

საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი

ხელნაწერის უფლებით

უჩა ხაჩიური

**წყალუხვობის პერიოდში ჰიდროელექტროსადგურების
კონკურენტუნარიანი ტარიფები**

დოქტორის აკადემიური ხარისხის მოსაპოვებლად
წარდგენილი დისერტაციის

ავტორეფერატი

სადოქტორო პროგრამა „ენერგეტიკა და ელექტროინჟინერია“
შიფრი 0405

თბილისი
2016 წელი

სამუშაო შესრულებულია საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტის
ენერგეტიკისა და ტელეკომუნიკაციის ფაკულტეტის
ენერგეტიკისა და ელექტრომექანიკის დეპარტამენტში

ხელმძღვანელი: პროფ. გურამ მახარაძე

რეცენზენტები:

დაცვა შედგება 2016 წლის ___-___ ივლისს, ___-___ საათზე

საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტის

ენერგეტიკისა და ტელეკომუნიკაციის

სადისერტაციო საბჭოს კოლეგიის სხდომაზე

კორპუსი VIII, აუდიტორია N123

მისამართი: 0175, თბილისი, კოსტავას 77.

დისერტაციის გაცნობა შეიძლება სტუ-ს ბიბლიოთეკაში,

ხოლო ავტორეფერატისა - სტუ-ს ვებგვერდზე

სადისერტაციო საბჭოს მდივანი

გ.გიგინეიშვილი

სამმუშაოს ზოგადი დახასიათება

თემის აქტუალურობა. წყალუხვობის პერიოდში მდინარეებში წყლის ბუნებრივი ხარჯი მნიშვნელოვნად აღემატება ამ სადგურზე წყლის საპროექტო ხარჯს და, შესაბამისად, ჰიდროსადგურებს შეუძლიათ აიღოს დადგმული სიმძლავრის ტოლი დატვირთვა.

ელექტროსისტემის დატვირთვის გრაფიკის დაფარვაში მოცემული ჰიდროსადგურის მონაწილეობის სადისპეტჩერო გრაფიკის შედგენისას გათვალისწინებული უნდა იქნეს ორი ფაქტორი. ერთი, სადგურის მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი და, მეორე, ამ ენერჯის ქსელში ტრანსპორტირების ხარჯები.

როგორც მოგეხსენებად ელექტროენერჯის მომხმარებლები ელექტროსისტემის წინაშე აყენებს შემდეგ მოთხოვნებს:

1. ელექტროენერჯის მიწოდების საიმედოობა;
2. მიწოდებული ელექტროენერჯის მაღალი ხარისხი;
3. იაფი ელექტროენერჯია.

პირველი ორი მოთხოვნა ტექნიკური ხასიათისაა, ხოლო მესამე კი ეკონომიკური.

წარმოდგენილ ნაშრომში ყურადღებას ვამახვილებ მესამე მოთხოვნის უზრუნველყოფის საკითხებზე.

კვლევის მიზანია

წყალუხვობის პერიოდში ჰიდროელექტროსადგურებს შორის დატვირტვების ოპტიმალური გადანაწილება, ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემის გამოყენებით, რაც უზრუნველყოფს ფიდროელექტროსადგურებს შორის კონკურენტუნარიანი ტარიფების შექმნას.

კვლევის ძირითადი ამოცანები:

- ელექტროსისტემის გადაცემის ქსელის პერსპექტიული განვითარებისას ყოველი ახლად მიღებული კონფიგურაციის მქონე ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობების გამოთვლის გამარტივებული მეთოდის ანალიზი;
- საქართველოს ელექტროსადგურებს შორის დატვირთვის განაწილების ანალიზი;
- ოპტიმიზაციის ამოცანათა მათემატიკური მოდელის სტრუქტურისა და ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემის ფორმირების პროცედურის ანალიზი ლაგრანჟის განუსაზღვრელი მამრავლის გამოყენების გზით.
- გენერაციის წყაროებიდან მომხმარებლებამდე ელექტროენერჯის გადაცემასთან დაკავშირებული ჯამური ხარჯების საანგარიშო გამოსახულების მიღება, როგორც მიზნის ფუნქციისა და ამ ხარჯების მინიმიზაციის ამოცანის დასმა.
- ოპტიმიზაციის განტოლება-უტოლობათა სისტემა მიღება, რომლის საშუალებით შესაძლებელი იქნება დავადგინოთ ჰიდროელექტროსადგურების ის დატვირთვები, რომლის დროსაც ამ ელექტროსადგურებიდან ელექტროენერჯის შესყიდვისა და ტრანსპორტირების ჯამური ხარჯები იქნება მინიმალური;
- საქართველოს ელექტრული სისტემის ჰიდროელექტროსადგურებისა და გადაცემის ქსელის ტექნიკური მაჩვენებლების შეფასება და ანალიზი;
- წყალუხვობის პერიოდში ჰიდროელექტროსადგურებს შორის დატვირტვების ოპტიმალური განაწილება, ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემის გამოყენებით.

ნაშრომის ძირითადი შედეგები და მეცნიერული სიახლე

წყალუხვობის პერიოდში, როცა ჰიდროელექტროსადგურების შეზღუდულობის ხარისხი მცირდება, მეტი თავისუფლება არსებობს მივაღწიოთ ამ სადგურებს შორის დატვირთვის ისეთ განაწილებას, რომ ერთი მხრივ ქსელში აქტიური

სიმძლავრის დანაკარგები შემცირებული იქნეს თავის შესაძლო მინიმალურ მნიშვნელობამდე და, მეორე მხრივ, ასევე თავის შესაძლო მინიმალურ მნიშვნელობას აღწევდეს სადგურების მიერ ქსელში მიწოდებული ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფი.

ამ მოთხოვნის უზრუნველყოფის მიზნით ნაშრომში მკაცრი მათემატიკური ფორმულირების საფუძველზე შედგენილია გენერაციის წყაროებიდან მომხმარებლებამდე ელექტროენერჯის გადაცემასთან დაკავშირებული ჯამური ხარჯების საამგარიშო გამოსახულება, რომელიც განიხილება როგორც მიზნის ფუნქცია და დასმულია ამ ხარჯების მინიმიზაციის ამოცანა.

მიღებულია ოპტიმიზაციის განტოლება-უტოლობათა სისტემა, რომლის საშუალებით შეგვიძლია დავადგინოთ ჰიდროელექტროსადგურების ის დატვირთვები, რომლის დროსაც ამ ელექტროსადგურებიდან ელექტროენერჯის შესყიდვისა და ტრანსპორტირების ჯამური ხარჯები იქნება მინიმალური.

განხილულია ჰიდროელექტროსადგურებს შორის დატვირთვის ოპტიმალური გადანაწილება მათ მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ცნობილი ტარიფების პირობებში და შეფასებულია ტარიფის ზედა ზღვრული მნიშვნელობა, როცა მოცემულია სადგურის დატვირთვა.

შეფასებული და გაანალიზებულია საქართველოს ელექტრული სისტემის ჰიდროელექტროსადგურებისა და გადაცემის ქსელის ტექნიკური მაჩვენებლები.

წარმოდგენილი მათემატიკური მოდელის მიხედვით, ამოხსნილია საქართველოს ჰიდროელექტროსადგურებს შორის დატვირთვის ოპტიმალური განაწილების ამოცანა წყალუხვობის პერიოდში.

ნაშრომში ნაჩვენებია, რომ წყალუხვობის პერიოდში, ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფის მინიმიზაციის მიზნით, სადგურებს შორის უნდა მოხდეს დატვირთვის არა შემთხვევითი განაწილება, არამედ ოპტიმალური განაწილება ამ ნაშრომში წარმოდგენილი მათემატიკური მოდელის მიხედვით, რაც უზრუნველყოფს წყალუხვობის პერიოდში ჰიდროელექტროსადგურებს შორის კონკურენტუნარიანი ტარიფების წარმოქმნას.

ნაშრომის აპრობაცია

ნაშრომის ძირითადი დებულებები და შედეგები მოხსენების სახით წაკითხულ იქნა თემატურ სემინარებზე, კოლოქვიუმებსა და სამეცნიერო-ტექნიკურ კონფერენციაზე: სტუდენტთა 82-ე ღია საერთაშორისო სამეცნიერო კონფერენცია: ჰიდროსადგურების ოპტიმალური დატვირთულობა წყალუხვობის პერიოდში (თბილისი 2015 წ).

ნაშრომის მოცულობა და სტრუქტურა.

ნაშრომის ტექსტი შედგება შესავლის, 4 თავისა და 14 დასახელების გამოყენებული ლიტერატურის ჩამონათვალისაგან. ნაშრომის მოცულობა შეადგენს 136 გვერდს ცხრილებისა და ნახაზების ჩათვლით.

სამუშაოს მოკლე შინაარსი

თავი 1. ელექტროენერგიაზე ტარიფების დადგენა და რეგულირება

ყოფილ საბჭოთა კავშირში ელექტროენერგია და ბუნებრივი გაზი მომხმარებელს სიმბოლურ ფასად, ხელოვნურად შემცირებული ტარიფით მიეწოდებოდა. ელექტროენერგიისა და ბუნებრივი გაზის გასაყიდი ტარიფი თვითღირებულებაზე დაბალი იყო. საბჭოთა წლებში და შემდგომაც გარკვეულ პერიოდში ფასწარმოქმნის არასწორი პოლიტიკა ხორციელდებოდა.

საბაზრო ეკონომიკაზე გადასვლამ საქართველოში და სხვა პოსტსოციალისტურ ქვეყნებში ენერგომომცველებზე ფასების ზრდა გამოიწვია. ელექტროენერგიისა და ბუნებრივ გაზზე ტარიფების დარეგულირების მიზნით ქვეყანაში შეიქმნა „საქართველოს ენერგეტიკის მარეგულირებელი ეროვნული კომისია“ (სემეკი).

ტარიფების დარეგულირების პირველ ეტაპზე 1998 წლის 1 ოქტომბრიდან ყველა კატეგორიის მომხმარებლისთვის, მათ შორის მოსახლეობისთვის, დაწესდა ტარიფი 6 თეთრი/კვტსთ.

რეალურ ღირებულებაზე გადასვლამ ელექტროენერგიაზე ტარიფის სწრაფი ზრდა გამოიწვია და იგი ყოველი კილოვატსაათისთვის 6 თეთრიდან 16 თეთრამდე, ანუ 2,66-ჯერ, გაიზარდა. მართალია, ქვეყანაში ელექტროენერგიის ტარიფის დონე არაპროპორციულ თანაფარდობაშია ხელფასის დონესთან მიმართებაში, მაგრამ ტარიფის დადგენის დროს იძულებული ვართ გავითვალისწინოთ ის, რომ ელექტროენერგიის ტარიფს განსაზღვრავს მისი გამომუშავება-მიწოდების დანახარჯები და დამოკიდებული არ არის მოსახლეობისა და წარმოება-დაწესებულებების გადახდის უნარიანობასთან.

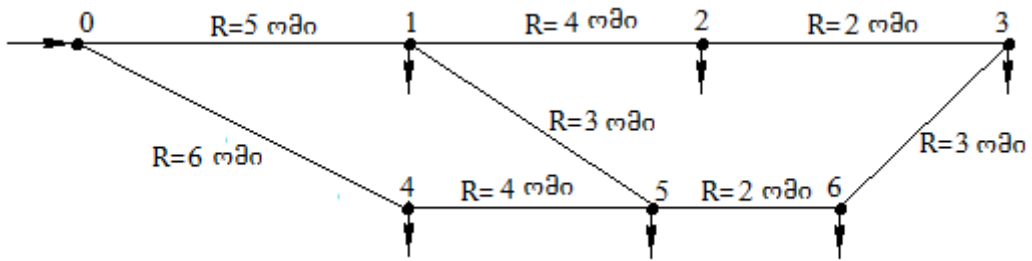
წყალუხვობის პერიოდში, როცა ჰიდროსადგურებზე წყლის უხვი მოდინებაა და დატვირთვის დაფარვაში თბოსადგურების წილი მინიმუმამდეა დაყვანილი (ან საერთოდ გამორთულია), თბოელექტროსადგურებზე პირველადი ენერგორესურსის ხარჯის მინიმიზაციის ამოცანა აზრს კარგავს. ამ პირობებში ოპტიმალურია დატვირთვის დაფარვაში უფრო მეტი ხვედრითი წილით მონაწილეობდეს ის ჰიდროელექტროსადგურები, რომელთა მიერ გამომუშავებული ელექტროენერგიის ტარიფი უფრო დაბალია და ამასთან, ელექტრულად უფრო ახლოსაა მომხმარებლებთან.

ამ და ოპტიმიზაციის სხვა სახის ამოცანათა გადაწყვეტისას საჭიროა წინასწარ დადგენილი იქნეს ელექტრული ქსელის კვანძების, ანუ გენერაციისა და დატვირთვის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები Z_{ij} .

ქსელის კვანძების საკუთარ და ურთიერთ წინაღობათა მატრიცა ამავე კვანძების საკუთარ და ურთიერთ გამტარობათა მატრიცის შებრუნებული მატრიცაა $Z_{ij}=(Y_{ij})^{-1}$.

Y_{ij} მატრიცის დადგენა მარტივია. კერძოდ, i კვანძის საკუთარი გამტარობა Y_{ii} ამ კვანძთან მიერთებული ქსელის ყველა უბნის შებრუნებულ წინაღობათა ჯამის ტოლია $Y_{ii}=\sum_{j=1}^n Z_{ij}^{-1}$, ხოლო i და j კვანძების ურთიერთ გამტარობა ამ კვანძების დამაკავშირებელი უბნის წინაღობის შებრუნებული სიდიდეა $Y_{ij}=Z_{ij}^{-1}$ [5]. მაგალითად,

ნახ.1.1-ზე წარმოდგენილი ელექტრული ქსელისთვის კვანძების საკუთარ და ურთიერთ გამტარობათა მატრიცა ნაჩვენებია ცხრ.1.1-ის სახით. ამ მატრიცის შებრუნებით მივიღებთ ამ ქსელის კვანძების საკუთარ და ურთიერთ წინაღობათა მატრიცას (ცხრ.1.2).



ნახ.1.1

ცხრ.1.1.

	1	2	3	4	5	6
1	0,783333	-0,25	0	0	-0,333333	0
2	-0,25	0,75	-0,5	0	0	0
3	0	-0,5	0,833333	0	0	-0,333333
4	0	0	0	0,41667	-0,25	0
5	-0,333333	0	0	-0,25	1,083333	-0,5
6	0	0	-0,333333	0	-0,5	0,833333

ცხრ.1.2.

	1	2	3	4	5	6
1	3,55966	3,312746	3,189288	1,728370	2,880640	3,004099

2	3,312746	5,880649	5,16460	2,024664	3,374467	4,090516
3	3,189288	5,16460	6,152256	2,172811	3,621381	4,633725
4	1,728370	2,024664	2,172811	3,925877	2,543181	2,395034
5	2,880640	3,374467	3,621381	2,543181	4,238668	3,991755
6	3,004099	4,090516	4,633725	2,395034	3,991755	5,448546

ცხრ.1.9-ში ნაჩვენებია წყალუხვობის პერიოდში საქართველოს ელექტროსისტემის ჰიდროსადგურების (არა ყველა სადგურის) დღეღამური დატვირთულობის ერთი კერძო შემთხვევა. ამ ცხრილის ანალიზი გვიჩვენებს, რომ სადგურების დატვირთულობა რაიმე კანონზომიერებას არ ექვემდებარება. მაგალითად, ქალაქ ქუთაისის რეგიონის მომხმარებლებიდან ლაჯანურიჰესი უფრო შორსაა, ვიდრე გუმათი-1,2, მაგრამ ლაჯანურიჰესის დატვირთულობა მთელი დღეღამის განმავლობაში თითქმის 100%-ს აღწევს, მაშინ როცა გუმათი-1,2-ის დატვირთულობა შეადგენს 70-85%-ს. ამასთან, ლაჯანურიჰესის მიერ გამომუშავებული ელექტროენერგიის ტარიფი 3,80 თეთრი/კვტსთ-ია, ხოლო გუმათი-1,2-ის მიერ გამომუშავებული ელექტროენერგიის ტარიფი უფრო ნაკლებია და შეადგენს 3,64 თეთრი/კვტსთ. ასევე, ვარდნილიჰესი გაცილებით შორსაა გურია-აჭარის რეგიონის მომხმარებლებიდან, ვიდრე აწჰესი და ბჟუჟაჰესი, მაგრამ ვარდნილიჰესის დატვირთულობა 60-80%-ის ფარგლებშია, მაშინ როცა აწჰესის დატვირთულობა შეადგენს 18-25%-ს, ხოლო ბჟუჟაჰესის დატვირთულობა კი 33-42%-ს. ასევე, არავითარ ლოგიკას არ ექვემდებარება ხადორიჰესის დატვირთვის გრაფიკი. ამ სადგურის საათური დატვირთულობა მთელი დღეღამის განმავლობაში სულ 100%-ია და მასზე სისტემის დატვირთვის გრაფიკის ცვალებადობის გავლენა არ ჩანს. ამასთან ამ სადგურის მიერ გამომუშავებული ელექტროენერგიის ტარიფი მაღალია, ვიდრე სხვა სადგურებისა, რომელთა ტარიფი უფრო დაბალია.

სადგურებს შორის დატვირთვის ასეთი არალოგიკური განაწილება, ბუნებრივია, ვერ უზრუნველყოფს გადაცემის ქსელის მუშაობის მაღალეფექტურობას. ეს პრობლემა მოხსნილი იქნება თუ ჰიდროსადგურებს შორის სისტემის დატვირთვის გავანაწილებთ ზემოთ აღნიშნული ორი ფაქტორის (სადგურზე გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი და მომხმარებლებიდან სადგურის ელექტრული დაშორება) გათვალისწინებით.

ცხრ.1.9. საქართველოს ელექტროსისტემის ჰიდროსადგურების დატვირთულობა წყალუხვობის პერიოდში. 27 ივნისი, 2013 წ.

სი	ელექტრული სისტემის დატვირთვა, მგვტ	ჰიდროსადგურების მუშა სიმძლავრე (P _{მუშა} მგვტ), დატვირთულობა %-ებში სადგურის მუშა სიმძლავრის მიმართ და გამომუშავებული ელექტროენერჯის ზღვრული ტარიფი (C, თეთრი/კვტსთ.													
		ენგური, P _{მუშა} =1040, C=1,187	ვარდნილი P _{მუშა} =140, C=1,17	ჟინვალა P _{მუშა} =80, C=1,83	ლაჯანური P _{მუშა} =74, C=3,8	გუმბათ-1,2 P _{მუშა} =58, C=3,64	რიონი P _{მუშა} =37,5, C=3,5	ვარციხე P _{მუშა} =161, C=1,25	ზაპსესი P _{მუშა} =37, C 1,42	ორთაჭალა P _{მუშა} =18, C=2,5	ბჟუჟუა P _{მუშა} =12, 0 C=--	ჩითახევი P _{მუშა} =21,0 C=--	ხადორი P _{მუშა} =26,0 C=8,75	აწვესი P _{მუშა} =16,0 C=3,85	
1	1003	58,8	59,0	48,5	100	70,7	98,9	57,8	32,4	37,8	33,3	47,6	100	25,0	
2	882	23,5	59,0	75,4	100	71,6	100	58,0	32,4	38,3	33,3	47,6	100	25,0	
3	860	13,4	53,6	75,4	100	71,6	100	56,5	32,4	38,3	33,3	47,6	100	25,0	
4	873	15,7	54,2	75,4	100	60,5	100	56,4	32,4	38,3	33,3	47,6	100	25,0	
5	859	21,6	53,6	48,4	100	71,0	100	56,1	32,4	38,3	33,3	47,6	100	25,0	
6	834	20,4	53,6	48,3	100	71,4	100	53,4	32,4	38,3	33,3	47,6	100	25,0	
7	871	23,8	53,6	48,8	100	71,9	100	54,4	32,4	38,3	33,3	47,6	100	25,0	
8	952	32,7	53,4	49,1	81,1	72,2	100	55,0	32,4	38,3	33,3	52,4	100	25,0	
9	1049	42,7	53,4	49,5	81,1	75,3	100	55,2	32,4	38,9	33,3	52,4	100	25,0	

10	1181	47,7	92,1	49,5	81,1	75,7	60,4	55,5	32,4	43,3	33,3	52,4	100	25,0
11	1206	54,3	92,1	49,5	81,1	75,9	66,1	56,0	32,4	43,3	33,3	52,4	100	25,0
12	1234	64,7	92,1	49,9	95	76,1	65,9	55,0	32,4	42,8	33,3	52,4	100	25,0
13	1202	64,1	93,0	49,8	95	75,0	65,9	55,8	32,4	40,0	33,3	52,4	100	25,0
14	1226	64,9	93,0	50,0	95	75,3	65,9	56,1	35,1	38,9	41,7	52,4	100	18,8
15	1216	63,9	93,0	50,4	95	75,9	66,1	54,0	35,1	38,9	41,7	52,4	100	18,8
16	1205	63,8	93,0	50,4	95	75,9	66,1	52,9	35,1	38,9	41,7	52,4	100	18,8
17	1217	63,9	93,0	50,0	95	75,7	66,1	55,9	35,1	38,9	41,7	52,4	100	18,8
18	1199	61,5	93,0	63,1	95	75,0	97,1	58,8	35,1	38,9	41,7	52,4	100	18,8
19	1166	54,4	93,0	64,1	95	85,0	97,3	64,6	35,1	52,8	41,7	52,4	100	18,8
20	1166	52,6	77,9	65,0	95	76,6	98,7	64,6	35,1	56,7	41,7	52,4	100	18,8
21	1245	61,3	77,9	65,0	95	77,1	98,7	62,7	35,1	45,0	41,7	52,4	100	18,8
22	1335	67,9	77,9	65,0	95	77,6	98,7	63,4	35,1	44,4	41,7	52,4	100	18,8
23	1239	63,1	77,9	64,1	95	72,8	100	60,4	35,1	40,6	41,7	52,4	100	18,8
24	1087	46,4	77,9	65,6	95	73,3	100	57,1	35,1	39,4	41,7	52,4	100	18,8

შენიშვნა: ბჟუჟაჰესი და ჩითახევიჰესი დერეგულირებული სადგურებია და მათ მიერ გამოიმუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი თავისუფალია.

თავი 2. წყალუხვობის პერიოდში ჰიდროსადგურების ოპტიმალური დატვირთულობის მათემატიკური მოდელი

ოპტიმიზაციის ამოცანის მათემატიკური მოდელი ეს არის განტოლებათა სისტემა, რომელიც საწარმოო ტექნოლოგიური პროცესის ტექნიკურ-ეკონომიკურ მაჩვენებელს აკავშირებს გამოსაკვლევ იბიექტის იმ არსებით მაჩვენებელთან, რომლებიც ამოცანის საძიებელ პარამეტრებს წარმოადგენს.

ნებისმიერი ტექნოლოგიური პროცესის მართვის მათემატიკური მოდელი ზოგადად შეიცავს განტოლებათა (თანაბარდობათა) ხუთ ჯგუფს: ეფექტურობის განტოლება; კავშირის განტოლება; შეზღუდვის განტოლება და უტოლობა; ოპტიმალური მართვის განტოლება; ადაპტაციის განტოლება [2, 3, 4].

დისერტაციაში დასმული ამოცანის მიზანს წარმოადგენს ელექტროსისტემის მუშაობის ეკონომიკურობის მაჩვენებლის ამაღლება ელექტროენერჯის წარმოებისა და ტრანსპორტირების ხარჯების მინიმიზაციის საფუძველზე. ეს ამოცანა განეკუთვნება ოპტიმიზაციის ამოცანათა ჯგუფს და შესაბამისად, დისერტაციაში მათემატიკურ ფორმაშია ჩაწერილი მიზნის ფუნქცია, შეზღუდვის განტოლება და შეზღუდვის უტოლობები.

ოპტიმიზაციის ამოცანის ეს განტოლებები გაერთიანებულია ლაგრანჟის დამხმარე განტოლების საშუალებით და მიღებულია მათემატიკური მოდელი წრფივ განტოლებათა სისტემის სახით, რომლის ამოხსნა იძლევა საშუალებას დავადგინოთ სადგურების ოპტიმალური დატვირთვები, როცა ცნობილია მათ მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფები და პირიქით, დავადგინოთ სადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ოპტიმალური ტარიფები, როცა ცნობილია მათი დატვირთვები. ორივე ამ შემთხვევაში ელექტროსისტემაში ელექტროენერჯის წარმოებისა და ტრანსპორტირების ხარჯები იქნება მინიმალური. გენერაციის წყაროებიდან მომხმარებლებამდე ელექტროენერჯის გადაცემასთან დაკავშირებული ჯამური ხარჯები შეიძლება გამოვთვალოთ შემდეგი სახის გამოსახულებით [6, 7]

$$N = \sum_{i=0}^n C_i P_i + C_{\text{გად}} \cdot \sum_{i=0}^n P_i, \quad (2.7)$$

ჩვენს შემთხვევაში კავშირის განტოლების სახით განიხილება აქტიური სიმძლავრის ბალანსი ელექტროსისტემაში

$$W = \sum_{i=0}^n P_i - P_{\text{სისტ}} - \Delta P = 0 \quad (2.8)$$

შეზღუდვის უტოლობათა სახით განიხილება ელექტროსადგურების დასაშვები დატვირთვების ზედა და ქვედა ზღვრები

$$P_{i, \text{მინ}} \leq P_i \leq P_{i, \text{მაქს}} \quad (2.9)$$

(2.8)-ის გათვალისწინებით (2.7) ჩაიწერება შემდეგ სახეში

$$N = \sum_{i=0}^n C_i P_i + C_{\text{გაგ}} \cdot (P_{\text{სისტ}} + \Delta P) \quad (2.10)$$

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

ლაგრანჟის განტოლება [2]

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

ანუ

$$L = \sum_{i=0}^n C_i P_i + C_{\text{გაგ}} \cdot (P_{\text{სისტ}} + \Delta P) + \lambda \left(\sum_{i=0}^n P_i - P_{\text{სისტ}} - \Delta P \right) \Rightarrow \min$$

ამ განტოლების მინიმიზაციის მოთხოვნით ვღებულობთ ელექტროსადგურებს შორის დატვირთვის ოპტიმალური განაწილების შემდეგი სახის მათემატიკურ მოდელს

$$\sum_{j=1}^{n+m} P_j R_{ij} = \frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_0 - C_i}{C_0 + C_{\text{გაგ}}} \quad (2.12)$$

სადაც: $j=1 \div n+m$ – ქსელის კვანძების ნომერი (“0” მახალანსირებელი სადგურის ნომერია). მათ შორის $n+1 \div n+m$ – დატვირთვის (მომხმარებლებთა)

კვანძის ნომერი;

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

კვანძის საკუთარი წინაღობა R_{jj} .

ამ განტოლებაში P_j აიღება “+” ნიშნით გენერაციის კვანძისთვის და “-” ნიშნით დატვირთვის კვანძისთვის.

(2.12) განტოლებათა სისტემიდან, (2.8) კავშირის განტოლებისა და (2.9) შეზღუდვის უტოლობათა გათვალისწინებით, განისაზღვრება ელექტროსადგურების ოპტიმალური დატვირთვები P_i , როცა ცნობილია მათ მიერ გამომუშავებული ელექტროენერგიის ტარიფები C_i .

ამრიგად, დასმული ამოცანის ამოხსნის განტოლება-უტოლობათა სისტემას (ოპტიმიზაციის განტოლება-უტოლობათა სისტემა) აქვს შემდეგი სახე

$$\sum_{j=1}^{n+m} P_j R_{ij} = \frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_0 - C_i}{C_0 + C_{\text{გაფ.}}}, \quad i \in J \quad (2.13,1)$$

$$W = \sum_{i=0}^n P_i - P_{\text{სისტ.}} - \Delta P = 0 \quad (2.13,2)$$

$$P_{i,\text{მინ.}} \leq P_i \leq P_{i,\text{მაქს.}} \quad (2.13,3)$$

თავი 3. საქართველოს ელექტროსისტემის

ტექნიკური მაჩვენებლები

საქართველოში ელექტროენერგეტიკის ისტორია XIX საუკუნი 80-იანი წლებიდან იწყება.

საქართველოს ელექტროსადგურების ჯამური დადგმული სიმძლავრე დაახლოებით აღწევს 3500 მგვტ-ს. მათ შორის ჰიდროსადგურებისა - 2600 მგვტ-მდე (მცირე სიმძლავრის ჰესების ჩათვლით) ანუ 75%-ს და თბოსადგურებისა - 730 მგვტ-ს ანუ 25%-ს. ბოლო წლების მონაცემებით ელექტროენერჯის წლიური გამომუშავება 10 მლრდ კვტსთ-ს ჭარბობს. მათ შორის ჰიდროსადგურებისა - 8,3 მლრდ კვტსთ-მდე (მცირე სიმძლავრის ჰესების ჩათვლით) ანუ 82%-ს და თბოსადგურებისა - 1,8 მლრდ კვტსთ-მდე ანუ 18%-ს.

ზამთრის პიკზე საქართველოს დატვირთვა აღწევს 1800 მგვტ-ს, რომლის დაფარვაში სრული დატვირთვით მონაწილეობს თბოსადგურები. ზაფხულის პიკი არ აღემატება 1200-1300 მგვტ-ს, რომლის დაფარვა თავისუფლად შეუძლია ჰიდროსადგურებს და იმ შემთხვევაში როცა საქართველოდან ელექტროენერჯის ექსპორტი არ ხორციელდება, ადგილი აქვს წყლის უქმად დაღვრას. ამ ბოლო შემთხვევაში მიზანშეწონილია ჰიდროსადგურები დაიტვირთოს იმ ოპტიმალური სიმძლავრით, რომლის დროსაც ელექტროენერჯის გამომუშავებისა და ტრანსპორტირების ჯამური ხარჯები იქნება მინიმალური.

მე-3 თავში შეფასებული და გაანალიზებულია საქართველოს ელექტრული სისტემის ჰიდროელექტროსადგურებისა და გადაცემის ქსელის ტექნიკური მაჩვენებლები. გამოთვლილია როგორც 500/220 კვ ძაბვის სისტემაწარმოქმნელი შეკრული ქსელის, ასევე იმ 110/35 კვ ძაბვის ავტონომიური მანაწილებელი ქსელების კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები, რომლებიც შეიცავენ ჰიდროსადგურებს.

კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობების დადგენისას მახალანსირებელ კვანძად აღებულია ენგურიჰესი, ხოლო ბაზისურ ძაბვად მიღებულია 220 კვ.

სისტემაწარმოქმნელი შეკრული ქსელი შეიცავს 25 კვანძს, ხოლო ავტონომიური მანაწილებელი ქსელები, მიუხედავად რამდენადმე გამარტივებისა, შეიცავს დამატებით 49 კვანძს – სულ 74 კვანძს. აქედან იმ კვანძების რაოდენობა, სადაც მიერთებულია ჰიდროსადგურები, რომელთა ოპტიმალური დატვირთვები ექვემდებარება განსაზღვრას, შეადგენს 19-ს მახალანსებელი კვანძის ჩათვლით.

(ვრცლად იხილეთ სადისერტაციო ნაშრომი)

თავი 4. წყალუხვობის პერიოდში საქართველოს ჰიდროელექტროსადგურების ოპტიმალური დატვირთულობა

საქართველოს ელექტროსისტემის სისტემაწარმოქმნელი შეკრული ქსელი და ავტონომიური მანაწილებელი ქსელები განხილულ შემთხვევაში სულ შეიცავს 74 კვანძს. აქედან იმ კვანძების რაოდენობა, სადაც მიერთებულია ჰიდროსადგურები, რომელთა ოპტიმალური დატვირთვები ექვემდებარება განსაზღვრას, შეადგენს 19-ს მახალანსებელი კვანძის ჩათვლით. ამრიგად, განტოლებათა სისტემაში შემავალი საძიებელი უცნობებია (ჰიდროსადგურების ოპტიმალური დატვირთვები) 18. შესაბამისი ჰესების დასახელება და ნომრები მოცემულია 4.1 ცხრილში.

ცხრ.4.1.

	ჰესის დასახელება	მატრიცის სტრიქონის ნომერი	დადგმული სიმძლავრე, მგვტ
1	ვარდნილიჰესი	№6	220
2	ხრამიჰესი 1	№22	113
3	ხრამიჰესი 2	№25	110
4	აწჰესი	№27	16
5	ბჟუჟაჰესი	№36	12,2
6	ვარციხეჰესი 1-4	№38	186
7	გუმათი 1,2	№39	66,6
8	რიონიჰესი	№41	48
9	ლაჯანურიჰესი	№42	111,8
10	ტყიბულიჰესი	№45	80
11	შაორიჰესი	№46	38,4
12	ჩითახევიჰესი	№51	21
13	ჟინვალიჰესი	№52	130
14	დარიალიჰესი	№59	108
15	ზაჰესი	№61	36,8
16	ხადორიჰესი 1,2	№69	26
17	ორთაჭალაჰესი	№72	18
18	ფარავანიჰესი	№74	86

მაშასადამე, გვაქვს 18 განტოლებიანი განტოლებათა სისტემა. თითოეულ ამ განტოლებათა მარცხენა მხარეში გვაქვს 74 წევრი, რომელთაგანაც 56 წარმოადგენს დატვირთვის კვანძების შესაბამის წევრებს და მათი რიცხვითი მნიშვნელობების დადგენა შესაძლებელია სისტემის მოცემული რეჟიმის მიხედვით.

განტოლებათა მარჯვენა მხარე, ზემოთ დაწერილი განტოლების თანახმად, ნულისაგან განსხვავებულია მხოლოდ მაშინ, როცა განტოლების შესაბამისი ჰესის ტარიფი განსხვავებულია მაბალანსებელი ჰესის ტარიფისაგან.

განტოლებათა აღნიშნული სისტემა ჩავწერთ შემდეგ სახეში

$$\sum_{j=\text{გენ}} P_{ij} R_{ij} = -\sum_{j=\text{მოსმ.}} P_{ij} R_{ij} + \frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_0 - C_i}{C_0 + C_{\text{გად.}}} \quad (4.1,ა)$$

აქ: C_0 – მაბალანსებელი ჰესის ტარიფი. საქართველოს ელექტროსისტემის

შემთხვევაში იგულისხმება ენგურიჰესის ტარიფი, რომელიც 1.9 ცხრილის თანახმად, $C_0=1,187$ თეთრი/კვტსთ-ს შეადგენს;

C_i - i -ური ჰესის ტარიფი;

$C_{\text{გად.}}$ – ელექტროენერგიის ტარიფი, რომელიც ჩვენს შემთხვევაში აღებულია $C_{\text{გად.}}=0,5$ თეთრი/კვტსთ;

$U_{\text{ნომ}}$ – ბაზისური ძაბვა. ჩვენს შემთხვევაში $U_{\text{ნომ}}=220$ კვ.

(4.1,ა) გამოსახულების მარცხენა მხარეში აჯამვა მოხდება მხოლოდ გენერაციის (სადიებელი წევრების) შესაბამისი კვანძების მიხედვით, ხოლო მარჯვენა მხარის პირველი შესაკრების აჯამვა მოხდება მომხმარებელთა შესაბამისი კვანძების მიხედვით და, მათ შორის, გათვალისწინებული უნდა იქნეს გენერაციის ის კვანძები, სადაც მიერთებულია მომხმარებლის დატვირთვა.

მარჯვენა მხარის მეორე შესაკრები, ცნობილი სიდიდეების რიცხვითი მნიშვნელობის ჩასმის შემდეგ, მიიღებს სახეს

$$\frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_0 - C_i}{C_0 + C_{\text{გად.}}} = 17027,5 - 14345 \cdot C_i$$

ამრიგად, ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემა ჩაიწერება შემდეგ ზოგად სახეში

$$\sum_{j=\text{გენ}} P_{ij} R_{ij} = -\sum_{j=\text{მოსმ.}} P_{ij} R_{ij} + 17027,5 - 14345 \cdot C_i \quad (4.2)$$

განტოლებათა ეს სისტემა, 3.13-3.23 ცხრილების გათვალისწინებით, ჩავწერთ გაშლილ სახეში (ცხრ.4.2).

ცხრ.4.2.

№	ჰესი	№6	№22	№25	№27	№36	№38	№39	№41	№42	№45	№46
№6	ვარდნილიჰესი	0,5011	0,0372	0,0371	0,3587	0,3587	0,097	0,097	0,097	0,1623	0,0477	0,0477
№22	ხრამიჰესი 1	0,0372	11,0102	4,1030	0,2043	0,2043	0,5114	0,5114	0,5114	0,4347	0,5692	0,5692
№25	ხრამიჰესი 2	0,0371	4,1030	5,9664	0,2041	0,2041	0,5107	0,5107	0,5107	0,4342	0,5685	0,5685
№27	აწჰესი	0,3587	0,2043	0,2041	27,9962	5,9462	0,5334	0,5334	0,5334	0,8926	0,2622	0,2622
№36	ბჟუჟაჰესი	0,3587	0,2043	0,2041	5,9462	64,8869	0,5334	0,5334	0,5334	0,8926	0,2622	0,2622
№38	ვარციხეჰესი 1-4	0,097	0,5114	0,5107	0,5334	0,5334	3,1349	1,8349	1,8349	1,1348	0,6562	0,6562
№39	გუმათი 1,2	0,097	0,5114	0,5107	0,5334	0,5334	1,8349	19,5649	2,8849	1,1348	0,6562	0,6562
№41	რიონიჰესი	0,097	0,5114	0,5107	0,5334	0,5334	1,8349	2,8849	2,8849	1,1348	0,6562	0,6562
№42	ლაჯანურიჰესი	0,1623	0,4347	0,4342	0,8926	0,8926	1,1348	1,1348	1,1348	5,9608	0,5578	0,5578
№45	ტყიბულიჰესი	0,0477	0,5692	0,5685	0,2622	0,2622	0,6562	0,6562	0,6562	0,5578	5,8994	5,8994
№46	შაორიჰესი	0,0477	0,5692	0,5685	0,2622	0,2622	0,6562	0,6562	0,6562	0,5578	5,8994	13,7994
№51	ჩითახევიჰესი	0,0437	0,7850	0,7724	0,2403	0,2403	0,6013	0,6013	0,6013	0,5112	0,6694	0,6694
№52	ქინვალიჰესი	0,0373	1,1319	1,1002	0,2051	0,2051	0,5132	0,5132	0,5132	0,4363	0,5713	0,5713
№59	დარიალიჰესი	0,0373	1,1319	1,1002	0,2051	0,2051	0,5132	0,5132	0,5132	0,4363	0,5713	0,5713
№61	ზაჰესი	0,0371	1,5021	1,7297	0,2043	0,2043	0,5112	0,5112	0,5112	0,4346	0,5691	0,5691
№69	ხადორიჰესი 1,2	0,0371	1,2412	1,3205	0,2040	0,2040	0,5106	0,5106	0,5106	0,4340	0,5683	0,5683
№72	ორთაჭალაჰესი	0,0371	1,8185	2,2518	0,2040	0,2040	0,5105	0,5105	0,5105	0,4340	0,5683	0,5683
№74	ფარავანიჰესი	0,0368	0,7301	0,7376	0,2023	0,2023	0,5064	0,5064	0,5064	0,4305	0,5637	0,5637

ცხრ.4.2. (გაგრძელება)

	№51	№52	№59	№61	№69	№72	№74	$-\sum_{j=\text{მობა}} P_{ij}$	$17027,5-14345 \cdot C_i$
№6	0,0437	0,0373	0,0373	0,0371	0,0371	0,0371	0,0368		$17027,5-14345 \cdot C_6$
№22	0,7850	1,1319	1,1319	1,5021	1,2412	1,8185	0,7301		$17027,5-14345 \cdot C_{22}$
№25	0,7724	1,1002	1,1002	1,7297	1,3205	2,2518	0,7376		$17027,5-14345 \cdot C_{25}$

№27	0,2403	0,2051	0,2051	0,2043	0,2040	0,2040	0,2023		$17027,5-14345 \cdot C_{27}$
№36	0,2403	0,2051	0,2051	0,2043	0,2040	0,2040	0,2023		$17027,5-14345 \cdot C_{36}$
№38	0,6013	0,5132	0,5132	0,5112	0,5106	0,5105	0,5064		$17027,5-14345 \cdot C_{38}$
№39	0,6013	0,5132	0,5132	0,5112	0,5106	0,5105	0,5064		$17027,5-14345 \cdot C_{39}$
№41	0,6013	0,5132	0,5132	0,5112	0,5106	0,5105	0,5064		$17027,5-14345 \cdot C_{41}$
№42	0,5112	0,4363	0,4363	0,4346	0,4340	0,4340	0,4305		$17027,5-14345 \cdot C_{42}$
№45	0,6694	0,5713	0,5713	0,5691	0,5683	0,5683	0,5637		$17027,5-14345 \cdot C_{45}$
№46	0,6694	0,5713	0,5713	0,5691	0,5683	0,5683	0,5637		$17027,5-14345 \cdot C_{46}$
№51	40,936	0,8301	0,8301	0,7811	0,7532	0,7683	0,6169		$17027,5-14345 \cdot C_{51}$
№52	0,8301	5,5762	1,2462	1,122	1,0503	1,0897	0,7023		$17027,5-14345 \cdot C_{52}$
№59	0,8301	1,2462	31,0662	1,122	1,0503	1,0897	0,7023		$17027,5-14345 \cdot C_{59}$
№61	0,7811	1,122	1,122	8,7061	1,401	1,805	0,7325		$17027,5-14345 \cdot C_{61}$
№69	0,7532	1,0503	1,0503	1,401	128,2885	1,3468	0,751		$17027,5-14345 \cdot C_{69}$
№72	0,7683	1,0897	1,0897	1,805	1,3468	6,3751	0,7401		$17027,5-14345 \cdot C_{72}$
№74	0,6169	0,7023	0,7023	0,7325	0,751	0,7401	8,2401		$17027,5-14345 \cdot C_{74}$

ამ ცხრილის ბოლო სვეტის რიცხვითი მნიშვნელობები დამოკიდებულია სადგურთა მიერ გამომუშავებული ენერჯის ტარიფებზე, ხოლო ბოლოდან მეორე სვეტის რიცხვითი მნიშვნელობები კი დამოკიდებულია მომხმარებელთა P_j დატვირთვებზე ანუ სისტემის კონკრეტულ რეჟიმზე.

ჩვენს კონკრეტულ შემთხვევაში განვიხილავთ ზაფხულის პიკური დატვირთვის რეჟიმს. ამ რეჟიმში 2014 წლის საკონტროლო გაზომვების მიხედვით კვანძების აქტიური დატვირთვების რიცხვითი მნიშვნელობები მოცემულია 4.3 ცხრილში.

ცხრ.4.3.

კვანძი			კვანძი			კვანძი		
№		P, მგვტ	№	დასახელება	P, მგვტ	№	დასახელება	P, მგვტ
1	ზესტაფონი 500	0	26	ბათუმი 110	9,8	51	ჩითახევიპესი	12,0
2	ქსანი 500	0	27	აწვესი	3,2	52	ჟინვალი 220	0
3	გარდბანი 500	0	28	ბათუმი 4	2,0	53	ჟინვალი 110	6,8
4	ახალციხე 500	0	29	ბათუმი 2	10,0	54	დუშეთი	2,6
5	ენგურიპესი 220	10,0	30	ბათუმი 1	15,0	55	ფასანაური	0,4
6	ვარდნილი 1	210,0	31	ბ.ნ.ქ.	2,2	56	მლეთა	0,7
7	ბათუმი 220	0	32	მახინჯაური	1,5	57	ქსანი 110	30,0
8	ზუგდიდი 220	20,0	33	ჩაქვი	1,8	58	ყაზბეგი	7,5
9	მენჯი+ხორგა	47,0	34	ქობულეთი	5,2	59	დარიალი	0,5
10	ქუთაისი 220	0	35	ოზურგეთი	12,5	60	გლდანი 110	54,2
11	წყალტუბო 220	18,0	36	ბჟუჟაპესი	2,5	61	ზაპესი	12,4
12	ზესტაფონი 220	0	37	ქუთაისი 110	25,0	62	ცენტროლიტი	4,5
13	ხაშური 220	0	38	ვარციხეპესეები	21,4	63	გურჯაანი 220	0
14	გორი 220	20,0	39	გუმათი 1,2	3,0	64	გურჯაანი 110	19,2-4,5 ¹⁾
15	ქსანი 220	0	40	ქუთაისი 5	6,2	65	მუკუზანი	1,8
16	გლდანი 220	0	41	რიონიპესი	4,5	66	წინანდალი	2,2
17	რუსთავი 220	85,0	42	ლაჯანურიპესი	8,0	67	თელავი	10,4
18	ნავთლული 220	0	43	ზესტაფონი 110	145,0	68	ახმეტა	3,2
19	გარდაბანი 220	40	44	თერჯოლა	5,2	69	ხადორი	2,5
20	ლისი 220 (დიდ.)	70	45	ტყიბულიპესი	8,5	70	ნავთლული 110	85,5-33,0 ¹⁾
21	ლისი 110	75	46	შაორიპესი	10,3	71	ავიაქარხანა	6,5
22	ხრამი 1	17,0	47	ხაშური 110	14,4	72	ორთაჭალა	7,2

23	ხრამი 2 110	15,0	48	ხაშური წევა	3,2	73	ახალციხე 220	0
24	მარნეული	23,0	49	ბორჯომი 1	3,5	74	ფარავანი	0
25	ხრამი 2 220	0	50	ბორჯომი 2	2,0			
	ჯამი	640,0		ჯამი	325,9		ჯამი	270,1
	სულ დატვირთვა, მგვტ							1236,0

შენიშვნა:) ამ ავტონომიურ ქსელში მიერთებულია ფიქსირებული გენერაციის წყარო.

1.1. საქართველოს ჰიდროსადგურების ოპტიმალური დატვირთულობა

კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობების (ცხრ.4.2) და კვანძური დატვირთვების (ცხრ.4.3) მიხედვით გამოვთვალოთ ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემის თითოეული განტოლების მარჯვენა მხარის პირველი წევრები $-\sum_{j=მოსმ.} P_{ij} R_{ij}$ (ცხრ.4.2, ბოლოდან მეორე სვეტი). გამოთვლების შედეგები წარმოვადგინოთ ცხრილის სახით (ცხრ.4.4). გამოთვლები ჩატარდა ორი სხვადასხვა შემთხვევისთვის. კერძოდ: 1. ელექტროენერჯის ექსპორტს თურქეთში ადგილი არ აქვს; 2. ხორციელდება 500 მგვტ სიმძლავრის ექსპორტი თურქეთში.

ცხრ.4.4.

კვანძი		$-\sum_{j=მოსმ.} P_{ij} R_{ij}$		კვანძი		$-\sum_{j=მოსმ.} P_{ij} R_{ij}$	
№	დასახელება	თურქ. ექსპორტი		0	500 მგვტ	თურქ. ექსპორტი	
		0	500 მგვტ			0	500 მგვტ
№6	ვარდნილიჰესი	192,08	210,48	№45	ტყიბულიჰესი	753,84	1035,69
№22	ხრამიჰესი 1	1208,51	1573,56	№46	შაორიჰესი	835,21	1117,06
№25	ხრამიჰესი 2	1122,19	1490,99	№51	ჩითახევიჰესი	1408,59	1717,04

№27	აწვესი	845,19	946,34		№52	ჟინვალიპესი	883,72	1234,87
№36	ბჟუჟაპესი	1742,93	1844,08		№59	დარიალიპესი	976,91	1328,06
№38	ვარციხეპესი 1-4	691,35	944,55		№61	ზაპესი	1047,58	1413,83
№39	გუმათი 1,2	760,44	1013,64		№69	ხადორიპესი 1,2	2501,12	2876,62
№41	რიონიპესი	677,91	931,11		№72	ორთაჭალაპესი	1098,37	1468,42
№42	ლაჯანურიპესი	687,55	902,8		№74	ფარავანიპესი	610,20	1080,25

პირველ ეტაპზე ჰესების ოპტიმალური დატვირთვები გამოვთვალოთ მათ მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფების გათვალისწინების ანუ, პირობითად, სადგურებზე ერთნაირი ტარიფების შემთხვევაში

$$C_1=C_2=C_3= \dots =C_r= \dots =C_{18}=C_0=1.187 \text{ თეთრი/კვტსთ.}$$

ამ შემთხვევაში 4.2 ცხრილის ბოლო სვეტი გახდება ნულის ტოლი და ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემის მარჯვენა მხარე მიიღებს 4.4 ცხრილში გამოთვლილ მნიშვნელობებს. მიღებული განტოლებათა სისტემა შეესაბამება ოპტიმიზაციის იმ ამოცანას, რომლის მიზნის ფუნქციას წარმოადგენს ქსელში აქტიური სიმძლავრის დანაკარგები და ამ დანაკარგების მინიმიზაციის მოთხოვნა.

განტოლებათა სისტემის ამოხსნისას მხედველობაში არ იქნა მიღებული სადგურთა შეზღუდულობა მათი დადგმული სიმძლავრის მიხედვით. რაც გვადლევს იმის შესაძლებლობას, რომ შევაფასოთ ელექტროენერჯის წყაროებისა და მომხმარებელთა ურთიერთ ელექტრული სიახლოვე.

განტოლებათა სისტემის ამონახსნი, როცა თურქეთში სიმძლავრის ექსპორტი არ არის, წარმოდგენილია 4.5.1 ცხრილში.

ცხრ.4.5.1. სადგურთა ოპტიმალური დატვირთულობა,

როცა თურქეთში ექსპორტი არ არის.

კვანძი		$P_{ობ.}$	$P_{ობ.}/P_{დად.}$	კვანძი		$P_{ობ.}$	$P_{ობ.}/P_{დად.}$
№	დასახელება	მგვტ		№	დასახელება	მგვტ	

№6	ვარდნილიპესი	262	1,19		№45	ტყიბულიპესი	56,6	0,71
№22	ხრამიპესი 1	36,8	0,33		№46	შაორიპესი	10,3	-
№25	ხრამიპესი 2	69,7	0,63		№51	ჩითახევიპესი	23,4	1,3
№27	აწპესი	14,7	0,92		№52	ჟინვალიპესი	73,6	0,57
№36	ბჟუჟაპესი	20,7	1,73		№59	დარიალიპესი	13,8	0,69
№38	ვარციხეპესი 1-4	63,1	0,34		№61	ზაპესი	49,3	1,34
№39	გუმათიპესი 1,2	4,94	-		№69	ხადორიპესი 1,2	14,9	0,57
№41	რიონიპესი	74,5	1,49		№72	ორთაჭალაპესი	76,4	4,24
№42	ლაჯანურიპესი	40,8	0,37		№74	ფარავანიპესი	25,2	0,32
	ჯამი	585,9				ჯამი	343,5	
	სულ ჯამური გენერაცია						929,4	
	ბალანსიდან გამომდინარე ენგურიპესის გენერაცია 1200-929,4						270,6	

როგორც ამ ცხრილიდან ჩანს ზოგი სადგური დაიტვირთა უფრო მეტად, ვიდრე მათი დადგმული სიმძლავრეა. კერძოდ, ვარდნილიპესი, ბჟუჟაპესი, რიონიპესი, ჩითახევიპესი, ზაპესი და ორთაჭალაპესი. ამ სადგურების დადგმულ სიმძლავრეზე მეტად დატვირთვა გამოწვეულია იმ გარემოებით, რომ ეს სადგურები განთავსებულია მომხმარებლებთან ახლოს ანუ ამ სადგურების მიკრო რეგიონებში გვაქვს უფრო მეტი დატვირთვა, ვიდრე სადგურთა დადგმული სიმძლავრეა.

„ხრამიპესი 1“ და „ლაჯანურიპესის“ დაბალი დატვირთულობა გამოწვეულია იმით, რომ ამ სადგურებთან ახლოს არ არის მომხმარებელთა დიდი ჯგუფი, ხოლო ფარავანიპესის დაბალი დატვირთულობა გამოწვეულია იმით, რომ ამ სადგურს არ აქვს კავშირი სამცხე-ჯავახეთის 110/35 კვ ძაბვის მანაწილებელ ქსელთან.

სადგურთა ოპტიმალური დატვირთვები იმ შემთხვევაში, როცა ადგილი აქვს თურქეთში სიმძლავრის ექსპორტს (500 მგვტ), ნაჩვენებია 4.5.2 ცხრილში. როგორც ამ ცხრილიდან ჩანს, ქსელში აქტიური სიმძლავრის დანაკარგების მინიმუმაციის

პირობებში, თურქეთში ექსპორტირებული სიმძლავრის დიდი ნაწილი თავისთავზე აიღო ენგურიპესმა (44,2%), რომელიც ახალციხის კვანძთან ელექტრულად მნიშვნელოვნად უფრო ახლოსაა, ვიდრე დანარჩენი სადგურები.

ცხრ.4.5.2. სადგურთა ოპტიმალური დატვირთვები, როცა თურქეთში ექსპორტი შეადგენს 500 მგვტ-ს.

კვანძი		P _{ოპტ.}	ნაზრდი		კვანძი		P _{ოპტ.}	ნაზრდი
№	დასახელება	მგვტ	ექსპორტის გამო, მგვტ		№	დასახელება	მგვტ	ექსპორტის გამო, მგვტ
№6	ვარდნილიპესი	289,4	27,4 (5,5%)		№45	ტყიბულიპესი	81,9	25,3 (5,06%)
№2 2	ხრამიპესი 1	43,2	6,4 (1,3%)		№46	შაორიპესი	10,3	0 (0%)
№2 5	ხრამიპესი 2	92,2	22,5 (4,5%)		№51	ჩითახევიპესი	26,8	3,4 (0,68%)
№2 7	აწკესი	15,3	4,1 (0,8%)		№52	ჟინვალისპესი	106,9	33,3 (6,66%)
№3 6	ბჟუჯაპესი	21,0	0,3 (0,06%)		№59	დარიალისპესი	18,6	4,8 (0,96%)
№3 8	ვარციხეპესი 1-4	88,9	25,8 (5,16%)		№61	ზაპესი	66,3	17 (3,4%)
№3 9	გუმათი 1,2	4,94	0 (0%)		№69	ხადორიპესი 1,2	16,2	1,3 (0,26%)
№4 1	რიონიპესი	108,3	33,8 (6,76%)		№72	ორთაჭალაპესი	100,6	24,2 (4,84%)
№4 2	ლაჯანურიპესი	51,8	11 (2,2%)		№74	ფარავანიპესი	66,4	41,2 (8,24%)
	ჯამი	714,5				ჯამი	494,0	
	სულ ჯამური გენერაცია						1208,5	
	ბალანსიდან გამომდინარე ენგურიპესის გენერაცია 1700-1208,5						491,5	220,9 (44,2%)

შენიშვნა: ამ ცხრილში თურქეთში ექსპორტის გამო სადგურის ოპტიმალური დატვირთვის პროცენტული ნაზრდი გამოთვლილია ექსპორტირებული სიმძლავრის მიმართ.

იმ შემთხვევაში, როცა i -ური სადგურის მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი განსხვავდება მახალანსებელი სადგურის ტარიფისაგან $C_i \neq C_0$, მაშინ ოპტიმიზაციის ამოცანა (გამოსახულება 4.2) ერთდროულად პასუხობს, ერთი მხრივ, ქსელში დანაკარგების მინიმიზაციის მოთხოვნებს და, მეორე მხრივ, ქსელში მიწოდებული ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფის მინიმიზაციის მოთხოვნებს. ამ შემთხვევაში i -ური სადგურის ოპტიმალური დატვირთვა გაიზრდება, როცა $C_i < C_0$ და შემცირდება, როცა $C_i > C_0$.

წინა პარაგრაფში ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემის ამოხსნისას მივიღეთ, რომ ექვსი სადგური დაიტვირთა უფრო მეტად, ვიდრე მათი დადგმული სიმძლავრეა. კერძოდ, ვარდნილიჰესი (262 მგვტ), ბჟუჟაჰესი (20,7 მგვტ), რიონიჰესი (74,5 მგვტ), ჩითახევიჰესი (23,4 მგვტ), ზაჰესი (49,3 მგვტ) და ორთაჭალაჰესი (76,4 მგვტ).

ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემის ამოხსნის მეთოდის თანახმად, შესაბამის ცვლადებს ვანიჭებთ მათ მაქსიმალურ (დადგმული სიმძლავრე) მნიშვნელობებს და როგორც ცნობილი სიდიდეები შეგვაქვს სისტემის დანარჩენ განტოლებებში. შესაბამისად, ნაცვლად 18-განტოლებიანი სისტემისა (ცხრ.4.2), მივიღებთ 12-განტოლებიან სისტემას (ცხრ.4.6). ამასთან, ცვლადების ცნობილი მნიშვნელობების გათვალისწინებით სისტემის მარჯვენა მხარეს მნიშვნელობები, რომელიც მოცემულია ცხრ.4.4-ში, შეიცვლება და გახდება ცხრ.4.6-ის ბოლოსწინა სვეტში ნაჩვენები მნიშვნელობების ტოლი.

ცხრ.4.6.

№	ჰესი	№22	№25	№27	№38	№39	№42	№45	№46
№22	ხრამიჰესი 1	11,0102	4,1030	0,2043	0,5114	0,5114	0,4347	0,5692	0,5692
№25	ხრამიჰესი 2	4,1030	5,9664	0,2041	0,5107	0,5107	0,4342	0,5685	0,5685

№27	აწვესი	0,2043	0,2041	27,9962	0,5334	0,5334	0,8926	0,2622	0,2622
№38	ვარციხეჯესი 1-4	0,5114	0,5107	0,5334	3,1349	1,8349	1,1348	0,6562	0,6562
№39	გუმათი 1,2	0,5114	0,5107	0,5334	1,8349	19,5649	1,1348	0,6562	0,6562
№42	ლაჯანურიძესი	0,4347	0,4342	0,8926	1,1348	1,1348	5,9608	0,5578	0,5578
№45	ტყიბულიძესი	0,5692	0,5685	0,2622	0,6562	0,6562	0,5578	5,8994	5,8994
№46	შაორიძესი	0,5692	0,5685	0,2622	0,6562	0,6562	0,5578	5,8994	13,7994
№52	ჟინვალიძესი	1,1319	1,1002	0,2051	0,5132	0,5132	0,4363	0,5713	0,5713
№59	დარიალიძესი	1,1319	1,1002	0,2051	0,5132	0,5132	0,4363	0,5713	0,5713
№69	ხადორიძესი 1,2	1,2412	1,3205	0,2040	0,5106	0,5106	0,4340	0,5683	0,5683
№74	ფარავანიძესი	0,7301	0,7376	0,2023	0,5064	0,5064	0,4305	0,5637	0,5637

ცხრ.4.6. (გაგრძელება)

	№52	№59	№69	№74	$-\sum_{j=\text{თხმ}} P_{ij} R_{ij}$	$17027,5-14345 \cdot C_i$
№22	1,1319	1,1319	1,2412	0,7301	1208,51- 139,72=1068,79	$17027,5-14345 \cdot C_{22}$
№25	1,1002	1,1002	1,3205	0,7376	1122,19-155,57=966,62	$17027,5-14345 \cdot C_{25}$
№27	0,2051	0,2051	0,2040	0,2023	845,19-193,3=651,89	$17027,5-14345 \cdot C_{27}$
№38	0,5132	0,5132	0,5106	0,5064	691,35-156,55=534,8	$17027,5-14345 \cdot C_{38}$
№39	0,5132	0,5132	0,5106	0,5064	760,44-106,15=654,29	$17027,5-14345 \cdot C_{39}$
№42	0,4363	0,4363	0,4340	0,4305	687,55-135,61=551,94	$17027,5-14345 \cdot C_{42}$
№45	0,5713	0,5713	0,5683	0,5637	753,84-90,34=663,5	$17027,5-14345 \cdot C_{45}$
№46	0,5713	0,5713	0,5683	0,5637	835,21-90,34=744,87	$17027,5-14345 \cdot C_{46}$
№52	5,5762	1,2462	1,0503	0,7023	883,72-113,68=770,04	$17027,5-14345 \cdot C_{52}$

№59	1,2462	31,0662	1,0503	0,7023	976,91-113,68=863,23	17027,5-14345 · C ₅₉
№69	1,0503	1,0503	128,2885	0,751	2501,12-126,78=2374,34	17027,5-14345 · C ₆₉
№74	0,7023	0,7023	0,751	8,2401	610,20-88,1=522,1	17027,5-14345 · C ₇₄

განტოლებათა სისტემის ამონახსნი, როცა თურქეთში სიმძლავრის ექსპორტი არ არის, წარმოდგენილია 4.7.1 ცხრილში.

ცხრ.4.5.1. სადგურთა ოპტიმალური დატვირთულობა,
როცა თურქეთში ექსპორტი არ არის.

კვანძი		P _{ობტ.} მგვტ	P _{ობტ./ P_{დადგ.}}		კვანძი		P _{ობტ.} მგვტ	P _{ობტ./ P_{დადგ.}}	
№	დასახელება		იყო	არის	№	დასახელება		იყო	არის
№6	ვარდნილიპესი	220	1,19	1,0	№45	ტყიბულიპესი	60,1	0,71	0,75
№2 2	ხრამიპესი 1	39,2	0,33	0,35	№46	შაორიპესი	10,3	-	-
№2 5	ხრამიპესი 2	91,3	0,63	0,83	№51	ჩითახევიპესი	21	1,3	1,0
№2 7	აწკესი	17,4	0,92	1,09	№52	ჟინვალიპესი	81,9	0,57	0,63
№3 6	ბჟუყაპესი	12,2	1,73	1,0	№59	დარიალიპესი	15,0	0,69	0,75
№3 8	ვარციხეპესი 1-4	84,8	0,34	0,46	№61	ზაპესი	36,8	1,34	1,0
№3 9	გუმათიპესი 1,2	4,94	-	-	№69	ხადორიპესი 1,2	15,3	0,57	0,59
№4 1	რიონიპესი	48	1,49	1,0	№72	ორთაჭალაპესი	18	4,24	1,0
№4 2	ლაჯანურიპესი	45,0	0,37	0,41	№74	ფარავანიპესი	28,5	0,32	0,33

	ჯამი	562,8			ჯამი	286,9	
	სულ ჯამური გენერაცია					849,7	
	ბალანსიდან გამომდინარე ენგურიჰესის გენერაცია 1200-849,7					350,3	

ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემის ამონახსნის ანალიზი გვიჩვენებს, რომ სადგურების დატვირთვულობა უფრო შეესაბამება ოპტიმალურს, რადგანაც უფრო მეტად დაიტვირთვა ის სადგურები, რომლებიც ახლოსაა მომხმარებლებთან. ეს თვალნათლივ ჩანს სადგურთა იმ დატვირთვულობასთან შედარებით, რომელიც წარმოდგენილია 1.9 ცხრილში. შედარება გვიჩვენებს, რომ რიონიჰესი, ჩითახევიჰესი, ზაჰესი, ორთაქალაჰესი, ბჟუჟაჰესი და აწჰესი 100%-ითაა დატვირთვული, მაშინ, როცა სადგურებს შორის დატვირთვის არაოპტიმალური განაწილებისას (ცხრ.1.9) ზოგიერთი ამ სადგურის დატვირთვულობა მნიშვნელოვნად დაბალი იყო. მაგალითად, ბჟუჟაჰესისა და აწჰესის დატვირთვულობა 25-40 პროცენტის ფარგლებშია. „ლაჯანურიჰესის“ მიმართ კი პირიქით. კერძოდ, ამ სადგურის დატვირთვულობა ოპტიმალური განაწილების დროს არ აღემატება 41%-ს, მაშინ როცა მისი დატვირთვულობა არაოპტიმალური განაწილებისას (85-100)%-ია (ცხრი.1.9).

დ ი ს ე რ ტ ა ც ი ი ს თ ე მ ა ზ ე გ ა მ ო ქ ვ ე ყ ნ ე ბ უ ლ ი

ნ ა შ რ ო მ ე ბ ი

1. უ.ხაჩიური, გ.მახარაძე. ელექტრული ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინააღმდეგობის განსაზღვრის მეთოდი პერსპექტიული განვითარების გათვალისწინებით. სამეცნიერო ტექნიკური ჟურნალი „ენერჯია“. 2014. №1(69) გვ. 40-43
2. უ.ხაჩიური, გ.მახარაძე. წყალუხვობის პერიოდში ჰიდროსადგურების ოპტიმალური დატვირთვულობა. სამეცნიერო ტექნიკური ჟურნალი „ენერჯია“. 2016. №1(77) გვ. 62-67
3. უ.ხაჩიური. სადგურთა შორის დატვირთვის ოპტიმალური გადანაწილება. საერთაშორისო სამეცნიერო ჟურნალი „ბიზნეს-ენერჯია“ 2016, №1, გვ. 252-256.

Abstract

In the full-flowing period, when the degree of limitation of hydroelectric power plants is decreased, there exist greater resources to achieve the load distribution between these stations, at which, on the one hand, the losses of the active power in the net are brought to their possible minimum, on the other – the middle tariff also is minimal.

In order to ensure this requirement, in the work, based on strong mathematical dependences, the calculation expression of summary costs, connected to transmission of electric power from generation sources to the consumer is elaborated, that is considered as the function of the goal, and the task of minimization of these costs is set.

The optimization system of equality-inequality is obtained, based on which the load of hydroelectric power plants, corresponding to the minimum total costs of the electric energy purchasing and transportation from these stations, can be determined.

The optimum load distribution between the hydroelectric power plants in conditions of known tariffs of the generated by them electric energy is considered and the upper limit value for given load of station is evaluated.

The technical characteristics of hydroelectric power plants and transmission net of the Georgian electric power system are analyzed and evaluated. The own and inter resistances of the 500/220 kv voltage generating closed net and of the junctions of 110/35 kv voltage autonomous distributing nets are determined.

Based on the proposed mathematical simulation the task of the load optimum distribution between Georgian hydroelectric power plants in the full-flowing period is solved. The task is solved in two versions: 1. When the power export from the country is not realized; 2. When the 500 Mw power export from Akhaltsikhe to the Turkey has place.

Based on the matrix of the own and inter resistances of the transmission net junctions, the system of optimization equations is elaborated. The right parts of each equation consist of two components, first of which corresponds to the task of minimization of the net active power losses, and another – to the task of minimization of the middle tariff of the power, supplied to the net.

The analysis of solution of equation system shows:

1. Due to net power loss minimization requirement, the stations, located nearer to the consumer, were loaded;
2. hydroelectric power plants, incoming to the system through the lines of another plant, is blocked by this another plant, if this last one has no limitation from the point of view of the stabilized power.
3. The less the tariff of the energy generated by “blocked” plant, comparatively to the plant “blocking”, the lower degree of the plant blocking.
4. The plants, nearest to the Akhaltsikhe junction, have undertaken the most part of the power, exported to the Turkey, again due to requirement of the power loss minimization. Particularly, these are Enguri (44,2%) and Pharavan (8,24%) hydroelectric power plants.

Based on the optimization mathematical simulation the calculation expression of quantitative assessment of the plant “blocking” by the another one is elaborated.

In the work there is shown that with the goal of electric power middle tariff minimization in the full-flowing period, the load between the plants should be distributed not the random way, but optimally, according to the mathematical simulation given in present work, that ensures formation of the tariffs, competitive between the plants.