	+23,94	-27,98	+18	+18,15	0	740,58
64	262,44	+23,94	-14,19	0	+18,15	-34,57	255,77
65	290,9	+23,94	-15,05	+150	+18,15	-41,49	426,45
48	560,49	+23,94	-40,33	+168	+18,15	-124,45	605,8
51	703,09	+23,94	-41,65	0	+18,15	-41,49	662,04
68	135,51	+23,94	-6,24	201,6	+18,15	-124,45	248,51
69	135,51	+23,94	-6,24	0	+18,15	-41,49	129,87
70	135,51	+23,94	-6,24	0	+18,15	-41,49	129,87
77	679,89	+23,94	-28,08	0	+18,15	0	693,9

მაბალანსებელ კვანძად მივიღოთ ნენსკრაჰესის კვანძი - №0 (ნახ.4.8). ამ ნახაზისა და ჩატარებული გამოთვლების საფუძველზე შევადგინეთ განტოლებათა სისტემის შესაბამისი კვანძების საკუთარ და ურთიერთ წინააღმდეგობათა მატრიცა (ცხრ.4.11).

ცხრ.4.11. 500/220 კვ ძაბვის ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები „ნენსკრაჰესი“ მახალანსებელი კვანძის მიმართ

	22	23	26	55	56	43	46	58	62	73	74	76
22	3,007	2,542	1,824	1,105	1,083	1,08	1,076	1,168	1,338	1,133	1,171	1,077
23	2,542	3,178	2,125	1,113	1,082	1,093	1,089	1,145	1,289	1,15	1,189	1,09
26	1,824	2,125	2,988	1,078	1,078	1,131	1,147	1,078	1,148	1,197	1,242	1,122
55	1,105	1,113	1,078	4,951	3,512	1,089	1,092	3,274	1,021	1,077	1,082	1,092
56	1,083	1,082	1,078	3,512	4,584	1,141	1,147	2,219	1,041	1,114	1,137	1,145
43	1,08	1,093	1,131	1,089	1,141	19,03	1,631	1,037	1,001	1,506	1,367	1,658
46	1,076	1,089	1,147	1,092	1,147	1,631	58,71	1,039	1,001	1,351	1,327	1,828
58	1,168	1,145	1,078	3,274	2,219	1,037	1,039	41,89	2,85	1,03	1,027	1,039
62	1,338	1,289	1,148	1,021	1,041	1,001	1,001	2,85	26,46	1,011	1,019	1,001
73	1,133	1,15	1,197	1,077	1,114	1,506	1,351	1,03	1,011	20,93	2,962	1,453
74	1,171	1,189	1,242	1,082	1,137	1,567	1,327	1,027	1,019	2,962	20,91	1,334
76	1,077	1,09	1,122	1,092	1,145	1,658	1,828	1,039	1,001	1,453	1,334	6,956
64	0,803	0,8	0,79	0,825	0,836	0,779	0,779	0,814	0,823	0,78	0,781	0,779
65	0,832	0,83	0,822	0,849	0,859	0,809	0,809	0,83	0,847	0,751	0,813	0,809
3	1,075	1,088	1,126	1,096	1,151	1,586	1,69	1,04	1,001	1,424	1,316	1,677
48	1,082	1,096	1,134	1,87	1,139	1,696	1,598	1,034	1,0	1,554	1,397	1,615
51	1,081	1,094	1,133	1,092	1,149	1,592	1,572	1,034	1,0	1,453	1,336	1,576
68	0,539	0,539	0,539	0,539	0,539	0,539	0,539	0,539	0,539	0,539	0,539	0,539
70	0,539	0,539	0,539	0,539	0,539	0,539	0,539	0,539	0,539	0,539	0,539	0,539

ცხრ.4.11. (გაგრძელება)

	64	65	3	48	51	68	70
22	0,803	0,832	1,075	1,082	1,081	0,539	0,539
23	0,8	0,83	1,088	1,096	1,094	0,539	0,539
26	0,79	0,822	1,126	1,134	1,133	0,539	0,539
55	0,825	0,849	1,096	1,087	1,092	0,539	0,539
56	0,836	0,859	1,151	1,139	1,149	0,539	0,539
43	0,779	0,809	1,586	1,696	1,592	0,539	0,539
46	0,779	0,809	1,69	1,598	1,572	0,539	0,539
58	0,814	0,83	1,04	1,034	1,034	0,539	0,539
62	0,823	0,847	1,001	1,0	1,0	0,539	0,539
73	0,78	0,751	1,424	1,554	1,453	0,539	0,539
74	0,781	0,813	1,316	1,397	1,336	0,539	0,539
76	0,779	0,809	1,677	1,615	1,576	0,539	0,539
64	3,55	0,776	0,779	0,779	0,779	0,539	0,539
65	0,776	17,8	0,809	0,809	0,809	0,539	0,539
3	0,779	0,809	10,115	1,572	1,567	0,539	0,539
48	0,779	0,809	1,572	6,097	1,612	0,539	0,539
51	0,779	0,809	1,567	1,612	1,976	0,539	0,539
68	0,539	0,539	0,539	0,539	0,539	25,739	0,539
70	0,539	0,539	0,539	0,539	0,539	0,539	8,939

შევადგინეთ განტოლებათა სისტემა (განტოლებათა სისტემა 4.2):

განტოლებათა სისტემა 4.2.

$$\begin{aligned}
 & 3,007P_{22} + 2,542P_{23} + 1,824P_{26} + 1,105P_{55} + 1,083P_{56} + 1,08P_{43} + 1,076P_{46} + 1,168P_{58} + \\
 & + 1,338P_{62} + 1,133P_{73} + 1,171P_{74} + 1,077P_{76} + 0,803P_{64} + 0,832P_{65} + 1,075P_{77} + 1,082P_{48} + \\
 & + 1,081P_{51} + 0,539P_{68} + 0,539P_{70} = 770,63 \\
 & 2,542P_{22} + 3,178P_{23} + 2,125P_{26} + 1,113P_{55} + 1,082P_{56} + 1,093P_{43} + 1,089P_{46} + 1,145P_{58} + \\
 & + 1,289P_{62} + 1,15P_{73} + 1,189P_{74} + 1,09P_{76} + 0,8P_{64} + 0,83P_{65} + 1,088P_{77} + 1,096P_{48} + \\
 & + 1,094P_{51} + 0,539P_{68} + 0,539P_{70} = 745,51 \\
 & 1,824P_{22} + 2,125P_{23} + 2,988P_{26} + 1,078P_{55} + 1,078P_{56} + 1,131P_{43} + 1,147P_{46} + 1,078P_{58} + \\
 & + 1,148P_{62} + 1,197P_{73} + 1,242P_{74} + 1,122P_{76} + 0,76P_{64} + 0,822P_{65} + 1,126P_{77} + 1,134P_{48} + \\
 & + 1,133P_{51} + 0,539P_{68} + 0,539P_{70} = 733,21 \\
 & 1,105P_{22} + 1,113P_{23} + 1,078P_{26} + 4,951P_{55} + 3,512P_{56} + 1,089P_{43} + 1,092P_{46} + 3,274P_{58} + \\
 & + 1,021P_{62} + 1,077P_{73} + 1,082P_{74} + 1,092P_{76} + 0,825P_{64} + 0,849P_{65} + 1,096P_{77} + 1,087P_{48} + \\
 & + 1,092P_{51} + 0,539P_{68} + 0,539P_{70} = 707,82 \\
 & 1,083P_{22} + 1,082P_{23} + 1,078P_{26} + 3,512P_{55} + 4,584P_{56} + 1,141P_{43} + 1,147P_{46} + 2,219P_{58} + \\
 & + 1,041P_{62} + 1,114P_{73} + 1,137P_{74} + 1,145P_{76} + 0,836P_{64} + 0,859P_{65} + 1,151P_{77} + 1,139P_{48} + \\
 & + 1,149P_{51} + 0,539P_{68} + 0,539P_{70} = 638,07 \\
 & 1,08P_{22} + 1,093P_{23} + 1,131P_{26} + 1,089P_{55} + 1,141P_{56} + 19,03P_{43} + 1,631P_{46} + 1,037P_{58} + \\
 & + 1,001P_{62} + 1,506P_{73} + 1,367P_{74} + 1,658P_{76} + 0,779P_{64} + 0,809P_{65} + 1,586P_{77} + 1,696P_{48} + \\
 & + 1,592P_{51} + 0,539P_{68} + 0,539P_{70} = 958,18 \\
 & 1,076P_{22} + 1,089P_{23} + 1,147P_{26} + 1,092P_{55} + 1,147P_{56} + 1,631P_{43} + 58,71P_{46} + 1,039P_{58} + \\
 & + 1,001P_{62} + 1,351P_{73} + 1,327P_{74} + 1,828P_{76} + 0,779P_{64} + 0,809P_{65} + 1,69P_{77} + 1,598P_{48} + \\
 & + 1,592P_{51} + 0,539P_{68} + 0,539P_{70} = 814,84 \\
 & 1,168P_{22} + 1,145P_{23} + 1,078P_{26} + 3,274P_{55} + 2,219P_{56} + 1,037P_{43} + 1,039P_{46} + 41,89P_{58} + \\
 & + 2,85P_{62} + 1,03P_{73} + 1,027P_{74} + 1,039P_{76} + 0,814P_{64} + 0,83P_{65} + 1,04P_{77} + 1,034P_{48} + \\
 & + 1,034P_{51} + 0,539P_{68} + 0,539P_{70} = 857,23 \\
 & 1,338P_{22} + 1,289P_{23} + 1,148P_{26} + 1,021P_{55} + 1,041P_{56} + 1,001P_{43} + 1,001P_{46} + 2,85P_{58} + \\
 & + 26,46P_{62} + 1,011P_{73} + 1,019P_{74} + 1,001P_{76} + 0,823P_{64} + 0,847P_{65} + 1,001P_{77} + 1,0P_{48} + \\
 & + 1,0P_{51} + 0,539P_{68} + 0,539P_{70} = 827,42 \\
 & 1,133P_{22} + 1,15P_{23} + 1,197P_{26} + 1,077P_{55} + 1,114P_{56} + 1,506P_{43} + 1,351P_{46} + 1,03P_{58} + \\
 & + 1,011P_{62} + 20,93P_{73} + 2,962P_{74} + 1,453P_{76} + 0,78P_{64} + 0,751P_{65} + 1,424P_{77} + 1,554P_{48} + \\
 & + 1,453P_{51} + 0,539P_{68} + 0,539P_{70} = 896,33 \\
 & 1,171P_{22} + 1,189P_{23} + 1,242P_{26} + 1,082P_{55} + 1,137P_{56} + 1,367P_{43} + 1,327P_{46} + 1,027P_{58} + \\
 & + 1,019P_{62} + 2,962P_{73} + 20,91P_{74} + 1,334P_{76} + 0,781P_{64} + 0,813P_{65} + 1,316P_{77} + 1,397P_{48} + \\
 & + 1,336P_{51} + 0,539P_{68} + 0,539P_{70} = 817,14 \\
 & 1,077P_{22} + 1,09P_{23} + 1,122P_{26} + 1,092P_{55} + 1,145P_{56} + 1,658P_{43} + 1,828P_{46} + 1,039P_{58} + \\
 & + 1,001P_{62} + 1,453P_{73} + 1,334P_{74} + 6,956P_{76} + 0,779P_{64} + 0,809P_{65} + 1,677P_{77} + 1,615P_{48} + \\
 & + 1,576P_{51} + 0,539P_{68} + 0,539P_{70} = 740,58 \\
 & 0,803P_{62} + 0,8P_{23} + 0,79P_{26} + 0,825P_{55} + 0,8368P_{56} + 0,779P_{43} + 0,779P_{46} + 0,814P_{58} + \\
 & + 0,8231P_{28} + 0,78P_{73} + 0,781P_{74} + 0,779P_{76} + 3,55P_{64} + 0,776P_{65} + 0,779P_{77} + 0,779P_{48} + \\
 & + 0,779P_{51} + 0,539P_{68} + 0,539P_{70} = 255,77 \\
 & 0,832P_{22} + 0,83P_{23} + 0,822P_{26} + 0,849P_{55} + 0,859P_{56} + 0,809P_{43} + 0,809P_{46} + 0,83P_{58} + \\
 & + 0,847P_{62} + 0,751P_{73} + 0,813P_{74} + 0,809P_{76} + 0,476P_{64} + 17,8P_{65} + 0,809P_{77} + 0,809P_{48} + \\
 & + 0,809P_{51} + 0,539P_{68} + 0,539P_{70} = 426,45
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& 1,075P_{22} + 1,088P_{23} + 1,126P_{26} + 1,096P_{55} + 1,151P_{56} + 1,586P_{43} + 1,69P_{46} + 1,04P_{58} + \\
& + 1,001P_{62} + 1,424P_{73} + 1,316P_{74} + 1,677P_{76} + 0,779P_{64} + 0,809P_{65} + 10,115P_{77} + 1,572P_{48} + \\
& + 1,567P_{51} = 0,539P_{68} + 0,539P_{70} = 693,9 \\
& 1,082P_{22} + 1,096P_{23} + 1,134P_{26} + 1,087P_{55} + 1,139P_{56} + 1,696P_{43} + 1,598P_{46} + 1,034P_{58} + \\
& + 1,0P_{62} + 1,554P_{73} + 1,397P_{74} + 1,615P_{76} + 0,779P_{64} + 0,809P_{65} + 1,572P_{77} + 6,097P_{48} + \\
& + 1,612P_{51} + 0,539P_{68} + 0,539P_{70} = 605,8 \\
& 1,081P_{22} + 1,094P_{23} + 1,133P_{26} + 1,092P_{55} + 1,149P_{56} + 1,592P_{43} + 1,592P_{46} + 1,034P_{58} + \\
& + 1,0P_{62} + 1,453P_{73} + 1,336P_{74} + 1,576P_{76} + 0,779P_{64} + 0,809P_{65} + 1,567P_{77} + 1,612P_{48} + \\
& + 1,976P_{51} + 0,539P_{68} + 0,539P_{70} = 248,51 \\
& 0,539P_{22} + 0,539P_{23} + 0,539P_{26} + 0,539P_{55} + 0,539P_{56} + 0,539P_{43} + 0,539P_{46} + 0,539P_{58} + \\
& + 0,539P_{62} + 0,539P_{73} + 0,539P_{74} + 0,539P_{76} + 0,539P_{64} + 0,539P_{65} + 0,539P_{77} + 0,539P_{48} + \\
& + 0,539P_{51} + 25,739P_{68} + 0,539P_{70} = 129,87 \\
& 0,539P_{22} + 0,539P_{23} + 0,539P_{26} + 0,539P_{55} + 0,539P_{56} + 0,539P_{43} + 0,539P_{46} + 0,539P_{58} + \\
& + 0,539P_{62} + 0,539P_{73} + 0,539P_{74} + 0,539P_{76} + 0,539P_{64} + 0,539P_{65} + 0,539P_{77} + 0,539P_{48} + \\
& + 0,539P_{51} + 0,539P_{68} + 8,939P_{70} = 129,87
\end{aligned}$$

ამგანტოლებათა სისტემის პირველი ამონახნა გვაძლევს:
 $P_{64} < 0$ (ხობიჰესი), $P_{51} < 0$ (თერგიჰესი), $P_{68} < 0$ (დოლრაჰესი), $P_{70} < 0$ (დაჩიჰესი).

როგორც ვხედავთ, ამ ეტაპზე (2019 წ), როცა ელექტროენერგიაზე გაზრდილი მოთხოვნა (717 მგვტ დეფიციტი) დაფარული უნდა იქნეს ქვეყნის შიგა რესურსით, არაოპტიმალურია ხობიჰესის, თერგიჰესის, დოლრაჰესის და დაჩიჰესის აგება. ამ შემთხვევაში აღმოსავლეთ საქართველოში აგებული უნდა იქნეს 153 მგვტ ჯამური სიმძლავრის ჰესები (აბული, არაკალი, დილომი, სტორი, ქარელი, ქვიშხეთი, ფონიჭალა, ბარისახო და რუსთავი). ე.ი. ძირითადად ათვისებული უნდა იქნეს მდინარე მტკვრის ჰიდრორესურსი. დასავლეთ საქართველოში კი აგებული უნდა იქნეს 564 მგვტ ჯამური სიმძლავრის ჰესები.

შეზღუდვის უტოლობის გათვალისწინების შემდეგ ახალი ჰესების აგების ადგილისა და დადგმული სიმძლავრის ოპტიმალურობის ამოცანა, ელექტროენერგიაზე გაზრდილი მოთხოვნის (ექსპორტის ჩათვლით) დაფარვის მიზნით, განხილული იქნა ორ ვარიანტში: 1. აზერბაიჯანიდან (კვანძი №3) სიმძლავრის იმპორტის განხორციელების გარეშე; 2. აზერბაიჯანიდან იმპორტი ელექტროენერგიის იგივე

ტარიფით, რაც სისტემის საშუალოშეწონილი ტარიფი; მიღებული შედეგები ნაჩვენებია ქვემოთ ცხრილში (ცხრ.4.12).

ცხრ.4.12 . პერსპექტიული ჰესების ოპტიმალური სიმძლავრე აზერბაიჯანიდან იმპორტის დროს და მის გარეშე

პერსპექტიული ჰესი		ვარიანტი	
№	დასახელება	1	2
22	ნამოხვანი	118,65	97,9
23	ალპანა	0,55	0
26	სადმელი	93,60	63,31
55	შუახევი	53,51	41,45
56	კორომხეთი	8,33	0
43	დოლომი	24,17	16,67
46	სტორი	4,77	2,17
58	კირნათი	5,85	5,37
62	ნატანები	12,97	11,1
73	ქარელი	17,68	12,61
74	ქვიშხეთი	13,45	9,34
76	ფონიჭალა	39,04	10,63
64	ხობი	0	0
65	მაგანა	4,25	1,46
3	იმპორტი აზერ.	-	219,17
48	ბარისახო	1,86	0
51	თერგი	0	0
68	დოლრა	0	0
70	დაჩი	0	0
77	რუსთავი	18,87	0
0	ნემსკრა (მაბალ)	266	193
	აბული+არაკალი	33	33

ამ ცხრილიდან ჩანს, რომ თუ ელექტროენერგიაზე გაზრდილი მოთხოვნის ნაწილის დაფარვას განვახორციელებთ იმავე ტარიფის იმპორტირებული ელექტროენერგით, მაშინ ოპტიმალურია ქვეყნის შიგა რესურსი ათვისებული იქნეს 498 მგვტ-მდე. მათ შორის, აღმოსავლეთ საქართველოში 84,4 მგვტ სიმძლავრის ჰესები, დასავლეთ საქართველოში კი 414 მგვტ. სიმძლავრის დეფიციტის დანარჩენი ნაწილი დაიფარება აზერბაიჯანის სისტემიდან სიმძლავრის იმპორტის გზით 219 მგვტ.

იმ შემთხვევაში, თუ იმპორტირებული ელექტროენერჯის ტარიფი დაახლოებით 0,5 თეთრი/კვტსთ მეტი იქნება, მაშინ როგორც გამოთვლებმა აჩვენა უფრო ოპტიმალურია უარი ვთქვათ იმპორტზე და აგებული იქნეს უფრო მეტი სიმძლავრის ჰესები.

ერთი მხრივ, ახალციხისა და მარნეულის რეგიონებში ჰიდრორესურსის შეზღუდულობამ გამოიწვია ამ რეგიონებში ახლადასაშენებელი სადგურების სიმძლავრის მკვეთრი შემცირება და მეორე მხრივ, თითქმის ახლადასაშენებელი ჰესების 110 კვ ძაბვის ქსელში გატანამ გამოიწვია სამომხმარებლო კვანძებიდან ამ ჰესების ელექტრული დაშორების გაზრდა და შედეგად ოპტიმალურია სვანეთის რეგიონში ნენსკრაჰესისა და მაგანაჰესის აგება.

ამ პარაგრაფში განხილული მაგალითები თავისი შედეგებით ადასტურებს სისტემის ოპტიმალური განვითარების ამ ნაშრომში წარმოდგენილი წრფივი მოდელის ადეკვატურობას.

დასკვნა თავი 4-ის მიმართ

მე-4 თავში გაანალიზებულია საქართველოს ენერჯოსისტემის არსებული რეჟიმები. ქვეყნიში გა მოხმარებისა და სამხრეთის მიმართულებით (თურქეთი, სომხეთი) ექსპორტის ზრდის პირობებში, ნაშრომში დამუშავებული ენერჯეტიკის განვითარების წრფივი მოდელის გამოყენებით, დადგენილია ქვეყნის ჰიდრორესურსის ათვისების პრიორიტეტული მიმდევრობა. ჩატარებული გამოთვლებისა და ანალიზის საფუძველზე შეიძლება გაკეთდეს შემდეგი დასკვნა:

1. ქსელში დანაკარგების შემცირების მიზნით ახალი გენერაციის შემოყვანა უფრო ეფექტურია იმ კვანძში, რომლის დატვირთვით გამოწვეული წილობრივი დანაკარგები ყველაზე უფრო დიდია და, რომლის საკუთარი წინააღმდეგ უფრო მაღალია.

2. როცა ახლადსაგები ელექტროსადგურების მიერ გამოიმუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფები ერთნაირია და სისტემის საშუალოშეწონილი ტარიფის ტოლია და, ამასთან, დატვირთვის ყველა კვანძში, დადგმული სიმძლავრის შეუზღუდავად, ტექნიკურად შესაძლებელია ახალი ელექტროსადგურების აგება, მაშინ ქსელში აქტიური სიმძლავრის დანაკარგების მინიმიზაციის მოთხოვნით, ამ სადგურების მუშა ოპტიმალური სიმძლავრე შესაბამისი კვანძის დატვირთვის ტოლია. ამ შემთხვევაში ქსელში სიმძლავრეთა გადადინებას ადგილი არ აქვს და, შესაბამისად, დანაკარგები, პრაქტიკულად, ნულის ტოლია;
3. ქვეყნის შიგა მოხმარებისა და სამხრეთის მიმართულებით (თურქეთი, სომხეთი) ექსპორტის ზრდის პირობებში, სხვა რეგიონებთან შედარებით პრიორიტეტულად უნდა ჩაითვალოს აჭარა-გურიის, სამცხე-ჯავახეთისა და აღმოსავლეთ საქართველოს ჰიდროენერჯორესურსების ათვისების ამოცანა;
4. (2019 წლისათვის ელექტროენერჯიაზე გაზრდილი მოთხოვნის (717 მგვტ დეფიციტი) დაფარვა უნდა განხორციელდეს ქვეყნის შიგა რესურსის ათვისების გზით. კერძოდ, ოპტიმალურია აღმოსავლეთ საქართველოში აგებული იქნეს 153 მგვტ ჯამური სიმძლავრის ჰესები (აბული, არაკალი, დილომი, სტორი, ქარელი, ქვიშხეთი, ფონიჭალა, ბარისახო და რუსთავი). ე.ი. ძირითადად ათვისებული უნდა იქნეს მდინარე მტკვრის ჰიდრორესურსი. დასავლეთ საქართველოში კი აგებული უნდა იქნეს 564 მგვტ ჯამური სიმძლავრის ჰესები.
5. თუ ელექტროენერჯიაზე გაზრდილი მოთხოვნის ნაწილის დაფარვას განვახორციელებთ იმავე ტარიფის იმპორტირებული ელექტროენერჯით, მაშინ 2019 წლისათვის წარმოქმნილი 717 მგვტ დეფიციტის დასაფარავად ოპტიმალურია ქვეყნის შიგა რესურსი ათვისებული უნდა იქნეს 465 მგვტ-მდე. მათ შორის, აღმოსავლეთ

საქართველოში 51,42 მგვტ სიმძლავრის ჰესები, დასავლეთ საქართველოში კი 413,59 მგვტ. სიმძლავრის დეფიციტის დანარჩენი ნაწილი დაიფარება აზერბაიჯანის სისტემიდან სიმძლავრის იმპორტის გზით 219 მგვტ.

6. იმ შემთხვევაში, თუ იმპორტირებული ელექტრენერჯის ტარიფი დაახლოებით 0,5 თეთრი/კვტსთ მეტი იქნება, მაშინ როგორც გამოთვლებმა აჩვენა უფრო ოპტიმალურია უარი ვთქვათ იმპორტზე და აგებული იქნეს უფრო მეტი ჯამური სიმძლავრის ჰესები.
7. ნაშრომში განხილული ცალკეული მაგალითები თავისი შედეგებით ადასტურებს სისტემის ოპტიმალური განვითარების ამ ნაშრომში წარმოდგენილი წრფივი მოდელის ადეკვატურობას.

საერთო დასკვნა

ჩატარებული კვლევების საფუძველზე შეიძლება გაკეთდეს შემდეგი დასკვნა:

1. სამეცნიერო-ტექნიკურ ლიტერატურაში ენერგოსისტემების განვითარებისა და მიმდინარე რეჟიმების ოპტიმიზაციის საკითხებისადმი მიძღვნილი სამეცნიერო შრომების განხილვის საფუძველზე გაანალიზებულია არსებული მათემატიკური მოდელების დადებითი და უარყოფითი მხარეები. ოპტიმიზაციური არსებული წრფივი მოდელების პარალელურად განხილულია იმიტაციური (შეფასებითი) მოდელები, რომელთა საშუალებით აღმოფხვრილია ის ხარვეზები, რომელთა დაძლევა ოპტიმიზაციური მოდელის ფარგლებში ვერ ხერხდება;
2. შედგენილია გენერაციის წყაროებიდან მომხმარებლებამდე ელექტროენერჯის გადცემასთან დაკავშირებული ჯამური წლიური საექსპლუატაციო ხარჯების საანგარიშო გამოსახულება

$$N = \sum_{i=0}^m [(C_i + C_{0,გად.}) \cdot P_i + K_{i,ხ.ა.ს.}] \Rightarrow \min.$$

რომლის საფუძველზე, კავშირის განტოლებისა დაშეზღუდვის უტოლობათა გათვალისწინებით მიღებულია ენერგოსისტემის ოპტიმალური ფუნქციონირებისა და განვითარების წრფივი მათემატიკური მოდელი (წრფივ განტოლებათა სისტემა)

$$\sum_{j=1}^{m+y} P_j R_{ij} = \frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_0 - C_i - A_{i,ხ.ა.ს.}}{C_0 + C_{0,გად.}}, \quad i=n+1 \div m$$

3. მიღებული განტოლებათა სისტემასაშუალებას გვაძლევს განვსაზღვროთ ელექტროსადგურების ოპტიმალური დატვირთვები P_i , როცა ცნობილია მათ მიერ გამოიმუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფები C_i ;
4. იმავე განტოლებათა სისტემის საშუალებით შესაძლებელია გადავწყვიტოთ ახლად ასაშენებელი ჰიდროსადგურების

სისტემაში ოპტიმალური გაადგილების საკითხი ოპტიმალური დადგმული სიმძლავრის განსაზღვრასთან ერთად;

5. მიღებულია ახლადსაშენებელი სადგურის ოპტიმალური დადგმული სიმძლავრის საანგარიშო გამოსახულება

$$P_i = \frac{1}{R_{ii}} \left[\frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_0 - C_i - A_{i,ბაზ.}}{C_0 + C_{გად}} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m P_j R_{ij} - \sum_{j=n+1}^{m+y} P_j R_{ij} \right]$$

6. დადგენილია, რომ i -ურისადგურის ოპტიმალური P_i დატვირთვა ამ სადგურის ქსელთან მიერთების კვანძის საკუთარი R_{ii} წინაღობის უკუპროპორციულია;
7. დადგენილია, რომ ქსელში დანაკარგების შემცირების მიზნით ახალი გენერაციის შემოყვანა უფრო ეფექტურია იმ კვანძში, რომლის დატვირთვით გამოწვეული წილობრივი დანაკარგები ყველაზე უფრო დიდია და, რომლის საკუთარი წინააღობაც უფრო მაღალია.
8. საქართველოს შიგა მოხმარებისა და სამხრეთის მიმართულებით (თურქეთი, სომხეთი) ექსპორტის ზრდის პირობებში, სხვა რეგიონებთან შედარებით პრიორიტეტულად უნდა ჩაითვალოს აჭარა-გურიის, სამცხე-ჯავახეთისა და აღმოსავლეთ საქართველოს ჰიდროენერგორესურსების ათვისების ამოცანა;
9. ნაშრომში განხილული სხვადასხვარიცხვითი მაგალითები თავისი შედეგებით ადასტურებს სისტემის ოპტიმალური განვითარების ამ ნაშრომში წარმოდგენილი წრფივი მოდელის ადეკვატურობას.

გამოყენებული ლიტერატურა:

1. Арзамасцев Д. А., ЛипесА. В., МызинаА. Л. Модели оптимизации развития энергосистем, - М., "Высшая школа", 1987, - 272 с.
2. Веников В. А., Журавлиов В. Г., Филипова Т. А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем, - М., Энергоатомиздат, 1981. -464 с.
3. Мелентьев Л. А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики, - М., "Высшая школа", 1982, - 319 с.
4. მახარაძე გ. ენერგოსისტემის რეჟიმების მართვა და ოპტიმიზაცია, თბ. „ტექნიკური უნივერსიტეტი“, 2005, 288 გვ.
5. Идельчик В. И. Расчеты и оптимизация режимов электрических систем. -М., Энергоатомиздат, 1981. -464 с.
6. Холмский В. Т. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей и систем. -М., "Высшая школа", 1975, - 280 с.
7. Электрические системы. Электрические расчеты, программирование и оптимизация режимов. Под. ред. В. А. Веникова. М., "Высшая школа", 1973, - 318 с.
8. Волькеиану И. М., Зейлигер А. Н., Хабачев Л. Д. Экономика формирования электроэнергетических систем. -М., Энергия, 1981. -320 с.
9. Системный подход при управлении развитием электроэнергетики / Л. С. Беляев, Г. В. Войцеховская, В. А. Савельев и др. – Новосибирск, Наука, Сиб. отд., 1980. – 232 с.
10. მახარაძე გ. ელექტროენერგეტიკული (ელექტრული) სისტემები. თბ. „უნივერსალი“, 2011, 482 გვ;
11. Макаров А., Мелентьев Л. А. Методы исследования и оптимизации энергетического хозяйства. - Новосибирск, Наука, Сиб. отд., 1973. – 274с.
12. Водные ресурсы Закавказья. /Под ред. Г. Г. Сванидзе и В. Ш. Цомая. Л. Гидро-метеоиздат. 1980
13. სვანიძე გ. საქართველოს ჰიდროენერგეტიკული პოტენციალი, „ენერჯია“ №2(10), 1999.
14. დ. ჩომახიძე, ენერგეტიკის მდგრადი განვითარების რეგულირების პრინციპები, თბ. „ტექნიკური უნივერსიტეტი“, 2012, 267 გვ.
15. Арзамасцев Д. А. Введение в многоцелевую оптимизацию энергосистем, - Свердловск, УПИ, 1984. – 82 с.
16. მირცხულავა დ. და სხვ. საქართველოს ენერგეტიკული სტრატეგია, „ბაკურ სულაკაურის გამომცემლობა“, 2004, 298.
17. Сванидзе Г., Гагуа В., Сухишвили Э. Возобновляемые энергоресурсы Грузии. Ленинград, Гидрометеоиздат. 1987.
18. Лазебник А. И. Применение методов ветвей и границ для выбора оптимальной электрической сети. – Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1969. №2. С. 138-144.
19. დ. ჩომახიძე, ენერგეტიკა და საზოგადოება, თბ. სტუ, 2012.

20. Система SCADA и система управления энергопотреблением, SinautSpectrum, Siemens Aktiengesellschaft Österreich, PSEE&I, Версия 4.3, Austria, 2001.
21. დ. ჩომახიძე, საქართველოს ენერგეტიკული უსაფრთხოება, თბ. სტუ, 2003.
22. Крумм Л. А. Методы оптимизации при управлении электроэнергетическими системами. Новосибирск, Наука, 1981.
23. Шеннон Р. Имитационное моделирование систем – Искусство и наука. – М.. Мир, 1978 – 418 с.
24. დ. ჩომახიძე, საქართველოს ენერგეტიკული პოტენციალის გამოყენების ეკონომიკურ-ეკოლოგიური პრობლემები, თბ. 2002.
25. Налимов В. В., Чернова Н.А. Статистические методы планирования экстремальных экспериментов. –М., Наука, 1976 – 340 с.
26. USAID, USEA. Generation and Transmission Maximization (GTMax), Argonne national laboratory, 2011.
27. Глазунов А. А., Глазунов А. А. Электрические сети и системы. М-Л., ГЭИ, 1960.
28. გ. ჩოგოვაძე, ნ. ჩიხლაძე, გ. ყიასაშვილი, საქართველოს ელექტროენერგეტიკის ისტორია, თბ. 1998, 634 გვ.
29. ჯიქია თ., ჰიდროსადგურთა კასკადის მუშაობის გრძელვადიანი რეჟიმების ოპტიმიზაცია, დისერტაცია დოქტორის აკადემიური ხარისხის მოსაპოვებლად, თბ. 2011, 126 გვ;
30. მახარაძე გ., სამსონია ნ., მახარაძე ი. ჰიდროენერგოსისტემის ოპტიმალური განვითარების წრფივი მოდელი. USAID, საერთაშორისო სამეცნიერო კონფერენცია „მდგრადი ენერგეტიკა: გამოწვევები და განვითარების პერსპექტივები“, ქუთაისი, 2015 წ., გვ. 22-26;
31. მახარაძე ი., სამსონია ნ. ქვეყნის ტერიტორიაზე ახალი ჰესების ოპტიმალური გაადგილების შესახებ, საქართველოს საინჟინრო აკადემია, თბ., „ბიზნეს-ინჟინერინგი“, №2, 2015, გვ. 77-79;
32. მახარაძე ი. საწყისი პარამეტრების გავლენა ელექტროსადგურის ოპტიმალური დატვირთვის სიდიდეზე, თბ., „ენერჯია“, №4(76), 2015, გვ. 22-27;
33. მახარაძე გ. მახარაძე ი. საქართველოს ჰიდროენერგეტიკის ოპტიმალური განვითარების საკითხები, თბ., „ენერჯია“, №1(81), 2017, გვ. 35-39.