

საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი

ხელნაწერის უფლებით

ია მახარაძე

ჰიდროენერგეტიკული სისტემის ოპტიმალური
განვითარების მოდელირება

დოქტორის აკადემიური ხარისხის მოსაპოვებლად

წარდგენილი დისერტაციის

ა ვ ტ ო რ ე ფ ე რ ა ტ ი

სადოქტორო პროგრამა: „ენერგეტიკა და ელექტროინჟინერია“

შიფრი 0405

თბილისი

2017 წელი

სამუშაო შესრულებულია: საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი,
ენერგეტიკისა და ტელეკომუნიკაციის ფაკულტეტი,
ელექტროენერგეტიკისა და ელექტრომექანიკის დეპარტამენტი

ხელმძღვანელი: პროფესორი ნანული სამსონია

რეცენზენტები:

დაცვა შედგება 2017 წლის ____ _____ საათზე
საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტის ენერგეტიკისა და
ტელეკომუნიკაციის ფაკულტეტის სადისერტაციო საბჭოს კოლეგიის
სხდომაზე, კორპუსი VIII, აუდიტორია _____
მისამართი: 0175, თბილისი, კოსტავას 77.

დისერტაციის გაცნობა შეიძლება სტუ-ს ბიბლიოთეკაში, ხოლო
ავტორეფერატისა - ფაკულტეტის ვებგვერდზე

სადისერტაციო საბჭოს მდივანი, პროფ.

გ. გიგინეიშვილი

ნაშრომის ზოგადი დახასიათება

თემის აქტუალურობა. ქვეყნის მეურნეობის ნებისმიერი დარგის ფუნქციონირება და განვითარება წარმოუდგენელია ელექტროენერჯის გამოყენების გარეშე. მოთხოვნილება ელექტროენერჯიაზე გამუდმებით იზრდება. აქედან გამომდინარე, ელექტროენერჯიაზე მომხმარებელთა მზარდი მოთხოვნილების დაკმაყოფილების მიზნით უწყვეტად უნდა ხორციელდებოდეს ახალი ობიექტების (ელექტროსადგურები, ქვესადგურები და ელექტროგადაცემის ხაზები) აგება.

ელექტროენერჯეტიკა კაპიტალტევადი დარგია და, შესაბამისად, ახალი ენერჯეტიკული ობიექტის აგება დიდ კაპიტალურ ხარჯებს მოითხოვს, რაც შემდგომში მომხმარებელთან მიწოდებული ელექტროენერჯის ტარიფზე აისახება.

ელექტროენერჯიაზე ქვეყნის მზარდი მოთხოვნილების დაკმაყოფილების ერთ-ერთ ყველაზე ეფექტურ საშუალებას წარმოადგენს მისი ბუნებრივი ენერჯეტიკული რესურსების გამოყენება. საქართველო მდიდარია იაფი ჰიდროენერჯორესურსით. დღევანდელ პირობებში ჰიდროენერჯორესურსების რაციონალური გამოყენება, ჩვენს პლანეტაზე ეკოლოგიური წონასწორობის შენარჩუნების პოზიციიდან გამომდინარე, სულ უფრო დიდ მნიშვნელობას იძენს. ჰიდროენერჯორესურსების ფართო მასშტაბით გამოყენება განპირობებულია იმით, რომ მდინარეთა წყლის რესურსები განეკუთვნება ეკოლოგიურად სუფთა და მუდმივად განახლებად წყაროებს. ამასთან, ჰიდროსადგურებზე გამომუშავებული ელექტროენერჯის თვითღირებულება მნიშვნელოვნად უფრო იაფია. ამიტომ საქართველოში ახალი ჰიდროსადგურების აგების ოპტიმიზაციის ამოცანის დასმა და გადაწყვეტა, ეკონომიკურობის კრიტერიუმის გათვალისწინებით, მნიშვნელოვან ეკონომიკურ ეფექტს უზრუნველყოფს.

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.

აღნიშნულიდან გამომდინარე, ქვეყნის ენერგეტიკის ოპტიმალური განვითარების ამ ნაშრომში დასმული ამოცანა „ჰიდროელექტროსისტემის ოპტიმალური განვითარების წრფივი მათემატიკური მოდელი“ აქტუალურია და ქვეყნის ენერგეტიკის განვითარების დაგეგმვის კუთხით დიდი პრაქტიკული მნიშვნელობისაა.

სამუშაოს მიზანია სისტემური მიდგომის პრინციპით შედგენილი იქნეს ჰიდროენერგეტიკული სისტემის ოპტიმალური განვითარების წრფივი მათემატიკური მოდელი, რომელიც დაფუძნებული იქნება ოპტიმიზაციის ამოცანათა განტოლებების მკაცრ მათემატიკურ ანალიზზე და ადვილად მოპოვებადი საწყისი ინფორმაციის ბაზაზე.

კვლევის ობიექტი და მეთოდები. კვლევის ობიექტს წარმოადგენს საქართველოს ენერგოსისტემა, სადაც დღეისთვის გამოყენებულია მისი ჰიდრორესურსების დაახლოებით 10-12%, მაშინ როდესაც მსოფლიოს განვითარებულ ქვეყნებში ჰიდროენერგორესურსები, პრაქტიკულად, მთლიანად არის ათვისებული. კერძოდ, საფრანგეთსა და შვეიცარიაში - 90%, შვეციაში - 82%, იაპონიაში 75%, ნორვეგიაში - 72% და ა.შ.

კვლევის მეთოდს წარმოადგენს, ლაგრანჟის განუსაზღვრელი მამრავლის გამოყენებით, მიზნის ფუნქციისა და შეზღუდვის

განტოლების წრფივი კომბინაციით მიღებული ლაგრანჟის ფუნქციის მინიმუმის ძიების პროცესი საძიებელი ცვლადების მიმართ.

მეცნიერული სიახლე და ნაშრომის ძირითადი შედეგები.
 მიღებულია, ელექტროენერგიაზე მომხმარებელთა მზარდი მოთხოვნილების დაკმაყოფილების პირობებში, ენერგოსისტემაში ახალი ჰესების ოპტიმალური გაადგილებისა და მათი ოპტიმალური დადგმული სიმძლავრის დადგენის წრფივი მათემატიკური მოდელი

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

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

$j=0 \div m+y$ – ქსელის კვანძების ნომერი. მათ შორის: „0“ – მახალანსებელი სადგურის ნომერი;

$1 \div m$ – მოქმედი და პერსპექტიული ელექტროსადგურების ნომერი;

$m+1 \div m+y$ – დატვირთვის (მომხმარებელთა) კვანძის ნომერი;

R_{ji} – j და i კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობა;

C_0 – სისტემის ელექტროენერგიის საშუალო-შეწონილი ტარიფი, ლარი/მგვტსთ;

C_i – i -ურ სადგურზე გამომუშავებული ელექტროენერგიის ტარიფი, ლარი/მგვტსთ;

$C_{0, \text{გად.}}$ – ელექტროენერგიის გადაცემის ტარიფი, საანგარიშო პერიოდის

ბაზისურ წელს, ლარი/მგვტსთ;

$A_{i, \text{ხაზ.}}$ – შესაკრები, რომელიც ითვალისწინებს ახლადასაშენებელი i -ური ელექტროსადგურიდან ამ სადგურის P_i სიმძლავრის ელექტროსისტემაში შემოტანითვის ახლადაგებული i -ური ელექტროგადაცემის ხაზის წლიურ საექსპლუატაციო ხარჯებს, დაყვანილი წლის ერთ საათზე და გადასაცემი სიმძლავრის ერთ მგვტ-ზე.

აღნიშნული მოდელის საშუალებით საქართველოს 500/220 კვ ძაბვის გადაცემის ქსელის საფუძველზე განხილული იქნა ქვეყნის პერსპექტიული ჰიდროსადგურების აგების საკითხი ენერგეტიკული რეგიონების ჭრილში და მივიღეთ, რომ 2019 წლისთვის 717 მგვტ მოსალოდნელი დეფიციტის დასაფარავად ოპტიმალურია ახალი ელექტროსადგურები აგებული იქნეს 220 კვ ძაბვის კვანძების შემდეგ რეგიონებში: ახალციხე $P_{15}=179,84$; დიდუბე $P_{36}=162,33$; ბათუმი $P_{30}=94,06$; ნამოხვანი $P_{22}=85,85$; 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. მხოლოდ 500/220 კვ ძაბვის ელექტროგადაცემის ქსელის კონფიგურაციიდან გამომდინარე ჰესების აგება არაოპტიმალურია სვანეთის, ნაწილობრივ რაჭისა და მცხეთა-თიანეთის რეგიონებში.

დასმული ამოცანის ამოხსნისას, ქვეყნის ცალკეული რეგიონების ჰიდრორესურსის შეზღუდულობისა და 110 კვ ძაბვის გადაცემის ქსელის გათვალისწინებით, სადაც აგებული იქნება ახალი ჰესები, ქვეყნის მასშტაბით პერსპექტიული ჰიდროსადგურების აგების ადგილისა და დადგმული სიმძლავრის ოპტიმიზაციის ამოცანა კიდევ უფრო დაკონკრეტდა და მივიღეთ, რომ ოპტიმალურია აღმოსავლეთ საქართველოში აგებული იქნეს 153 მგვტ ჯამური დადგმული სიმძლავრის ჰესები (აბული - 22 , არაკალი - 11, დილომი - 24,17, სტორი - 4,77, ქარელი - 17,68, ქვიშხეთი - 13 45, ფონიჭალა - 39,04, ბარისახო - 1,86 და რუსთავი- 18,87), ხოლო დასავლეთ საქართველოში კი აგებული იქნეს 564 მგვტ ჯამური დადგმული სიმძლავრის ჰესები, მათ შორის: ნენსკრა - 266, ნამოხვანი - 118,65, სადმელი - 93,6, შუახევი - 53,51, კორომხეთი - 8,33, კირნათი - 5,85, ნატანები - 12,97 და მაგანა - 4,25 მგვტ.

პრაქტიკული ღირებულება. მიღებული მათემატიკური მოდელის მიხედვით განხილული სხვადასხვა სახის რიცხვითი მაგალითების

ამოხსნის შედეგების ანალიზი მკაფიოდ ადასტურებს მოდელის ადეკვატურობას. ამ მოდელის მიხედვით შესაძლებელია ქვეყნის ელექტროენერგეტიკული სისტემის ეტაპობრივი ოპტიმალური განვითარების სრული სურათის გამოკვეთა.

ყველა საანგარიშო გამოსახულებები, სხვადასხვა სახის საწყისი ინფორმაციის პირობების გათვალისწინებით, ჩაწერილია პრაქტიკაში ადვილად გამოყენებად სახეში. მათემატიკური მოდელის წრფივობა მნიშვნელოვნად აადვილებს პროგრამირების პროცედურას.

შედეგების გამოყენების სფეროს წარმოადგენს ელექტროენერგეტიკული სისტემა, სადაც იაფი ელექტროენერჯის პრიორიტეტულ წყაროდ განიხილება ჰიდროენერგორესურსი.

დისერტაციის სტრუქტურა და მოცულობა. დისერტაცია შედგება შესავლისაგან, ოთხი თავისაგან, დასკვნისაგან და გამოყენებული ლიტერატურის ჩამონათვალისაგან. დისერტაცია წარმოდგენილია 142 გვერდზე.

სამუშაოს აპრობაცია. სადისერტაციო თემის მთელი რიგი საკითხები მოხსენებული იქნა: აკაკი წერეთლის სახელმწიფო უნივერსიტეტის საერთაშორისო სამეცნიერო კონფერენციაზე „მდგრადი ენერგეტიკა: გამოწვევები და განვითარების პერსპექტივები“, 18 ივნისი, 2015 წ, საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტის სტუდენტთა 84-ე ღია საერთაშორისო სამეცნიერო კონფერენცია, ივნისი 2016 წელი და ენერგეტიკისა და ტელეკომუნიკაციის ფაკულტეტის სადისერტაციო საბჭოს დარგობრივი კოლეგიის სხდომებზე 2015-2017 წწ.

დისერტაციის ძირითადი შედეგები თავების მიხედვით და ზოგადი დასკვნები

შესავალში ხაზგასმულია, რომ ენერგეტიკული სისტემა, როგორც დიდი ხელოვნური სისტემა, ხასიათდება მთელი რიგი თავისებურებებით, მათ შორის მრავალკრიტერიალობითა და განვითარების მრავალვარიანტობით. ასეთი სახის საწარმო-ეკონომიკური სისტემების შესწავლა-მართვა და დასმულ ამოცანათა ამოხსნა შესაძლებელია მხოლოდ სისტემური მიდგომის საფუძველზე. 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 და მესამე - ენერგეტიკის გავლენას გარემომცველ გარემოზე.

პირველ თავში 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 კავშირების მიხედვით გაანალიზებულია 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 სკითხები და ამ ამოცანათა ამოხსნის ლაგრანჟის

განუსაზღვრელ მამრავლთა მეთოდი. ჩამოყლიბებულია საძიებელ ცვლადთა შეზღუდვის უტოლობების გათვალისწინების ხერხი.

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. ერთ-ერთ ასეთ ფუნქციუნალურად განსხვავებულ დარგობრივ 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 I დონეზეა 220-500-750 კვ მაღალი ძაბვის სისტემაწარმომქმნელი გადაცემის

ქსელი. II დონედ განიხილება 110-35 კვ ძაბვის რეგიონული მანაწილებელი ქსელები. III დონეზეა 6-10 კვ ძაბვის ადგილობრივი მანაწილებელი ქსელები და IV დონეზეა 0,38 კვ ძაბვის კომუნალური ქსელები.

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 მარტო 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.

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.

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 მომხმარებლებათვის ელექტრომომარაგების საიმედოობის საკმარის დონეს. ამ სისტემის გადაცემის ქსელის მოწყობის მექანიკური სიმტკიცის მოთხოვნების (ტექნოლოგიური უსაფრთხოება) მიხედვით შერჩეული სადენთა 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 სადენტა 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 (220-500-750 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.

მეორე თავში 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.

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

სისტემის მაგენერირებელ სიმძლავრეთა სტრუქტურის ოპტიმიზაციის წრფივ მოდელში [АрзамасцевД. А., ЛипесА. В., Мызина. Л. Моделиоптимизацииразвитияэнергосистем, - М., “Высшаяшкола“, 1987, - 272 с.] საწყის მონაცემთა მთელი სპექტრი დაყოფილია ორ ჯგუფად - ტექნიკური და ეკონომიკური.

მონაცემთა ტექნიკურ ჯგუფს მიეკუთვნება დატვირთვის კვანძების ძირითადი მახასიათებელი მონაცემები, ხოლო მონაცემთა ეკონომიკურ ჯგუფს მიეკუთვნება კაპიტალური და საექსპლუატაციო ხარჯები, ენერგორესურსისა და ელექტროენერგიის ტრანსპორტირების ხარჯები და სხვ.

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

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

$$Z = Z_{\text{სადგ.}} + Z_{\text{სათბ.}} + Z_{\text{ხაზ.}}$$

სადაც: $Z_{\text{სადგ.}}$ -ელექტროსადგურების მშენებლობისა და ექსპლუატაციის დაყვანილი ხარჯები;

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

$Z_{\text{ხაზ.}}$ -ელექტროგადაცემის ხაზების მშენებლობისა და ექსპლუატაციის დაყვანილი ხარჯები;

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.

მოდელის გამარტივების მიზნით სარგებლობენ შეფასებითი მოდელებით (იმიტაციური მოდელი). შესაბამისად, მოდელის ცალკეული ბლოკი $Z_{\text{სადგ.}}$, $Z_{\text{სათბ.}}$ და $Z_{\text{ხაზ.}}$ განიხილება ურთიერთ დამოუკიდებლად, რაც სისტემური მიდგომის პრინციპის დარღვევას იწვევს, მისგან გამომდინარე ცდომილებათა ხარისხის ზრდით.

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.): პირველი, სათბობის ობიექტის სათბობის ტრანსპორტირება და ელექტროენერჯის მოხმარების ეკვანძის მახლობლად *j*თბოელექტროსადგურის აგება; მეორე, სათბობის ობიექტის რეგიონში *j*თბოელექტროსადგურის აგება და ამ სადგურიდან ელექტროენერჯის ტრანსპორტირება მოხმარების ეკვანძამდე. 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.

მოდელის ბლოკებად დაყოფა საშუალებას გვაძლევს უფრო დეტალურად შევაფასოთ სათბობის ობიექტის 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.

მთელ რიგ სამეცნიერო-ტექნიკურ ლიტერატურაში 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.

(SCADA - System Control and Data Acquisition)-ში 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. ამ მოდელში არ განიხილება ენერგოსისტემის განვითარების საკითხები და, მსგავსად სხვა მოქმედი მოდელებისა, განიხილავს არსებულ ქსელში გენერაციისა და გადაცემის ოპტიმიზაციის (GTMax) ამოცანას.

მესამე თავი მთლიანად მიეძღვნა ენერგოსისტემაში ახალი ჰესების ოპტიმალური გაადგილებისა და მათი ოპტიმალური დადგმული სიმძლავრის დადგენის საკითხებს. ამავე თავში ჩატარებულია სხვადასხვა საწყისი პარამეტრების გავლენის ანალიზი ახლადსაშენებელი სადგურის ოპტიმალური დატვირთვისა და ოპტიმალური ტარიფის სიდიდეზე.

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 ჯამური წლიური ხარჯები, დაყვანილი წლის ერთ საათზე, ახალი ჰესებისა და ახალი ელექტროგადამცემის ხაზების საექსპლუატაციო ხარჯების გათვალისწინებით, შეიძლება გამოვთვალოთ შემდეგი სახის გამოსახულებით (მიზნის ფუნქცია)

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

სადაც: $i=0 \div m+y$ – ქსელის კვანძების ნომერი. მათ შორის:

0 - მაბალანსებელი სადგურის ნომერი;

$1 \div m$ - მოქმედი და პერსპექტიული ელექტროსადგურის ნომერი ($1 \div n$ - მოქმედი ელექტროსადგურები, $n+1 \div m$ - პერსპექტიული ელექტროსადგურები;

$m+1 \div m+y$ - დატვირთვის (მომხმარებლების კვანძების) ნომერი;

P_i – მოცემულ კვანძში სადგურის სიმძლავრე (სადიებელი/არსებული) ან მომხმარებლის დატვირთვა დღეღამის მოცემულ საათზე;

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

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

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

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

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

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

$C_{\text{აგად.}}$ – ელექტროენერგიის გადაცემისტარიფი, საანგარიშო პერიოდის ბაზისურ წელს, ლარი/მგვტსთ;

$K_{i,\text{ხაზ}}$ - შესაკრები, რომელიც ითვალისწინებს ახლადასაშენებელი i -ური ელექტროსადგურიდან ამ სადგურის $P_{\text{სიმძლავრის}}$ ელექტროსისტემაშიშემოტანითვის ახლადაგებული i -ური ელექტროგადაცემის ხაზის წლიურსაექსპლუატაციო ხარჯებს, დაყვანილს წლის ერთ საათზე და გადასაცემი სიმძლავრის ერთ მგვტ-ზე

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

აქ: $\alpha_{\text{ხაზ,ექსპ.}}$ – ელექტროგადაცემის ხაზის წლიური საექსპლუატაციო დანარიცხები ამორტიზაციაზე, რემონტსა და მომსახურებაზე, ფ.ე.;

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

$$K_{0,i,\text{ხაზ}} = a + bF = a + b \cdot \frac{P_i \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{i,6} \cdot \delta_{\text{გ3}}}, \text{ ლარი/კმ};$$

a - ხაზის მშენებლობის ხვედრითი ღირებულების მუდმივი შემდგენი;

b - მზა სადენის ღირებულება, ლარი/კმ.მმ²;

μ - კოეფიციენტი, რომელიც ითვალისწინებს ახლადასაშენებელი ელექტროგადაცემის ხაზის ჯაჭვთა რიცხვს:

ა) როცა ახლადაშენებული სადგური ელექტროსისტემაში შემოდის ერთჯაჭვა ხაზით, მაშინ $\mu=1$;

ბ) როცა ახლადამენებული სადგური ელექტროსისტემაში შემოდის ორჯაჭვახაზით, მაშინ $\mu=1,5$;

გ) როცა ახლადამენებული სადგური ელექტროსისტემაში შემოდის არსებული ქსელის შტოების პარალელური შტოს (ხაზის) აგების გზით, მაშინ $\mu=0,5$.

დ) როცა ახლადამენებული სადგური ელექტროსისტემაში შემოდის არსებული ქსელით, მაშინ $\mu=0$.

შესაბამისად, მიზნის ფუნქცია

$$N = \sum_{i=0}^{m+y} (C_i + C_{0,გად.}) \cdot P_i + \left(\frac{1}{T_{06გ.} + \beta_{06გ.} + \alpha_{ბაზ.კქს.}} \right) \cdot \left(a + b \cdot \frac{P_i \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{i,ბ.} \cdot \delta_{კდ} \cdot 8760} \right) \cdot \mu \Rightarrow \min.$$

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

ჩვენს შემთხვევაში შეზღუდვის განტოლების სახით განიხილება ელექტროსისტემაში სიმძლავრის ბალანსის განტოლება

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

აქ: $P_{ბისტ.}$ – ელექტროსისტემის ჯამური დატვირთვა, მგვტ;

ΔP – სიმძლავრის ჯამური დანაკარგები გადაცემის ქსელში, მგვტ.

შეზღუდვის უტოლობათა სახით განიხილება:

- ელექტროსადგურების დასაშვები დატვირთვები

$$P_{i,ბინ} \leq P_i \leq P_{i,მაქს}$$

- ელექტროგადაცემის ხაზის დასაშვები დატვირთვები

$$P_i \leq P_{i,დასაშვ.}$$

ოპტიმიზაციის ამოცანათა ამოხსნისათვის ლაგრანჟის მეთოდით

სარგებლობისას ვღებულობთ შემდეგი სახის ზოგად განტოლებას

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

სადაც: R_{ji} – j და i კვანძების ურთიერთ წინაღობა.

$$A_{i, \text{ბაზ.}} = \left(\frac{1}{T_{\text{ონგ.}}} + \beta_{\text{ონგ.}} + \alpha_{\text{ბაზ. ექს.}} \right) \cdot \frac{1000 \cdot b \cdot \mu \cdot \ell}{\sqrt{3} \cdot 8760 \cdot U_{i, \text{ბ.}} \cdot \delta_{\text{კ.}}} - \text{წლის ერთ საათზე}$$

და დატვირთვის ერთ მგვტ სიმძლავრეზე დაყვანილი ხაზის საექსპლუატაციო ხარჯები.

განტოლებათა სისტემა ჩაიწერება ყველა ელექტროსადგურის მიმართ და, ამასთან P_j აიღება „+“ ნიშნით გენერაციის კვანძის შემთხვევაში და „-“ ნიშნით დატვირთვის კვანძის შემთხვევაში. განტოლებათა ეს სისტემა P_i საძიებელი ცვლადების მიმართ წარმოადგენს წრფივ განტოლებათა სისტემას და, აქედან გამომდინარე, ენერგოსისტემაში ახალი ელექტროსადგურების ოპტიმალური გაადგილებისა და დადგმული ოპტიმალური სიმძლავრის დადგენის ამ ნაშრომში მიღებული მათემატიკური მოდელი წრფივია.

განტოლებათა სისტემის ზოგადი i -ური განტოლებიდან განვსაზღვროთ C_i

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

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

გამოსახულებიდან განვსაზღვროთ ახლადასაშენებელი ელექტროსადგურის ოპტიმალური დატვირთვა (იგულისხმება, რომ ცნობილია C_i ტარიფი)

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

ამ გამოსახულების დიდი ფრჩხილების პირველი შესაკრები გვიჩვენებს სადგურის ოპტიმალური დატვირთვის იმ ნაწილს, რომელიც დამოკიდებულია ამ სადგურის მიერ გამომუშავებული

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 -ური სადგურის ოპტიმალური P_i დატვირთვა ამ სადგურის ქსელთან მიერთების კვანძის საკუთარი R_{ij} წინაღობის უკუპროპორციულია. ეს მიუთითებს მას, რომ სადგურის ოპტიმალური დატვირთვა მით ნაკლებია, რაც ელექტრულად უფრო შორსაა იგი დატვირთვის კვანძებიდან;
- i -ური სადგურის ოპტიმალური P_i დატვირთვის სიდიდე დამოკიდებულია $P_j R_{ij}$ წევრებზე. კერძოდ, როცა j დატვირთვის კვანძია, მაშინ P_i იზრდება $P_j R_{ij}$ წევრის ზრდისას (P_j -ის რიცხვითი მნიშვნელობა დატვირთვის კვანძის შემთხვევაში უარყოფითია), ხოლო როცა j გენერაციის კვანძია, მაშინ P_i მცირდება $P_j R_{ij}$ წევრის ზრდისას (P_j -ის რიცხვითი მნიშვნელობა გენერაციის კვანძის შემთხვევაში დადებითია). 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;
- i -ური სადგურის ოპტიმალური P_i დატვირთვა მით მცირეა, რაც დიდია მის მიერ გამოიმუშავებული ელექტროენერჯის C_i ტარიფი;
- სადგურების მიერ გამოიმუშავებული ელექტროენერჯიებს შორის ტარიფთა სხვაობა მნიშვნელოვნად მოქმედებს მათ ოპტიმალურ დატვირთვათა სიდიდეზე, განსაკუთრებით გადაცემის ქსელის ამაღლებული ნომინალური ძაბვის შემთხვევაში.

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 გამომდინარეობს ნაშრომში მიღებული საანგარიშო გამოსახულებათა ზოგადი ანალიზიდან.

მეოთხე თავში გაანალიზებულია საქართველოს ენერგოსისტემის არსებული რეჟიმები. ქვეყნის შიგა მოხმარებისა და სამხრეთის მიმართულებით (თურქეთი, სომხეთი) ექსპორტის ზრდის პირობებში, ნაშრომში დამუშავებული ენერგეტიკის განვითარების წრფივი მოდელის გამოყენებით, დადგენილია ქვეყნის ჰიდრორესურსის ათვისების პრიორიტეტული თანამიმდევრობა.

ნაშრომში მიღებული მოდელის საშუალებით საქართველოს 500/220 კვ ძაბვის გადაცემის ქსელის საფუძველზე განხილულია ქვეყნის პერსპექტიული ჰიდროსადგურების აგების საკითხი ენერგეტიკული რეგიონების ჭრილში და მივიღეთ, რომ 2019 წლისთვის 717 მგვტ მოსალოდნელი დეფიციტის დასაფარავად ოპტიმალურია ახალი ელექტროსადგურები აგებული იქნეს 220 კვ ძაბვის ქსელის შემდეგ რეგიონებში (კვანძებში): ახალციხე $P_{15}=179,84$; დიდუბე $P_{36}=162,33$; ბათუმი $P_{30}=94,06$; ნამოხვანი $P_{22}=85,85$; 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. მხოლოდ 500/220 კვ ძაბვის ელექტროგადაცემის ქსელის კონფიგურაციიდან გამომდინარე ჰესების აგება არაოპტიმალურია სვანეთის, ნაწილობრივ რაჭისა და მცხეთა-თიანეთის რეგიონებში.

დასმული ამოცანის ამოხსნისას, ქვეყნის ცალკეული რეგიონების ჰიდრორესურსის შეზღუდულობისა და 110 კვ ძაბვის გადაცემის

ქსელის (ახლადსაშენებელი ჰესების რეალური ადგილების) გათვალისწინებით, ქვეყნის მასშტაბით პერსპექტიული ჰიდროსადგურების აგების ადგილისა და დადგმული სიმძლავრის ოპტიმიზაციის ამოცანა კიდევ უფრო დაკონკრეტდა და მივიღეთ, რომ ოპტიმალურია აღმოსავლეთ საქართველოში აგებული იქნეს 153 მგვტ ჯამური დადგმული სიმძლავრის ჰესები (აბული - 22, არაკალი - 11, დილომი -24,17, სტორი -4,77, ქარელი - 17,68, ქვიშხეთი - 13,45, ფონიჭალა - 39,01, ბარისახო - 1,86 და რუსთავი -18,87 მგვტ), ხოლო დასავლეთ საქართველოში კი აგებული იქნეს 564 მგვტ ჯამური დადგმული სიმძლავრის ჰესები, მათ შორის: ნენსკრა - 266, ნამოხვანი - 118,65, სადმელი - 93,6, შუახევი - 53,51, კორომხეთი - 8,33, კირნათი - 5,85, ნატანები -12,97 და მაგანა - 4,25 მგვტ.

შეზღუდვის უტოლობათა 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 ელექტროენერგიის იმპორტი იმავე ტარიფით, რაც სისტემის საშუალოშეწონილი ტარიფი. მიღებული შედეგები ნაჩვენებია ქვემოთ ცხრილში (ცხრ.1).

ამ ცხრილიდან ჩანს, რომ თუ ელექტროენერგიაზე გაზრდილი მოთხოვნის ნაწილის დაფარვას განვახორციელებთ იმავე ტარიფის იმპორტირებული ელექტროენერგიით, მაშინ ოპტიმალურია ქვეყნის შიგა რესურსი ათვისებული იქნეს 498 მგვტ-მდე. მათ შორის, აღმოსავლეთ საქართველოში 84,4 მგვტ სიმძლავრის ჰესები, დასავლეთ საქართველოში კი 380,6 მგვტ. სიმძლავრის დეფიციტის დანარჩენი ნაწილი დაიფარება აზერბაიჯანის სისტემიდან სიმძლავრის იმპორტის გზით 219 მგვტ. იმ შემთხვევაში, თუ იმპორტირებული ელექტროენერგიის ტარიფი დაახლოებით 0,5 თეთრი/კვტსთ-ით მეტი იქნება, მაშინ როგორც გამოთვლებმა აჩვენა

უფრო ოპტიმალურია უარი ვთქვათ იმპორტზე და ქვეყანაში აგებული იქნეს უფრო მეტი დადგმული სიმძლავრის ჰესები.

ცხრ.1.

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	ხოზი	0	0
65	მაგანა	4,25	1,46
3	იმპორტი აზერ.	-	219,17
48	ბარისახო	1,86	0
51	თერგი	0	0
68	დოღრა	0	0
70	დაჩი	0	0
77	რუსთავი	18,87	0
0	ნემსკრა (მაბალ)	266	193
	აბული+არაკალი	33	33

ერთი მხრივ, ახალციხისა და მარნეულის რეგიონებში ჰიდრორესურსის შეზღუდულობამ გამოიწვია ამ რეგიონებში ახლადდასაშენებელი სადგურების სიმძლავრის მკვეთრი შემცირება და მეორე მხრივ, თითქმის ახლადდასაშენებელი ჰესების 110 კვ ძაბვის ქსელში გატანამ (მათი აგების რეალური ადგილი) გამოიწვია სამომხმარებლო კვანძებიდან ამ ჰესების ელექტრული დაშორების გაზრდა. შედეგად, შემცირდა მათი ოპტიმალური დადგმული სიმძლავრის სიდიდე და ოპტიმალური გახდა სვანეთის რეგიონში ნენსკრაჰესისა და მაგანაჰესის აგება.

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

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

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

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

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

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

6. დადგენილია, რომ i -ურისადგურის ოპტიმალური P_i დატვირთვა ამ სადგურის ქსელთან მიერთების კვანძის საკუთარი R_{ii} წინააღობის 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. როცა ახლადსაგები ელექტროსადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტროენერგიის 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;

10. 2019 წლისათვის ელექტროენერგიაზე გაზრდილი მოთხოვნის (717 მგვტ დეფიციტი) დაფარვა უნდა განხორციელდეს ქვეყნის შიგარესურსის 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.
11. თუ ელექტროენერგიაზე გაზრდილი მოთხოვნის ნაწილის დაფარვას განვახორციელებთ იმავე ტარიფის იმპორტირებული ელექტროენერგიით, მაშინ 2019 წლისათვის წარმოქმნილი 717 მგვტ დეფიციტის დასაფარავად ოპტიმალურია ქვეყნის შიგარესურსი ათვისებული უნდა იქნეს 498 მგვტ-მდე. მათ შორის, აღმოსავლეთ საქართველოში 84 მგვტ სიმძლავრის ჰესები, დასავლეთ საქართველოში კი 414 მგვტ. სიმძლავრის დეფიციტის დანარჩენი ნაწილი დაიფარება აზერბაიჯანის სისტემიდან სიმძლავრის იმპორტის გზით 219 მგვტ.
12. იმ შემთხვევაში, თუ იმპორტირებული ელექტროენერგიის ტარიფი დაახლოებით 1,0 თეთრი/კვტსთ-ით მეტი იქნება, მაშინ როგორც გამოთვლებმა აჩვენა უფრო ოპტიმალურია უარი ვთქვათ იმპორტზე და აგებული იქნეს უფრო მეტი ჯამური სიმძლავრის ჰესები.
13. ნაშრომში განხილული ცალკეული მაგალითები თავისი შედეგებით ადასტურებს სისტემის ოპტიმალური განვითარების ამ ნაშრომში წარმოდგენილი წრფივი მოდელის ადეკვატურობას.

სადისერტაციო თემაზე გამოქვეყნებული ნაშრომები:

1. მახარაძე გ., სამსონია ნ., მახარაძე ი. ჰიდროენერგოსისტემის ოპტიმალური განვითარების წრფივი მოდელი. USAID, საერთაშორისო სამეცნიერო კონფერენცია „მდგრადი ენერჯეტიკა: გამოწვევები და განვითარების პერსპექტივები“, ქუთაისი, 2015 წ., გვ. 22-26;
2. მახარაძე ი., სამსონია ნ. ქვეყნის ტერიტორიაზე ახალი ჰესების ოპტიმალური გაადგილების შესახებ, საქართველოს საინჟინრო აკადემია, თბ., „ბიზნეს-ინჟინერინგი“, №2,2015, გვ. 77-79;
3. მახარაძე ი. საწყისი პარამეტრების გავლენა ელექტროსადგურის ოპტიმალური დატვირთვის სიდიდეზე, თბ., „ენერჯია“, №4(76), 2015, გვ. 22-27;
4. მახარაძე გ. მახარაძე ი. საქართველოს ჰიდროენერჯეტიკის ოპტიმალური განვითარების საკითხები, თბ., „ენერჯია“, №1(81), 2017, გვ. 35-39

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.