

საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი

ხელნაწერის უფლებით

თენგიზ მაღრაძე

ელექტროენერგეტიკული სისტემების ფუნქციონირების  
ოპტიმალური რეჟიმების მათემატიკური მოდელირება და  
ენერგობიექტებზე რემონტების ოპტიმალური დაგეგმვა

დოქტორის აკადემიური ხარისხის მოსაპოვებლად  
წარდგენილი დისერტაციის

ავტორეფერატი

თბილისი

2013 წელი

სამუშაო შესრულებულია საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტის ენერგეტიკისა და ტელეკომუნიკაციის ფაკულტეტის ელექტროენერგეტიკის, ელექტრონიკისა და ელექტრომექანიკის დეპარტამენტში

სამეცნიერო ხელმძღვანელი: სრული პროფესორი დავით ჯაფარიძე

რეცენზენტები: სრული პროფესორი დემი ლაოშვილი  
სრული პროფესორი თამაზ ოზგაძე

დაცვა შედგება 2013 წლის 26 ივლისს, 15<sup>00</sup> საათზე საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტის ენერგეტიკისა და ტელეკომუნიკაციის ფაკულტეტის სადისერტაციო საბჭოს კოლეგიის სხდომაზე, კორპუსი VIII, აუდიტორია 123.  
მისამართი: 0175, თბილისი, კოსტავას 77.

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

სადისერტაციო საბჭოს მდივანი

სრული პროფესორი

გ. ხელაძე

## *ნაშრომის ზოგადი დახასიათება*

**შესავალი.** შესავალ ნაწილში აღწერილია დისერტაციაში დასმული პრობლემის აქტუალობა, მეცნიერული სიახლე, მიზანი და პრაქტიკული მნიშვნელობა. განხილულია დასმული პრობლემის გადაწყვეტის არსებული მეთოდების განვითარების დონე და მათი ნაკლოვანებები. სადისერტაციო ნაშრომში: “ელექტროენერგეტიკული სისტემების ფუნქციონირების ოპტიმალური რეჟიმების მათემატიკური მოდელირება და ენერგობიძებზე რემონტების ოპტიმალური დაგეგმვა” გადაჭრილია ელექტროენერგეტიკის ელექტროენერჯის მოკლევადიანი მოხმარების პროგნოზირების, აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური დაგეგმვის, პრევენციული რემონტების ოპტიმალური დაგეგმვის და მთლიანობაში ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის რეჟიმების ოპტიმიზაციის ამოცანები.

**სამუშაოს აქტუალობა, მიზანი და კვლევის სიახლე.** ელექტროენერგეტიკული სისტემების მართვაში მუშაობის რეჟიმების დაგეგმვა დროის ოპერატიულ ინტერვალებში (კვირიდან დღე-ღამურამდე) წარმოადგენს ელექტროენერჯის და სიმძლავრის ბალანსების ფორმირების და მათი შემდგომი აღსრულების ჯაჭვში მნიშვნელოვან და განუყოფელ რგოლს. დაგეგმვის ხარისხზე არის დამოკიდებული ელექტროენერგეტიკული სისტემების მუშაობის ტექნიკურ-ეკონომიკური მაჩვენებლები, მათ შორის მომხმარებლების ელექტროენერჯის მომარაგების საიმედოობა, ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის და მთლიანად ელექტროენერჯის ბაზრის ფუნქციონირებაში მაქსიმალური ეკონომიკური ეფექტიანობის მიღწევა.

უკანასკნელ პერიოდში მსოფლიოს თითქმის ყველა ქვეყანაში ელექტროენერგეტიკული დარგი დაექვემდებარა არსებით გარდაქმნებს. ჩამოყალიბდა ელექტროენერჯის შეფასების ახალი კონკურენტული

მოდელები, ყოველივე აღნიშნული არ შეიძლება არ შეხებოდეს ენერგეტიკული სისტემის მუშაობის რეჟიმების ყოველ-კვირეულ ან დღე-ღამურ დაგეგმვის ტექნოლოგიას. ელექტროენერგეტიკულ სისტემებში შემავალი მაგენერირებელი მოწყობილობების მუშაობის ტექნიკურ-ეკონომიკურ მაჩვენებლების გაუმჯობესებასთან ერთად ხდება სახელშეკრულებო ვალდებულებების და ელექტროენერჯის ბაზრის თითოეული მონაწილის ეკონომიკური ინტერესების გათვალისწინება, რაც განაპირობებს ელექტროენერგეტიკული სისტემების მუშაობის (დღე-ღამურ-საათობრივი) დაგეგმვის ტექნოლოგიის სერიოზულ ცვლილებებს, რაც თავისთავად იწვევს მიზნის ფუნქციის აუცილებელ გადახედვას, მუშაობის რეჟიმების დაგეგმვაში ახალი მეთოდების დანერგვის და მათი გადაწყვეტისადმი ახალი მიდგომების აუცილებლობას. დღევანდელ პირობებში წინა პლანზე იწვევს ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის რეჟიმებზე მოქმედი ყველა შესაძლო ფაქტორის გათვალისწინებით ელექტროენერგეტიკული სისტემების მუშაობის რეჟიმების დაგეგმვის და ოპტიმიზაციის ახალი კრიტერიუმების დადგენა.

ელექტროენერგეტიკული სისტემების მუშაობის რეჟიმების დაგეგმვის მიმართულებით ჩატარებული კვლევების ანალიზმა გვიჩვენა, რომ ელექტროენერგეტიკული დარგის უწყვეტი და ეკონომიკურად ეფექტიანი მუშაობის უზრუნველსაყოფად ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის რეჟიმების დაგეგმვის და ახალი ელექტროენერჯის ბაზრების ფუნქციონირების პირობებში ოპტიმიზაციის ამოცანების გადაწყვეტის სამეცნიერო-ტექნიკური პრობლემები არასაკმარისი მოცულობით არის დამუშავებული. რეჟიმების ოპტიმიზაციის კრიტერიუმები არ ატარებენ კომპლექსურ ხასიათს, არ ითვალისწინებენ რეჟიმებზე მოქმედ ფაქტორთა ფართო წრეს და რეჟიმული პროცესების მიმდინარეობის განუსაზღვრელობის პრობლემას. აღნიშნულიდან

გამომდინარე, განსაკუთრებულ აქტუალობას იძენს თანამედროვე მათემატიკური მეთოდების, ნეირონული ქსელების, არამკაფიო ლოგიკის და არაწრფივი პროგრამირების გამოყენებით განუსაზღვრელობის პირობებში ელექტრონერგეტიკული სისტემების მუშაობის რეჟიმების ოპტიმიზაციის პრობლემის გადაწყვეტა მრავალფაქტორიანი კრიტერიუმის საფუძველზე.

მოცემული სამუშაოს შესრულების აქტუალობა მნიშვნელოვანწილად იმითაც არის განპირობებული, რომ პრობლემის შეთავაზებული სახით გადაჭრა, საშუალებას აძლევს ელექტრონერგეტიკული სისტემის სადისპეტჩერო და ეკონომიკური მართვის სტრუქტურებს მაღალი საიმედოობით და ეფექტიანად წარმართონ თავიანთი პროფესიული საქმიანობა.

წარმოდგენილი სამუშაოს შესასრულებლად გამოყენებულია სამეცნიერო კვლევის თანამედროვე მეთოდები თვისობრივად ახლებურადაა გადაწყვეტილი ყველა დასმული ამოცანა. კვლევის ერთ-ერთი მნიშვნელოვან სიახლეს წარმოადგენს ის ფაქტი, რომ ელექტრონერგეტიკული სისტემის რეჟიმების დაგეგმვა გათვალისწინებულია ბიზნესის-ინჟინერინგის პრინციპების საფუძველზე, მართვის პროცესების ოპტიმიზაციის გზით. საკითხისადმი ასეთი მიდგომით გადაწყვეტილია ელექტრონერგის მოხმარების მოკლევადიანი (დღე-ღამე, საათი) პროგნოზირების ამოცანა მაღლი სიზუსტის უზრუნველსაყოფად მრავალფაქტორიანი კრიტერიუმის საფუძველზე ნეირონული ქსელების მეთოდის მეშვეობით განხორციელებულია ელექტრონერგის მოხმარების მოკლევადიანი პროგნოზი. შესრულებულია ელექტრონერგეტიკული სისტემის აქტიური სიმძლავრის ოპტიმალური ოპერატიული რეჟერვის დაგეგმვა. ვინაიდან ოპერატიული რეჟერვის სიდიდეების ცვალებადობა ატარებს განუსაზღვრელობის ხასიათს,

არამკაფიო ლოგიკის მეთოდის მეშვეობით მრავალფაქტორიანი კრიტერიუმით გადაჭრილია აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური დაგეგმვის ამოცანა.

ზემოთ ჩამოთვლილი პრობლემების წინსწრებულად გადაწყვეტა განპირობებულია იმით, რომ მოცემული სამუშაოს თანამედროვე მოთხოვნების დონეზე შესრულება შეუძლებელია ელექტროენერჯის მოხმარების ზუსტი მოკლევადიანი პროგნოზის, სისტემაში აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის და პრევენციული რემონტების ოპტიმალური დაგეგმვის გარეშე.

სადისერტაციო ნაშრომით გათვალისწინებულ კვლევების მთავარი სიახლე მდგომარობს იმაში, რომ განუსაზღვრელობის პირობებში ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის რეჟიმების ოპტიმიზაციის განსახორციელებლად შერჩეულია ოპტიმალურობის, მრავალფაქტორიანი კომპლექსური ხასიათის მატარებელი კრიტერიუმები.

მთლიანობაში სისტემის მუშაობის რეჟიმების ოპტიმიზაციის პრობლემა გადაწყვეტილია ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი პროგნოზური პარამეტრების, აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური სიდიდეების, ენერგობიექტებზე პრევენციული რემონტების ჩატარების ოპტიმალურად დაგეგმილი გრაფიკის დაცვით, სასადგურე და სისტემაში არსებული სხვა ტექნიკური შეზღუდვებით.

ჩამოთვლილი კრიტერიუმების და შეზღუდვების გათვალისწინების საფუძველზე ნეირონული ქსელების, არამკაფიო ლოგიკის და არაწრფივი პროგრამირების ჰიბრიდული მოდელის გამოყენებით შემუშავებულია განუსაზღვრელობის პირობებში ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის რეჟიმების ოპტიმალური დაგეგმვის მრავალფაქტორიანი ეკონომიკურ-მათემატიკური მოდელი და შესაბამისი ალგორითმი.

მიღებული კვლევის შედეგები აპრობირებულია ელექტროენერგეტიკულ სისტემაზე.

*კვლევის ობიექტი და სტრატეგია.* კვლევის ობიექტად შერჩეულია ელექტროენერგეტიკული სისტემა. მეცნიერული კვლევის საფუძველზე მისი მუშაობის რეჟიმების ოპტიმალური დაგეგმვის პრობლემის გადაწყვეტა.

*კვლევის მეთოდოლოგია.* დასმული ამოცანების გადასაჭრელად გამოყენებულია პროცესების მოდელირების თანამედროვე ეკონომიკურ-მათემატიკური მეთოდები და გამოთვლითი ტექნიკის საშუალებები. ნაშრომის მიხედვით დაგეგმილი ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი (საათი, დღე-ღამე) პროგნოზირების ამოცანის გადასაჭრელად ნეირონული ქსელების გამოყენება იმით არის განპირობებული, რომ ეს მეთოდი საშუალებას იძლევა გათვალისწინებული იყოს ელექტროენერჯის მოხმარებაზე მოქმედი ყველა შესაძლო როგორც ტექნიკური, ისე ეკოლოგიური და ეკონომიკური ფაქტორები, რაც მთვარია შესაძლებელია მაღალი სიზუსტით განხორციელდეს ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი პროგნოზირება. ვინაიდან სისტემაში აქტიური სიმძლავრის ოპერატიულ რეზერვზე მოთხოვნა ატარებს განუსაზღვრელობის ხასიათს. ეს პრობლემა გადაჭრილია არამკაფიო ლოგიკის მეთოდით. კვლევის მეთოდიკის შესაბამისად ენერგოსისტემის ობიექტებზე პრევენციული რემონტების ოპტიმალური დაგეგმვა შესრულებულია წრფივი პროგრამირებით.

კვლევის მეთოდიკის მოთხოვნებს სრულყოფილად პასუხობს ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის რეჟიმების ოპტიმალური დაგეგმვის პრობლემების გადასაჭრელად გამოყენებული თანამედროვე მათემატიკური მეთოდების, ნეირონული ქსელების, არამკაფიო ლოგიკის და არაწრფივი პროგრამირების ერთიანი ჰიბრიდული მოდელი.

*ნაშრომის პრაქტიკული მნიშვნელობა.* სადისერტაციო ნაშრომში განხორციელებული კვლევის შედეგები წარმატებით შეიძლება იქნეს გამოყენებული წარმოების იმ მომიჯნავე სფეროებში, სადაც საქმე გვაქვს ბიზნეს-ინჟინერინგის პრონციპებით სისტემების მართვასთან. კვლევის შედეგების პრაქტიკაში დანერგვას დიდი ეფექტის მოტანა შეუძლია სოციალურ-პოლიტიკურ სფეროში და ტექნიკური პროგრესის დაჩქარებაში.

*ნაშრომის მოცულობა და სტრუქტურა.* სადისერტაციო ნაშრომი მოიცავს 169 გვერდს. იგი შედგება, შესავლის, ლიტერატურის მიმოხილვის, შედეგების განსჯისა და დასკვნითი ნაწილისაგან. შედეგების განსჯა თავის მხრივ შედგება 4 თავისა და 8 პარაგრაფისგან. თითოეულ თავს თან ერთვის თავისი დასკვნა. ნაშრომში ჩართულია 46 ცხრილი, 22 ნახაზი, 33 დანართი, ნაშრომს თან ერთვის გამოყენებული ლიტერატურის ნუსხა.

### *I ლიტერატურის მიმოხილვა*

შესწავლილია სადისერტაციო ნაშრომში დასმული პრობლემის მეცნიერული დამუშავების მსოფლიოში არსებული პრაქტიკა. შეფასებულია პრობლემის გადასაჭრელად ჩატარებული კვლევების დადებითი და უარყოფითი მხარეები. ანალიზის საფუძველზე დასაბუთებულია პრობლემის აქტუალობა, მისი გადაწყვეტისადმი ახლებული მიდგომის და კვლევებში ახალი ფორმების და მეთოდების გამოყენების აუცილებლობა.

### *II შედეგები და მათი განსჯა*

შედეგები და მათი განსჯა ასახავს სადისერტაციო თემაში დასმული პრობლემის გადაწყვეტის აქტუალობას. კვლევის ძირითადი მიზნებიდან და ამოცანებიდან გამომდინარე იგი წარმოდგენილია ოთხ თავად.



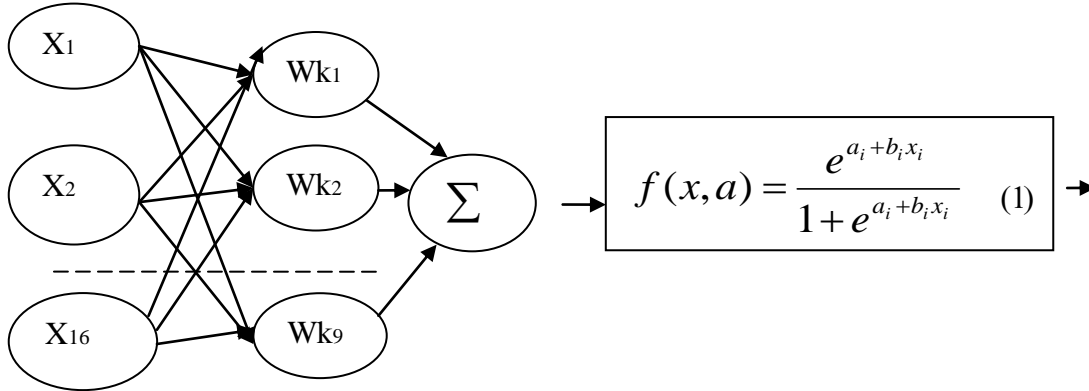
პირველ თავში – “ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი პროგნოზირება” – კორელაციური ანალიზის საფუძველზე დადგენილია ელექტროენერჯის მოკლევადიან მოხმარებაზე მოქმედი ფაქტორები. დამუშავებულია ელექტროენერჯეტიკულ სისტემაში ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი პროგნოზირების მეთოდოლოგია და შესაბამისი ალგორითმი (იხ. ცხრილი №1).

ცხრილი №1. ელექტროენერჯეტიკული სისტემის დატვირთვის კვანძის ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი პროგნოზირების ალგორითმი

1	დასაწყისი
2	ელექტროენერჯეტიკულ სისტემაში არსებული $i (i=1, \dots, n)$ დატვირთვის კვანძების სიის ფორმირება
3	$i (i=1, \dots, n)$ დატვირთვის კვანძების ელექტროენერჯის დღე-ღამური (საათობრივი) მოხმარების წარსული $j (j=1, \dots, m)$ მონაცემების ფორმირება
4	$i (i=1, \dots, n)$ დატვირთვის კვანძების ელექტროენერჯის მოხმარებაზე მოქმედი საწყისი $X_i (i=1, \dots, k)$ ფაქტორების (ადგილმდებარეობის მიხედვით) ფორმირება
5	კორელაციური ანალიზის საფუძველზე $i (i=1, \dots, n)$ დატვირთვის კვანძების ელექტროენერჯის მოხმარებაზე მოქმედი საბოლოო $X_i (i=1, \dots, k)$ ფაქტორების ფორმირება
6	ექსპერიმენტალური კვლევის საფუძველზე $i (i=1, \dots, n)$ დატვირთვის კვანძებისთვის აქტივაციის ფუნქციის და ნეირონების ფარული და არაფარული შრეების რაოდენობის შერჩევა
7	$i (i=1, \dots, n)$ დატვირთვის კვანძების ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი (დღე-ღამური/საათობრივი) მოდელების შერჩევა
8	შერჩეული მოდელის საფუძველზე $i (i=1, \dots, n)$ დატვირთვის კვანძების ელექტროენერჯის მოკლევადიანი (საათობრივი/დღე-ღამური) მოხმარების პროგნოზირება
9	დასასრული

მეთოდოლოგიის პრაქტიკული აპრობაცია განხორციელებულია ქ. თბილისის მაგალითზე. შერჩეულია ხელოვნური ნეირონული ქსელის სტრუქტურა და კონფიგურაცია, აქტივაციის ფუნქცია და შემუშავდა ელექტროენერჯის მოხმარების პროგნოზირების ოპტიმალური მოდელი.

სიმულაცია განხორციელებულია PredictorXL და MS Excel პროგრამული პაკეტის მეშვეობით. კვლევის შედეგები ასახულია ნახაზ №1-ზე.



ნახაზი №1. ქ. თბილისის ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი (დღიური) პროგნოზირების მოდელი

*მეორე თავში – “ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური დაგეგმვა” - შემუშავებულია ელექტროენერგეტიკული სისტემის სხვადასხვა მაგენენირებელი წყაროების ავარიული სცენარების ფორმირების ალგორითმი, რომელიც მოცემულია ცხრილ №2-ში.*

ცხრილი №2. აქტიური სიმძლავრის მოცდენის შეფასების ზოგადი ალბათურ-ვარიანტული ალგორითმი

სცენარი №	გენერატორი			ხელმისაწვდომი სიმძლავრე	არახელმისაწვდომი (გამორთული) სიმძლავრე	გამართვის ინდივიდუალური ალბათობა	სცენარის საერთო ალბათობა
	1	2	n				
	P						

1	1	1	1	$P_{1max} + P_{2max} + P_{nmax}$ (2)	0	$P_{r1} = \sum_{i=1}^n (1 - ORR_i)$ (6)	1
2	1	1	0	$P_{1max} + P_{2max} + P_{nmax}$ (3)	$P_{1max}$	$P_{r2} = ORR_3 * \sum_{i=1}^2 (1 - ORR_i)$ (7)	$\sum_{i=2}^8 P_{r2}$ (10)
3	1	0	1	$P_{1max} + P_{2max} + P_{nmax}$ (4)	$P_{2max}$	$P_{r3} = (1 - ORR_1) * ORR_2 * \sum_{i=1}^2 (1 - ORR_i)$ (8)	$\sum_{i=3}^8 P_{r3}$ (11)
4	0	1	1	$P_{1max} + P_{2max} + P_{nmax}$ (5)	$P_{3max}$	$P_{r4} = ORR_1 * \sum_{i=2}^3 (1 - ORR_i)$ (9)	$\sum_{i=4}^8 P_{r4}$ (12)
N	.	.	.	.	.	.	.

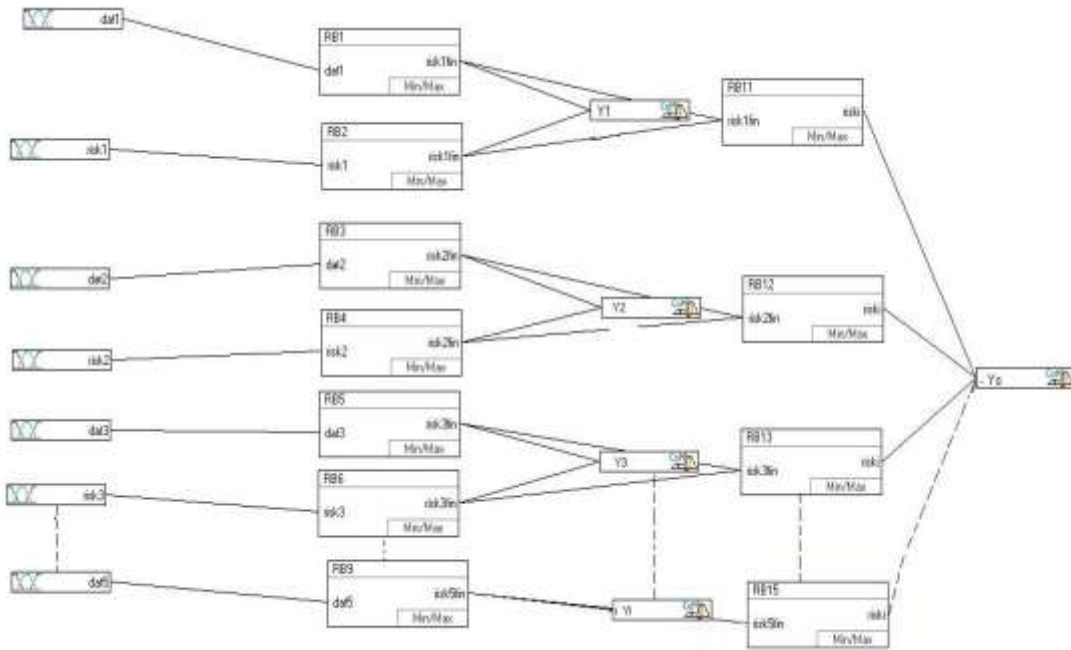
სადაც,  $P_{r1}, P_{r2}, \dots, P_{rn}$  - n სცენარის ინდივიდუალური ალბათობაა;  $\sum_{i=2}^8 P_{r2}, \sum_{i=2}^8 P_{r3}, \dots, \sum_{i=2}^8 P_{rn}$  n სცენარის ჯამური ალბათობაა;  $ORR_i$  - i გენერატორის მზადყოფნის კოეფიციენტი; P – n სცენარის ხელმისაწვდომი სიმძლავრე;  $P_{nmax}$  - n გენერატორის მაქსიმალური გამომუშავება.

შენიშვნა: 1 - აღნიშნულია გენერატორის ჩართული მდგომარეობა,

0 – აღნიშნულია გენერატორის გამორთული მდგომარეობა.

ალგორითმის ფორმირებაში გათვალისწინებულია ის გარემოება, რომ ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში ოპტიმალური რეზერვი ატარებს

განუსაზღვრელობის ხასიათს, ამიტომ ელექტროენერგეტიკული სისტემის და მისი დატვირთვის კვანძების რისკის დონის შეფასებისთვის ჩამოყალიბდა ორდონიანი არამკაფიო ლოგიკის მათემატიკური მოდელი, რომელიც ასახულია ნახაზ №2-ზე.



ნახაზი. №2. არამკაფიო მოდელირების ინტერაქტიული ზოგადი ბლოკ-სქემა

სადაც,  $dat_i$  –  $i$  კვანძის საათობრივი დატვირთვაა;  $risk_i$  –  $i$  დატვირთვის კვანძის მოთხოვნილი საათობრივი რისკის დონეა;  $RB_i (dat_i)$  –  $i$  კვანძის  $i$  დატვირთვის  $Y_i$  რისკის დონეზე გავლენის წესების მაჩვენებელი ბლოკია;  $RB_i (risk_i)$  –  $i$  დატვირთვის კვანძის  $i$  რისკის დონის  $Y_i$  რისკის დონეზე გავლენის წესების მაჩვენებელი ბლოკია;  $Y_1, \dots, Y_i$  –  $i$  დატვირთვის კვანძის შეფასებული რისკის დონეა;  $Y_s$  - ელექტროენერგეტიკული სისტემის ყოველსაათობრივი მისაღები რისკის დონეა.

შემუშავებულია ელექტროენერგეტიკული სისტემის ოპერატიული რეზერვის ყოველსაათობრივი სიდიდის განმსაზღვრელი ალგორითმი, რომელიც ასახულია ცხრილ №3-ში:

ცხრილი №3. ელექტროენერგეტიკული სისტემის ოპერატიული რეზერვის ყოველსაათობრივი სიდიდის განმსაზღვრელი ალგორითმი

1	დასაწყისი
2	სცენარი № 1, 2, 3, . . . N ფორმირება
3	შესაბამისი არამკაფიო ლოგიკის მოდელის და ყოველსაათობრივი t საიმედოობის დონის ფორმირება
4	$\sum_{i=2}^8 P_{r2}$ , (13) $\sum_{i=3}^8 P_{r3}$ , (14) $\sum_{i=4}^8 P_{r4}$ , (15) $\sum_{i=4}^8 P_{rn}$ (16) ჯამური ალბათობების და $Y_t$ შედარება
5	$Y_t \leq \sum_{i=4}^8 P_{rn}$ , (17) მაშინ $\sum_{i=4}^8 P_{rn}$ (18) ალბათობის შესაბამისი № 1, 2, 3, . . . N სცენარის არჩევა (19)
6	ამორჩეული N სცენარის შესაბამისი P ხელმისაწვდომი სიმძლავრის შერჩევა
7	t საათისთვის მინიმალურად საჭირო ოპერატიული რეზერვი $R_t = D_t - P$ (20)
8	არსებული რეზერვის $R_{a1}, R_{a2}, \dots, R_{an}$ ფორმირება $(R_{an} = D_t - \sum_{i=1}^n P_g)$ (21)
9	თუ $R_{an} \geq R_t$ , (22) მაშინ მაშინ სისტემას არ ესაჭიროება დამატებით ოპერატიული რეზერვი ოპტიმალური ოპერატიული რეზერვი: $R_o = R_{an}$ ; (23) თუ $R_{an} < R_t$ , მაშინ მაშინ სისტემას ესაჭიროება დამატებით $R_f = R_t - R_{an}$ (24) ოპერატიული რეზერვი; ოპტიმალური ოპერატიული რეზერვი: $R_o = R_{an} + R_t$ (25)
10	პროპორციის მეთოდის გამოყენებით $R_o$ ოპტიმალური ოპერატიული რეზერვის განაწილება პარალელურად მომუშავე მაგენერირებელ წყაროებზე
11	დასასრული

პროპორციის მეთოდის გამოყენებით აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური სიდიდეები გადანაწილებულია პარალელურად მომუშავე გენერატორებზე. ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული ელექტროგადაცემის ხაზებში დროის გარკვეულ მონაკვეთში გამტარუნარიანობის არსებობის შემთხვევისთვის შემუშავდა ოპტიმიზაციის ზოგადი ფუნქცია შეზღუდვებით და მაკორექტირებელი ალგორითმი (იხ ცხრილი №4), რომელიც ახდენს ოპერატიული რეზერვის და სიმძლავრეთა ისეთ გადანაწილებას სისტემაში, რომ ნორმალური და ავარიული რეჟიმების დროს არსებული გადატვირთული

ელექტროგადაცემის ხაზი ან ხაზები განიტვირთება. მიზნის ფუნქციას შეზღუდვებით აქვს შემდეგი ზოგადი სახე:

$$X \Rightarrow \min \quad \text{მიზნის ფუნქცია (26)}$$

შეზღუდვები:

$$D_i = \frac{\sum_{i=1}^n (B_i * C_i)}{\sum_{i=1}^n C_i}; \quad (27) \quad F_i = \frac{A_i * B_i * C_i}{D_i * \sum_{i=1}^n C_i}; \quad (28)$$

$$G_i = C_i - F_i; \quad (29) \quad H_i = -B_i * C_i * \frac{-J}{50} \quad I_i = G_i + H_i; \quad (30)$$

$$J = \frac{-G_{igam} * 50}{K_d * \sum_{i=1}^n G_i + M * \rho * (E - \sum_{i=1}^n C_i)}; \quad (31)$$

$$\rho = \frac{\sum_{i=1}^n (C_i - C_{igam})}{\sum_{i=1}^n G_i}; \quad (32) \quad A_1 = A_2 = \dots = A_i; \quad (33)$$

$$D_i = \sum_{i=1}^n G_i; \quad (34) \quad G_1 : G_2 : \dots : G_i \leq C_1 : C_2 : \dots : C_i; \quad (35)$$

$$I_1 : I_2 : \dots : I_i \leq C_1 : C_2 : \dots : C_i \quad (36) \quad \sum_{i=1}^n F_i = R_{0i} \quad (37)$$

$$X = I_i \quad (38) \quad \text{or} \quad I_1 + I_2 + \dots + I_i \quad (39)$$

სადაც,

$D_i$  - ელექტროენერგეტიკული სისტემის სტატიკური მახასიათებლის დახრილობის კოეფიციენტი;

$B_i$  -  $i$  გენერატორის სტატიკური მახასიათებლის დახრილობის კოეფიციენტი;

$C_i$  -  $i$  გენერატორის ნომინალური (მაქსიმალური) სიმძლავრე;

$F_i$  -  $i$  გენერატორზე პროპორციით განაწილებული რეზერვის სიდიდე;

$A_i$  - პარალელურად მომუშავე გენერატორებზე განსაზღვრული რეზერვის საერთო რაოდენობა;

$G_i$  -  $i$  გენერატორის წარმოება ნომინალური რეჟიმის დროს;

$H_i$  -  $i$  გენერატორის მიერ დამატებით განვითარებული სიმძლავრე ავარიული რეჟიმის პირობებში, რომელიმე  $G_{igam}$  გენერატორის ავარიული გამორთვის დროს;

$J$  -  $G_{igam}$  გენერატორის ავარიული გამორთვის შემთხვევაში სისტემის სიხშირის გადახრა;

$I_i$  - ავარიული რეჟიმის პირობებში  $i$  გენერატორის ჯამური წარმოება  $G_i$  გენერატორის ავარიული გამორთვის დროს;

$G_{igam}$  -  $G_{igam}$  გენერატორის გამორთვამდე მისი ფაქტიური გამომუშავება;

$K_d$  - დატვირთვის სტატიკური მახასიათებლის დახრილობის კოეფიციენტი;

$M$  - სტატიკური მახასიათებლის დახრილობის კოეფიციენტი  $G_{igam}$  გენერატორის ავარიული გამორთვის შემთხვევაში;

$\rho$  - სიმძლავრის რეზერვის კოეფიციენტი;

$C_{igam}$  - ავარიულად გამორთული გენერატორის ნომინალური (მაქსიმალური) სიმძლავრე;

$X$  - გადატვირთული ელექტროგადაცემის ხაზის მკვებავი კვანძის გამომუშავება.

$R_{0i}$  -  $i$  სთ-ის დროს ოპტიმალური ოპერატიული რეზერვის სიდიდე;

$D_i$  -  $i$  სთ-ის დროს დატვირთვის კვანძების მოხმარება;  $i = 1, \dots, n$ ;

ცხრილი №4. მაკორექტირებელი ალგორითმი

1	დასაწყისი
2	პარალელურად მომუშავე მაგენენირებელი წყაროების $t$ სთ-ის წარმოების და პროპორციის მეთოდის გამოყენებით მათზე გადანაწილებული $R_i$ ოპერატიული რეზერვის სიდიდის მიხედვით ნორმალური და ავარიული რეჟიმის პირობებში ელექტროგადაცემის

	ხაზებში სიმძლავრეთა განაწილების სიმულაცია
3	სიმულაციის შედეგად მიღებული ელექტროგადაცემის ხაზების ფაქტიური ტვირთის შედარება დასაშვებ გამტარუნარიანობასთან ნორმალურ და ავარიულ რეჟიმების დროს: თუ $P_{line.facti} \leq P_{line.peri}$ (40) მაშინ $i$ ხაზი არ არის გადატვირთული, მაშინ გადადი 7 ეტაპზე თუ $P_{line.facti} > P_{line.peri}$ (41) მაშინ $i$ ხაზი გადატვირთულია და გადადი შემდეგ - 3 ეტაპზე
4	$i=1, \dots, n$ გადატვირთული ხაზების ფორმირება
5	მაკორექტირებელი ოპტიმიზაციის ფუნქციის მეშვეობით პარალელურად მომუშავე მაგენერირებელი წყაროების $t$ სთ-ის წარმოების და პროპორციის მეთოდის გამოყენებით მათზე გადანაწილებული $R_i$ ოპერატიული რეზერვის ახალი სიდიდის განსაზღვრა
6	ნორმალური და ავარიული რეჟიმის პირობებში ელექტროგადაცემის ხაზებში სიმძლავრეთა განაწილების სიმულაცია
7	დასასრული

ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში პარალელურად მომუშავე ჰიდროელექტროსადგურებსა და დატვირთვის კვანძების დატვირთვის განუსაზღვრელობების საფუძველზე ჩამოყალიბებულია ელექტროენერგეტიკული სისტემისთვის ყოველსაათობრივად საჭირო აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის მინიმალური ოპტიმალური სიდიდის გამოსათვლელი ალგორითმი (იხ. ცხრილი №5).

ცხრილი №5. ელექტროენერგეტიკული სისტემის აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის მინიმალური სიდიდის განმსაზღვრელი ალგორითმი (განუსაზღვრელობის გათვალისწინებით)

1	დასაწყისი
2	$i$ ( $i=1, \dots, 24$ ) საათისთვის პარალელურად მომუშავე ჰიდროელექტროსადგურების $k$ ( $k=1, \dots, n$ ) გენერატორების სიის ფორმირება
3	$i$ ( $i=1, \dots, 24$ ) საათისთვის პარალელურად მომუშავე ჰიდროელექტროსადგურების $k$ ( $k=1, \dots, n$ ) გენერატორების და სისტემის დატვირთვის სიდიდეების ფორმირება
4	$i$ ( $i=1, \dots, 24$ ) საათისთვის პარალელურად მომუშავე



	ჰიდროელექტროსადგურების $k$ ( $k=1,\dots,n$ ) გენერატორების და სისტემის დატვირთვის სიდიდეების შესაძლო პროცენტული გადახრების ფორმირება
5	$i$ ( $i=1,\dots,24$ ) საათისთვის პარალელურად მომუშავე ჰიდროელექტროსადგურების $k$ ( $k=1,\dots,n$ ) გენერატორების და სისტემის დატვირთვის სიდიდეების გადახრების ზედა და ქვედა ზღვრების ფორმირება
6	მონტე-კარლოს მეთოდის და თანაბარი განაწილების კანონის საფუძველზე $i$ ( $i=1,\dots,24$ ) საათისთვის პარალელურად მომუშავე ჰიდროელექტროსადგურების $k$ ( $k=1,\dots,n$ ) გენერატორების და სისტემის დატვირთვის სიდიდეების გადახრების სხვადასხვა $m$ ( $m=1,\dots,j$ ) სცენარების ფორმირება
7	$i$ ( $i=1,\dots,24$ ) საათისთვის ელექტროენერგეტიკული სისტემის აქტიური სიმძლავრის $\Delta P^n$ დაუბალანსებლობების სცენარების ფორმირება
8	$i$ ( $i=1,\dots,24$ ) საათისთვის აქტიური სიმძლავრის $\Delta P^n$ დაუბალანსებლობების საშუალო არითმეტიკული $M$ და სტანდარტული გადახრის $S$ მნიშვნელობების ფორმირება
9	ნორმალური განაწილების კანონის საფუძველზე $i$ ( $i=1,\dots,24$ ) საათისთვის $\Delta P^n$ დაუბალანსებლობების შესაბამისი ალბათობების გამოთვლა და ნორმალური განაწილების მრუდის აგება
10	შემუშავებული არამკაფიო ლოგიკის მოდელით მიღებული ყოველსაათობრივი მისაღები რისკის დონეების მიხედვით ნორმალური განაწილების მრუდიდან შესაბამისი ალბათობების და $\Delta P^n$ დაუბალანსებლობების შერჩევა
11	დასასრული

ზემოაღნიშნული მეთოდოლოგიის პრაქტიკული აპრობაცია განხორციელებულია ელექტროენერგეტიკული სისტემის მაგალითზე და მიღებულია შესაბამისი შედეგები. სიმულაცია განხორციელებულია PowerWorld, Fuzzytech და Ms Excel პროგრამული პაკეტების გამოყენებით.

*მესამე თავში – “ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში პრევენციული რემონტების ოპტიმალური დაგეგმვა”* – ჩატარებული კვლევის შედეგების მიხედვით დამუშავებულია ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში შემავალ ენერგობიექტებზე არსებული მოწყობილობა-დანადგარების ტექნიკურ-

ეკონომიკური მდგომარეობის კომპლექსური შეფასებისთვის შერჩეულ იქნა თორმეტი ფაქტორები:

$X_1$  - ელექტროდანადგარის მიმდინარე ტექნიკური მდგომარეობა (ვიზუალური), ქულა;

$X_2$  - პერსონალის უსაფრთხოებაზე ზემოქმედება, ქულა;

$X_3$  - ელექტროენერგეტიკული სისტემის საიმედოობაზე ზემოქმედება, ქულა;

$X_4$  - გარემოზე ზემოქმედება, ქულა;

$X_5$  - ელექტროდანადგარის ღირებულება, ლარი;

$X_6$  - ელექტროდანადგარის ავარიული გამორთვების სიხშირე, პროცენტი/100;

$X_7$  - ელექტროდანადგარის რემონტის დრო, საათი;

$X_8$  - ელექტროდანადგარის რემონტისთვის საჭირო სარემონტო პერსონალის რაოდენობა, კაცი;

$X_9$  - ელექტროდანადგარის ექსპლუატაციაში ყოფნის ხანგრძლივობა, წელი;

$X_{10}$  - ელექტროდანადგარის ტექნიკური მდგომარეობის გაზომვის შედეგები, ქულა;

$X_{11}$  - ხანგრძლივობა (ბოლოს ჩატარებული რემონტიდან), წელი;

$X_{12}$  - ელექტროდანადგარის საშუალო დატვირთვა, პროცენტი;

$Y_d$  - ელექტროდანადგარის მიმდინარე რეიტინგი, ქულა.

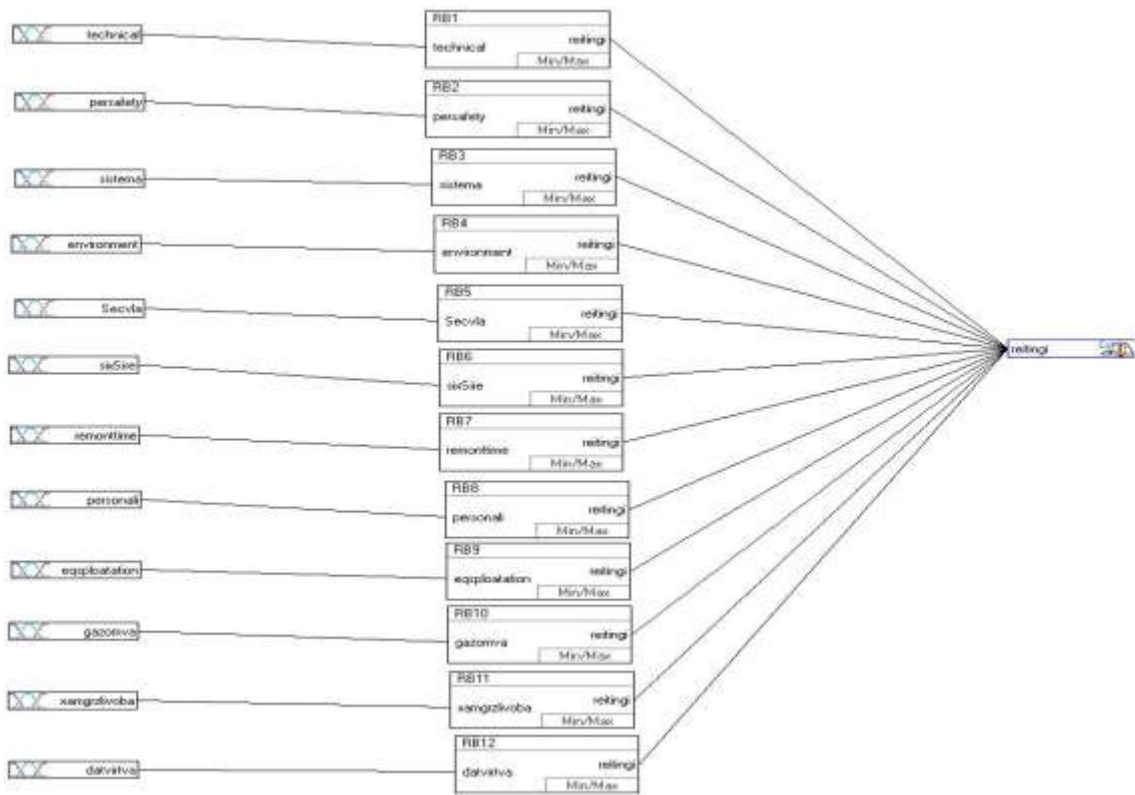
$Y_d$  - დაბალი ქულა (რეიტინგი) აღნიშნავს, ელექტროდანადგარის ცუდ მიმდინარე ტექნიკურ-ეკონომიკურ მდგომარეობას.

$X_{1, \dots, X_{12}}$  ფაქტორების შეფასებათა სისტემა მოცემულია ცხრილ №6-ში:

ცხრილი №6. X1,...,X12 ფაქტორების და Yd რეიტინგის შეფასებათა სისტემა

№	ფაქტორი	შეფასებათა სისტემა (მინიმალური და მაქსიმალური ზღვრები)		
		1 (ცუდი)	2 (საშუალო)	3 (კარგი)
1	X <sub>1</sub>	1 (ცუდი)	2 (საშუალო)	3 (კარგი)
2	X <sub>2</sub>	1 (დიდი)	2 (საშუალო)	3 (მცირე)
3	X <sub>3</sub>	1 (დიდი)	2 (საშუალო)	3 (მცირე)
4	X <sub>4</sub>	1 (დიდი)	2 (საშუალო)	3 (მცირე)
5	X <sub>5</sub>	შესაფასებელი I <sub>1</sub> , I <sub>2</sub> , ..., I <sub>n</sub> ელ.დანადგარების Z <sub>1</sub> , Z <sub>2</sub> , ..., Z <sub>n</sub> ღირებულებებს შორის მინიმალური და მაქსიმალური მნიშვნელობა		
6	X <sub>6</sub>	შესაფასებელი I <sub>1</sub> , I <sub>2</sub> , ..., I <sub>n</sub> ელ.დანადგარების G <sub>1</sub> , G <sub>2</sub> , ..., G <sub>n</sub> ავარიული გამორთვების სიხშირეებს შორის მინიმალური და მაქსიმალური მნიშვნელობა		
7	X <sub>7</sub>	შესაფასებელი I <sub>1</sub> , I <sub>2</sub> , ..., I <sub>n</sub> ელ.დანადგარების T <sub>1</sub> , T <sub>2</sub> , ..., T <sub>n</sub> სარემონტო დროებს შორის მინიმალური და მაქსიმალური მნიშვნელობა		
8	X <sub>8</sub>	შესაფასებელი I <sub>1</sub> , I <sub>2</sub> , ..., I <sub>n</sub> ელ.დანადგარების რემონტისთვის საჭირო P <sub>1</sub> , P <sub>2</sub> , ..., P <sub>n</sub> სარემონტო პერსონალის რაოდენობებს შორის მინიმალური და მაქსიმალური მნიშვნელობა		
9	X <sub>9</sub>	შესაფასებელი I <sub>1</sub> , I <sub>2</sub> , ..., I <sub>n</sub> ელ.დანადგარების E <sub>1</sub> , E <sub>2</sub> , ..., E <sub>n</sub> ექსპლუატაციაში ყოფნის ხანგრძლივობებს შორის მინიმალური და მაქსიმალური მნიშვნელობა		
10	X <sub>10</sub>	1 (ცუდი)	2 (საშუალო)	3 (კარგი)
11	X <sub>11</sub>	შესაფასებელი I <sub>1</sub> , I <sub>2</sub> , ..., I <sub>n</sub> ელ.დანადგარების ბოლოს ჩატარებული რემონტიდან K <sub>1</sub> , K <sub>2</sub> , ..., K <sub>n</sub> ხანგრძლივობებს შორის მინიმალური და მაქსიმალური მნიშვნელობა		
12	X <sub>12</sub>	0 % (მცირე)	50 % (საშუალო)	100 % (დიდი)
13	Y <sub>d</sub>	1 (ცუდი)	2 (საშუალო)	3 (კარგი)

ენერგობიექტებზე არსებული მოწყობილობა-დანადგარების ტექნიკურ-ეკონომიკური მდგომარეობის კომპლექსური შეფასების მათემატიკურ მოდელს აქვს ნახაზ №3-ზე მოცემული სახე.



ნახაზი #1. მოწყობილობა-დანადგარების ტექნიკურ-ეკონომიკური მდგომარეობის კომპლექსური შეფასების არამკაფიო ლოგიკის მატემატიკური მოდელი

პრევენციული რემონტებისთვის გამოყოფილი შეზღუდული ბიუჯეტის პირობებში, რემონტში გასაყვანი ელექტროდანადგარების ოპტიმალური რაოდენობის შერჩევის ოპტიმიზაციის ფუნქცია ფორმირებულია ქვემოთ მოყვანილი კრიტერიუმების საფუძველზე:

1. პრევენციულ რემონტში გასაყვანი ელ.მოწყობილობების რაოდენობის მაქსიმუმი;
2. პრევენციულ რემონტში გასაყვანი დაბალი რეიტინგის მქონე ელ.მოწყობილობების მაქსიმუმი;
3. პრევენციული რემონტისთვის გამოყოფილი თანხის გამოყენების მაქსიმუმი.

მატემატიკურად ოპტიმიზაციის ფუნქცია, შეზღუდვებით გამოსახება შემდეგნაირად:

$$L \rightarrow \max \quad (42)$$

შეზღუდვები:

$$D + R - Y_d = L$$

$$D_1 + D_2 + \dots + D_n = D$$

(43)

$$\begin{aligned} R_1 * D_1 + R_2 * D_2 + \dots + R_n * D_n &= R \\ Y_{d1} * D_1 + Y_{d2} * D_2 + \dots + Y_{dn} * D_n &= Y_d \\ R &\leq B_d \\ R = B_d \quad D_1, D_2, \dots, D_n &: 0, 1 \end{aligned}$$

სადაც,  $Y_d$  – ელ.დანადგარების ჯამური რეიტინგია;  $R (B_d)$  – პრევენციული რემონტებისათვის გამოყოფილი ჯამური ბიუჯეტის თანხაა;  $D_i - 0$  ან  $1$  ( $0$  ელ.დანადგარი არ ექვემდებარება პრევენციულ რემონტს,  $1$  ელ.დანადგარი ექვემდებარება პრევენციულ რემონტს);  $D$  - პრევენციულ რემონტში გასული ელ.დანადგარების ჯამური რაოდენობაა;  $Y_{di}$  –  $i$  ელ.დანადგარის მიმდინარე რეიტინგია.

ჩამოყალიბებულია ელექტროენერგეტიკული სისტემის ენერგობიექტზე არსებული ელექტროდანადგარების/მოწყობილობების მიმდინარე ტექნიკურ-ეკონომიკური მდგომარეობის შეფასების ალგორითმი (იხ. ცხრილი №7).

ცხრილი №7. ელექტროენერგეტიკული სისტემის ენერგობიექტზე არსებული ელ.დანადგარების/მოწყობილობების მიმდინარე ტექნიკურ-ეკონომიკური მდგომარეობის შეფასების ალგორითმი

1	დასაწყისი
2	შესაფასებელი $I_1, I_2, \dots, I_n$ ელ.დანადგარების სიის ფორმირება
3	$I_1, I_2, \dots, I_n$ ელ.დანადგარების შეფასებათა სისტემის ფორმირება (მინიმალური და მაქსიმალური ზღვრები)
4	ექსპერტული შეფასების საფუძველზე $X_1, \dots, X_{12}$ მახასიათებლების $Y_d$ რეიტინგზე გავლენის მატრიცის ფორმირება
5	$Y_d$ რეიტინგის და $X_1, X_2, \dots, X_{12}$ ფაქტორების არამკაფიო სიმრავლეზე დაყვანა
6	$X_1, X_2, \dots, X_{12}$ ფაქტორების $Y_d$ რეიტინგზე გავლენის მატრიცის $n$

	რაოდენობის ჩამოყალიბებული წესების ფორმირება
7	ელ.დანადგარის კომპლექსური ტექნიკური მდგომარეობის შეფასების მოდელის ფორმირება
8	შესაფასებელი $I_1, I_2, \dots, I_n$ ელექტროდანადგარისათვის ტექნიკური მდგომარეობის შეფასება და $Y_{d1}, \dots, Y_{dn}$ შეფასებათა სიმრავლის ფორმირება
9	პრევენციული რემონტებისათვის გამოყოფილი $B_d$ შეზღუდული ბიუჯეტის პირობებში $Y_{d1}, \dots, Y_{dn}$ შეფასებათა სიმრავლეების საფუძველზე ოპტიმიზაციის მიზნის ფუნქციის (კრიტერიუმების) და შესაბამისი შეზღუდვების ფორმირება
10	შემუშავებული ოპტიმიზაციის ფუნქციის საფუძველზე პრევენციულ რემონტში გასაყვანი ელ.დანადგარების სიის ფორმირება
11	დასასრული

ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში  $t$  დროის მონაკვეთში მაგენენირებელი წყაროების რემონტების ოპტიმალური დაგეგმვის გადასაწყვეტის მეთოდოლოგია ატარებს კომპლექსურ ხასიათს, მასში გათვალისწინებულია ოპტიმიზაციის შემდეგი კრიტერიუმები:

1. ოპერატიული რეზერვის მაქსიმუმი (მგვტ-ში)  $R \longrightarrow \max$ ;
2. ჰიდროელექტროსადგურების მიერ წყლის გამოყენების მაქსიმუმი (კუბურ მეტრში)  $H \longrightarrow \max$ ;
3. რემონტში გასაყვანი გენერატორების ავარიული გამორთვების ალბათობის (კოეფიციენტის) მაქსიმუმი  $O \longrightarrow \max$ .

ზემოაღნიშნული 3 კრიტერიუმის მიხედვით გენერატორების პრევენციული რემონტების ოპტიმალური დაგეგმვის წლიური (კვირების მიხედვით) გრაფიკის წრფივი ოპტიმიზაციის ფუნქციას აქვს შემდეგი სახე:

$$\text{მიზნის ფუნქცია } X \longrightarrow \max \quad (44)$$

შეზღუდვები:

$$X=R-H+O$$

$$\begin{aligned}
&A_{11} + A_{21} + A_{31} + \dots + A_{521} = 1 \\
&A_{12} + A_{22} + A_{32} + \dots + A_{522} = 1 \\
&\text{-----} \\
&A_{1n} + A_{2n} + A_{3n} + \dots + A_{52n} = 1 \\
&G_{1dadg} * A_{11} + G_{2dadg} * A_{12} + \dots + G_{ndadg} * A_{1n} = P_{1remont} \\
&G_{1dadg} * A_{21} + G_{2dadg} * A_{22} + \dots + G_{ndadg} * A_{2n} = P_{2remont} \\
&\text{-----} \\
&G_{1dadg} * A_{52n} + G_{2dadg} * A_{52n} + \dots + G_{ndadg} * A_{52n} = P_{52remont} \\
&R_1 = G_d - D_1 - P_{1remont} \\
&R_2 = G_d - D_2 - P_{2remont} \\
&\text{-----} \\
&R_{52} = G_d - D_{52} - P_{52remont} \\
&R = R_1 + R_2 + \dots + R_{52} \\
&H_1 = h_{11} * A_{11} + h_{12} * A_{12} + \dots + h_{1n} * A_{1n} \\
&H_2 = h_{21} * A_{21} + h_{22} * A_{22} + \dots + h_{2n} * A_{2n} \\
&\text{-----} \\
&H_{52} = h_{521} * A_{521} + h_{522} * A_{522} + \dots + h_{52n} * A_{52n} \\
&H = H_1 + H_2 + \dots + H_{52} \\
&O_1 = o_{11} * A_{11} + o_{12} * A_{12} + \dots + o_{1n} * A_{1n} \\
&O_2 = o_{21} * A_{21} + o_{22} * A_{22} + \dots + o_{2n} * A_{2n} \\
&\text{-----} \\
&O_{52} = o_{521} * A_{521} + o_{522} * A_{522} + \dots + o_{52n} * A_{52n} \\
&O = O_1 + O_2 + \dots + O_{52} \\
&A_{11}, A_{12}, \dots, A_{1n} = 0 \text{ or } 1 \\
&A_{21}, A_{22}, \dots, A_{2n} = 0 \text{ or } 1 \\
&R_1, R_2, \dots, R_{52} \geq M_1, M_2, \dots, M_{52}
\end{aligned} \tag{45}$$

სადაც,  $A_{ij}$  -  $i$  კვირაა,  $j$  გენერატორის რემონტში გაყვანის მდგომარეობაა.

გენერატორის მდგომარეობის აღნიშვნა: 0 - აგრევატი არ არის რემონტში, 1 აგრევატი რემონტშია;

$R_i$  -  $i$  კვირის აქტიური სიმძლავრის რეზერვის სიდიდე, მგვტ-ში;  
 $M_i$  - ელექტროენერგეტიკული სისტემისთვის  $i$  კვირის აქტიური სიმძლავრის რეზერვის საჭირო რაოდენობაა;

$G_{idagm}$  -  $i$  გენერატორის დადგმული სიმძლავრეა, მგვტ-ში;

$D_i$  -  $i$  კვირის ელექტროენერგეტიკული სისტემის პიკური დატვირთვაა, მგვტ-ში;

$P_{iremont}$  -  $i$  კვირის რემონტში გასული გენერატორების ჯამური სიმძლავრეა, მგვტ-ში;

$h_{ij}$  –  $i$  კვირას  $j$  გენერატორის წყლის ჩამონადენია, კუბურ მეტრში;

$H_i$  –  $i$  კვირას რემონტში გასული ჰესების მკვებავი მდინარეების ჯამური წყლის ჩამონადენია, კუბურ მეტრში;

$o_{ij}$  –  $i$  კვირას  $j$  გენერატორის გამორთვის ალბათობაა;

$O_i$  –  $i$  კვირას რემონტში გაყვანილი გენერატორების ავარიული გამორთვების ჯამური ალბათობებია (კოეფიციენტებია);

$G_d$  – ელექტროენერგეტიკული სისტემის დადგმული სიმძლავრეა, მგვტ-ში;

ჩატარებული კვლევების შედეგებიდან გამომდინარე ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში პრევენციულ რემონტში გასაყვანი გენერატორების ოპტიმალური წლიური (კვირეების მიხედვით) გრაფიკის ფორმირების ალგორითმი მოცემულია ცხრილ №8-ში:

ცხრილი #8. ელექტროენერგეტიკული სისტემაში პრევენციულ რემონტში გასაყვანი გენერატორების ოპტიმალური წლიური (კვირეების მიხედვით) გრაფიკის ფორმირების ალგორითმი

1	დასაწყისი
2	რემონტში გასაყვანი $J_1, J_2, \dots, J_n$ გენერატორების სიის ფორმირება
3	$J_1, J_2, \dots, J_n$ გენერატორების და ელექტროენერგეტიკული სისტემის მონაცემების: $G_{idagm}$ , $o_{ij}$ , $G_d$ , $h_{ij}$ , $D_i$ ფორმირება
4	ოპტიმიზაციის მიზნის ფუნქციის (კრიტერიუმების) და შესაბამისი შეზღუდვების ფორმირება
5	ოპტიმიზაციის ფუნქციის საფუძველზე $J_1, J_2, \dots, J_n$ გენერატორების პრევენციული რემონტების ოპტიმალური დაგეგმვის წლიური (კვირეების მიხედვით) გრაფიკის ფორმირება
6	ზემოაღნიშნული გრაფიკის საფუძველზე ელექტროენერგეტიკული სისტემის აქტიური სიმძლავრის ყოველკვირეული ოპერატიული რეზერვის ფორმირება
7	დასასრული

მიღებული მეთოდოლოგიის პრაქტიკული აპრობაცია განხორციელებულია ელექტროენერგეტიკული სისტემის მაგალითზე და



მიღებულია შესაბამისი შედეგები. სიმულაცია განხორციელებულია MS Excel-ის და Fuzzytech პროგრამული პაკეტების გამოყენებით.

**მეოთხე თავში – “ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის რეჟიმების ოპტიმალური დაგეგმვა”** - ჩამოყალიბებულია ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის რეჟიმების ოპტიმალური დაგეგმვის მეთოდოლოგია და შესაბამისი ალგორითმი. ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის რეჟიმების სიმულაცია განხორციელებულია ნიუტონ-რაფსონის მეთოდის გამოყენებით.

აქტიური სიმძლავრის ოპტიმალური განაწილებისთვის ოპტიმიზაციის ფუნქცია ფორმირებულია შემდეგი კრიტერიუმებისა და შეზღუდვების გათვალისწინებით:

- მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურების გამომუშავება  $E_{hpp(reg)}$  მაქსიმუმი;
- მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურების დატვირთვის გრაფიკში მონაწილეობა –  $G_{hpp}$  მაქსიმუმი;
- მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურებიდან იძულებით გაშვებული წყლის მოცულობა –  $W$  მინიმუმი;
- მარეგულირებელ ელექტროსადგურების წყლის ხარჯი -  $Q_{hpp(reg)}$  მინიმუმი;
- სეზონური ჰიდროელექტროსადგურების გამომუშავება –  $E_{hpp(sez)}$  მაქსიმუმი;
- სეზონური ჰიდროელექტროსადგურების გამოუყენებელი წყლის მოცულობა –  $Z$  მინიმუმი;
- თბოელექტროსადგურების სათბობის ხარჯი -  $B$  მინიმუმი;
- თბოელექტროსადგურების CO<sub>2</sub> ემისია -  $C$  მინიმუმი;

- ელექტროენერჯის წარმოების შეფერხებების რისკის დონე –  $S$  მინიმუმი;
- ელექტროენერჯის წარმოების საშუალო შეწონილი ტარიფი –  $T_{saS}$  მინიმუმი;

მიზნის ფუნქცია:

$$E_{hpp(рег)} + E_{hpp(сез)} - (G_{hpp} + W + Z + B + Q + C + S + T_{saS}) \Rightarrow \max \quad (46)$$

შეზღუდვები:

საძიებო ცვლადები:  $P_{jk}, P_{jo}, P_{jf}, P_{jy}$

გენერატორის სტატუსი:  $X_{jk}, X_{jo}, X_{jf}, X_{jy}$

ელექტროენერგეტიკული ბალანსი:  $E_j + E_{j\ import} = D_j + E_{j\ export}$

იმპორტი: თუ  $E_j < D_j$  მაშინ  $E_{j\ import} = D_j - E_j$  (47)

სხვა შემთხვევაში  $E_{j\ import} = 0$

ექსპორტი: თუ  $E_j > D_j$  მაშინ  $E_{j\ export} = E_j - D_j$

სხვა შემთხვევაში  $E_{j\ export} = 0$

სადაც,

$E_{hpp(рег)}$  – ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურების ჯამური დღე-ღამური გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$E_{hpp(сез)}$  - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული სეზონური ჰიდროელექტროსადგურების ჯამური დღე-ღამური გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$Z$  - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული სეზონური ჰიდროელექტროსადგურების გამოუყენებელი წყლის ჯამური დღე-ღამური მოცულობაა, მლნ.მ3;

$G_{hpp}$  - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურების დღე-ღამური დატვირთვის

გრაფიკში მაქსიმალური მონაწილეობის აღმნიშვნელი ცვლადია (ელექტროენერგეტიკული სისტემის ჯამური დატვირთვისა და მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურების ჯამური წარმოების შორის სხვაობა), მგვტ.სთ;

$W$  - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული მარეგულირებელი წყალსაცავებიდან იძულებით გაშვებული წყლის ჯამური დღე-ღამური მოცულობაა, მლნ. მ3;

$B$  - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული თბოელექტროსადგურების ჯამური დღე-ღამური სათბობის ხარჯია, კვ/სთ;

$Q$  - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურების ჯამური დღე-ღამური წყლის ხარჯია, მ3/წმ;

$C$  - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული თბოელექტროსადგურების ჯამური დღე-ღამური CO<sub>2</sub> ემისიის მოცულობაა, კვ/სთ;

$S$  - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული ელექტროსადგურების ელექტროენერჯის წარმოების შეფერხებების რისკის ჯამური დღე-ღამური დონე;

$P_{jk}$  -  $j$  საათს  $k$  გენერატორის ელ.ენერჯის გამომუშავება (მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგური), მგვტ.სთ;

$P_{jo}$  -  $j$  საათს  $o$  გენერატორის ელ.ენერჯის გამომუშავება (სეზონური ჰიდროელექტროსადგური), მგვტ.სთ;

$P_{jf}$  -  $j$  საათს  $f$  გენერატორის ელ.ენერჯის გამომუშავება (თბოელექტროსადგური), მგვტ.სთ;

$P_{jy}$  -  $j$  საათს  $y$  გენერატორის ელ.ენერჯის გამომუშავება (სხვა გენერაციის წყარო), მგვტ.სთ;

$X_{jk}$  -  $j$  საათს  $k$  გენერატორის მდგომარეობა (0 - გამორთულია, 1 - ჩართულია);

$X_{jo}$  -  $j$  საათს  $o$  გენერატორის მდგომარეობაა (0 - გამორთულია, 1 - ჩართულია);

$X_{jf}$  -  $j$  საათს  $f$  გენერატორის მდგომარეობაა (0 - გამორთულია, 1 - ჩართულია);

$X_{jy}$  -  $j$  საათს  $y$  გენერატორის მდგომარეობაა (0 - გამორთულია, 1 - ჩართულია);

$E_j$  -  $j$  საათს ელექტროენერგეტიკული სისტემაში ელექტროენერჯის გამომუშავება, მგვტ.სთ;

$E_{j\ import}$  -  $j$  საათს ელექტროენერგეტიკული სისტემაში იმპორტირებული ელექტროენერჯის მოცულობა, მგვტ.სთ;

$D_j$  -  $j$  საათს ელექტროენერგეტიკული სისტემის დატვირთვაა, მგვტ.სთ;

$E_{j\ export}$  -  $j$  საათს ელექტროენერგეტიკული სისტემიდან ექსპორტირებული ელექტროენერჯის მოცულობა, მგვტ.სთ;

მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურებში:

- ელექტროენერჯის გამომუშავება განისაზღვრება შემდეგი გამოსახულებით:

$$\begin{aligned}
 E_{hpp(\text{reg})} &= \sum_{i=1}^m E_{hpp(\text{reg})i} & E_{hpp(\text{reg})i} &= \sum_{j=1}^{24} E_{hpp(\text{reg})j} \\
 E_{hpp(\text{reg})j} &= \sum_{k=1}^n E_{hpp(\text{reg})jk} & E_{hpp(\text{reg})jk} &= P_{jk}
 \end{aligned}
 \tag{48}$$

$$P_{jk\ min} \leq P_{jk} \leq P_{jk\ max}$$

თუ  $P_{jk\ min} < P_{jk}$  მაშინ  $X_{jk} = 1$

სხვა შემთხვევაში  $X_{jk} = 0$

სადაც,

$j$  - საათია;

$i$  – მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის ნომერია;

$m$  – ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის რაოდენობა;

$n$  –  $i$  მარეგულირებელ ჰიდროელექტროსადგურზე მდგარი გენერატორების რაოდენობა;

$k$  –  $i$  მარეგულირებელ ჰიდროელექტროსადგურზე არსებული გენერატორების ნომრებია;

$P_{jk \min}$  –  $j$  საათს  $k$  გენერატორის მიერ ელ.ენერგიის მინიმალური გამომუშავება, მგვტ.სთ;

$P_{jk \max}$  –  $j$  საათს  $k$  გენერატორის მიერ ელ.ენერგიის მაქსიმალური გამომუშავება, მგვტ.სთ;

$P_{jk}$  –  $j$  საათს  $k$  გენერატორის მიერ ელ.ენერგიის გამომუშავება, მგვტ.სთ;

$E_{hpp(рег)j}$  –  $j$  საათს მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის ჯამური გამომუშავება, მგვტ.სთ;

$E_{hpp(рег)i}$  –  $i$  მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის მიერ ელ.ენერგიის დღე-ღამური გამომუშავება, მგვტ.სთ;

$E_{hpp(рег)}$  – ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის მიერ ელ.ენერგიის დღე-ღამური გამომუშავება, მგვტ.სთ;

- დატვირთვის გრაფიკში მაქსიმალური მონაწილეობა იანგარიშება ფორმულით:

$$G_{hpp} = \sum_{j=1}^{24} G_{j \text{ hpp}} \quad G_{j \text{ hpp}} = D_j - E_{hpp(рег)j} \quad (49)$$

სადაც,

$D_j$  -  $j$  საათს ელექტროენერგეტიკული სისტემის ჯამური დატვირთვაა, მგვტ.სთ;

$G_{jhpp}$  -  $j$  საათს ელექტროენერგეტიკული სისტემის ჯამური დატვირთვისა და მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურების ჯამური წარმოების შორის სხვაობაა, მგვტ.სთ.

- წყლის ხარჯი გამოითვლება:

$$Q_{hpp(reg)} = \sum_{i=1}^m Q_{hpp(reg)i} \quad Q_{hpp(reg)i} = \sum_{j=1}^{24} Q_{hpp(reg)j} \quad (50)$$

$$Q_{hpp(reg)j} = \sum_{k=1}^n 3600 * Q_{hpp(reg)jk} \quad Q_{hpp(reg)jk} = a_{jk} + b_{jk}P_{jk} + c_{jk}P_{jk}^2$$

სადაც,

$a_{jk}, b_{jk}, c_{jk}$  -  $j$  საათს  $i$  მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის  $k$  გენერატორის წყლის ხარჯის ენერგეტიკული მახასიათებლის კოეფიციენტებია;

$Q_{hpp(reg)jk}$  -  $j$  საათს  $i$  მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის  $k$  გენერატორის  $P_{jk}$  შესაბამისი დატვირთვის წყლის ხარჯია, მ3/წმ;

$Q_{hpp(reg)j}$  -  $j$  საათს  $i$  მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის  $k$  გენერატორის  $P_{jk}$  შესაბამისი დატვირთვის წყლის საათობრივი ხარჯია, მ3/წმ;

$Q_{hpp(reg)i}$  -  $i$  მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის დღე-ღამური წყლის ხარჯია, მ3/წმ;

$Q_{hpp(reg)}$  - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურების ჯამური დღე-ღამური წყლის ხარჯია, მ3/წმ;

- წყლის ბალანსი განისაზღვრება შემდეგი გამოსახულებით:

$$V_{ij+1} = V_{ji} + 3600 * H_{ji} - 3600 * Q_{ji} - 3600 * W_{ji} \quad V_{24} = V_1$$

$$0 \leq W_{jk} \leq W_{jk \max} \quad W_j = \sum_{k=1}^n W_{jk} \quad W_i = \sum_{j=1}^{24} W_j \quad W = \sum_{i=1}^m W_i \quad (51)$$

სადაც,

$V_{ji}$  -  $j$  საათს  $i$  მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის წყალსაცავში არსებული წყლის მოცულობაა, მლნ. მ3;

$H_{ji}$  -  $j$  საათს  $i$  მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის წყალსაცავში წყლის ბუნებრივი ჩამონადენია, მ3/წმ;

$Q_{ji}$  -  $j$  საათს  $i$  მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის წყლის ხარჯია, მ3/წმ, ელექტროენერჯის წარმოებაზე;

$W_{ji}$  -  $j$  საათს  $i$  მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურიდან იძულებით გაშვებული წყლის მოცულობაა, მ3/წმ;

$W_{jk \max}$  -  $j$  საათს  $i$  მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურიდან იძულებით გაშვებული წყლის მაქსიმალური (დასაშვები) მოცულობაა, მ3/წმ;

$W_i$  -  $i$  მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურიდან დღე-ღამურად იძულებით გაშვებული წყლის ჯამური მოცულობაა, მ3/წმ;

$W$  - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული მარეგულირებელი წყალსაცავიდან იძულებით გაშვებული წყლის ჯამური მოცულობაა, მ3/წმ.

- ელექტროენერჯის გამომუშავების რისკის დონის შეფასება წარმოებს განტოლებით:

$$S_{hpp(рег)} = \sum_{i=1}^m S_{hpp(рег)i} \quad S_{hpp(рег)i} = \sum_{j=1}^{24} S_{hpp(рег)j}$$

$$S_{hpp(reg)j} = \sum_{k=1}^n S_{hpp(reg)jk} \quad S_{hpp(reg)jk} = R_{hpp(reg)jk} * P_{jk} \quad (52)$$

სადაც,

$j$  – საათია;

$i$  – მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის ნომერია;

$m$  – ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის რაოდენობა;

$n$  –  $i$  მარეგულირებელ ჰიდროელექტროსადგურზე მდგარი გენერატორების რაოდენობა;

$k$  –  $i$  მარეგულირებელ ჰიდროელექტროსადგურზე არსებული გენერატორების ნომრებია;

$P_{jk}$  –  $j$  საათს  $i$  მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის  $k$  გენერატორის მიერ ელ.ენერჯის გამომუშავება, მგვტ.სთ;

$R_{hpp(reg)jk}$  –  $j$  საათს  $i$  მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის  $k$  გენერატორის გამორთვის ალბათობა;

$S_{hpp(reg)jk}$  –  $j$  საათს  $i$  მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის  $k$  გენერატორის რისკის დონე;

$S_{hpp(reg)j}$  –  $j$  საათს  $i$  მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის გამომუშავების რისკის დონე;

$S_{hpp(reg)i}$  –  $i$  მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის გამომუშავების დღე-ღამური რისკის დონე;

$S_{hpp(reg)}$  – ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურების დღე-ღამური გამომუშავების რისკის დონე.



- გაყიდული ელექტროენერგიიდან მიღებული შემოსავლის საანგარიშო ფორმულას აქვს სახე:

$$I_{hpp(reg)} = \sum_{i=1}^m I_{hpp(reg)i} \quad I_{hpp(reg)i} = \sum_{j=1}^{24} I_{hpp(reg)j} \quad (53)$$

$$I_{hpp(reg)j} = \sum_{k=1}^n I_{hpp(reg)jk} \quad I_{hpp(reg)jk} = T_{hpp(reg)jk} * P_{jk}$$

სადაც,

$j$  – საათია;

$i$  – მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის ნომერია;

$m$  – ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის რაოდენობაა;

$n$  –  $i$  მარეგულირებელ ჰიდროელექტროსადგურზე მდგარი გენერატორების რაოდენობაა;

$k$  –  $i$  მარეგულირებელ ჰიდროელექტროსადგურზე არსებული გენერატორების ნომრებია;

$P_{jk}$  –  $j$  საათს  $i$  მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის  $k$  გენერატორის მიერ ელ.ენერგიის გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$T_{hpp(reg)jk}$  –  $j$  საათს  $i$  მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის  $k$  გენერატორის ელექტროენერგიის წარმოების ტარიფია, ლარი/მგვტ.სთ;

$I_{hpp(reg)jk}$  –  $j$  საათს  $i$  მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის  $k$  გენერატორის შემოსავალია, ლარი/სთ;

$I_{hpp(reg)j}$  –  $j$  საათს  $i$  მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის შემოსავალია, ლარი/სთ;

$I_{hpp(reg)i}$  –  $i$  მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის დღე-ღამური შემოსავალია, ლარი/სთ;

$I_{hpp(reg)}$  - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურების ჯამური დღე-ღამური შემოსავალია, ლარი/სთ.

- სხვა სასადგურე და ჰიდროტექნიკური შეზღუდვები იანგარიშება:

$$Q_{hpp(reg)jk,sxva} + W_{ji} \leq W_{jk \max} \quad (54)$$

სადაც,

$W_{jk \max}$  -  $j$  საათს  $i$  მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურიდან იძულებით გამვებული წყლის მაქსიმალური (დასაშვები) მოცულობაა, მ3/წმ;

$W_{ji}$  -  $j$  საათს  $i$  მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურიდან იძულებით გამვებული წყლის მოცულობაა, მ3/წმ;

$Q_{hpp(reg)jk,sxva}$  -  $j$  საათს  $i$  მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის  $k$  გენერატორის სხვა წყლის ხარჯია გამოწვეული სხვადასხვა ჰიდროტექნიკური და სასადგურე შეზღუდვებით, კერძოდ მდინარის სანიტარული ნორმები, ირიგაციის მოთხოვნები და სხვა, მ3/წმ.

სეზონური ჰიდროელექტროსადგურებში:

- ელექტროენერჯის გამომუშავება იანგარიშება გამოსახულებით:

$$E_{hpp(sez)} = \sum_{i=1}^z E_{hpp(sez)i} = \sum_{j=1}^{24} E_{hpp(sez)j} = \sum_{o=1}^w E_{hpp(sez)jo} \quad (55)$$

$$E_{hpp(sez)jo} = P_{jo} \quad P_{jo \min} \leq P_{jo} \leq P_{jo \max}$$

თუ  $P_{j0 min} < P_{j0}$  მაშინ  $X_{j0} = 1$

სხვა შემთხვევაში  $X_{j0} = 0$

სადაც,

$j$  – საათია;

$i$  – სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის ნომერია;

$z$  – ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის რაოდენობა;

$w$  –  $i$  სეზონურ ჰიდროელექტროსადგურზე მდგარი გენერატორების რაოდენობა;

$o$  –  $i$  სეზონურ ჰიდროელექტროსადგურზე არსებული გენერატორების ნომრებია;

$P_{j0 min}$  –  $j$  საათს  $o$  გენერატორის მიერ ელ.ენერჯის მინიმალური გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$P_{j0 max}$  –  $j$  საათს  $o$  გენერატორის მიერ ელ.ენერჯის მაქსიმალური გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$P_{j0}$  –  $j$  საათს  $o$  გენერატორის მიერ ელ.ენერჯის გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$E_{hpp(ssz)j}$  –  $j$  საათს სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის მიერ ელ.ენერჯის ჯამური გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$E_{hpp(ssz)i}$  –  $i$  სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის მიერ ელ.ენერჯის დღე-ღამური გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$E_{hpp(ssz)}$  – ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის მიერ ელ.ენერჯის დღე-ღამური გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

- წყლის ხარჯის მოცულობა გამოითვლება შემდეგი გამოსახულებით:

$$Q_{hpp(sez)} = \sum_{i=1}^z Q_{hpp(sez)i} \quad Q_{hpp(sez)i} = \sum_{j=1}^{24} Q_{hpp(sez)j} \quad (56)$$

$$Q_{hpp(sez)j} = \sum_{o=1}^w 3600 * Q_{hpp(sez)jo} \quad Q_{hpp(sez)jo} = a_{jo} + b_{jo}P_{jo} + c_{jo}P_{jo}^2$$

სადაც,

$a_{jo}, b_{jo}, c_{jo}$  -  $j$  საათს  $i$  სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის  $o$  გენერატორის წყლის ხარჯის ენერგეტიკული მახასიათებლის კოეფიციენტებია;

$Q_{hpp(sez)jo}$  -  $j$  საათს  $i$  სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის  $o$  გენერატორის  $P_{jo}$  შესაბამისი დატვირთვის წყლის ხარჯია, მ3/წმ;

$Q_{hpp(sez)j}$  -  $j$  საათს  $i$  სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის  $o$  გენერატორის  $P_{jo}$  შესაბამისი დატვირთვის წყლის საათობრივი ხარჯია, მ3/წმ;

$Q_{hpp(sez)i}$  -  $i$  სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის დღე-ღამური წყლის ხარჯია, მ3/წმ;

$Q_{hpp(sez)}$  - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული სეზონური ჰიდროელექტროსადგურების ჯამური დღე-ღამური წყლის ხარჯია, მ3/წმ;

- ელექტროენერჯის გამომუშავების რისკის დონის შეფასება წარმოებულია შემდეგი ფორმულებით:

$$S_{hpp(sez)} = \sum_{i=1}^z S_{hpp(sez)i} \quad S_{hpp(sez)i} = \sum_{j=1}^{24} S_{hpp(sez)j} \quad (57)$$

$$S_{hpp(sez)j} = \sum_{o=1}^w S_{hpp(sez)jo} \quad S_{hpp(sez)jo} = R_{hpp(sez)jo} * P_{jo}$$

სადაც,

$j$  - საათია;

$i$  – სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის ნომერია;

$z$  – ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის რაოდენობა;

$w$  –  $i$  სეზონურ ჰიდროელექტროსადგურზე მდგარი გენერატორების რაოდენობა;

$o$  –  $i$  სეზონურ ჰიდროელექტროსადგურზე არსებული გენერატორების ნომრებია;

$P_{jo}$  –  $j$  საათს  $i$  სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის  $o$  გენერატორის მიერ ელ.ენერჯის გამომუშავება, მგვტ.სთ;

$R_{hpp(sez)jo}$  –  $j$  საათს  $i$  სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის  $o$  გენერატორის გამორთვის ალბათობა;

$S_{hpp(sez)jo}$  –  $j$  საათს  $i$  სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის  $o$  გენერატორის რისკის დონე;

$S_{hpp(sez)j}$  –  $j$  საათს  $i$  სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის გამომუშავების რისკის დონე;

$S_{hpp(sez)i}$  –  $i$  სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის გამომუშავების დღე-ღამური რისკის დონე;

$S_{hpp(sez)}$  – ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული სეზონური ჰიდროელექტროსადგურების ელ.ენერჯის დღე-ღამური გამომუშავების რისკის დონე.

- გაყიდული ელექტროენერჯიდან მიღებული შემოსავალი იანგარიშება ფორმულით:

$$I_{hpp(sez)} = \sum_{i=1}^z I_{hpp(sez)i} \quad I_{hpp(sez)i} = \sum_{j=1}^{24} I_{hpp(sez)j} \quad (58)$$

$$I_{hpp(sez)j} = \sum_{o=1}^w I_{hpp(sez)jo} \quad I_{hpp(sez)jo} = T_{hpp(sez)jo} * P_{jo}$$

სადაც,

$j$  – საათია;

$i$  – სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის ნომერია;

$z$  – ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის რაოდენობაა;

$w$  –  $i$  სეზონურ ჰიდროელექტროსადგურზე მდგარი გენერატორების რაოდენობაა;

$o$  –  $i$  სეზონურ ჰიდროელექტროსადგურზე არსებული გენერატორების ნომრებია;

$P_{jo}$  –  $j$  საათს  $i$  სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის  $o$  გენერატორის მიერ ელ.ენერჯის გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$T_{hpp(sez)jo}$  –  $j$  საათს  $i$  სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის  $o$  გენერატორის ელექტროენერჯის წარმოების ტარიფია, ლარი/მგვტ.სთ;

$I_{hpp(sez)jo}$  –  $j$  საათს  $i$  სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის  $o$  გენერატორის შემოსავალია, ლარი/სთ;

$I_{hpp(sez)j}$  –  $j$  საათს  $i$  სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის შემოსავალია, ლარი/სთ;

$I_{hpp(sez)i}$  –  $i$  სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის დღე-ღამური შემოსავალია, ლარი/სთ;

$I_{hpp(sez)}$  – ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული სეზონური ჰიდროელექტროსადგურების ჯამური დღე-ღამური შემოსავალია, ლარი/სთ.

### თბოელექტროსადგურებში:

- ელექტროენერჯის გამომუშავება იანგარიშება:

$$E_{thermal} = \sum_{i=1}^r E_{thermal\ i} \quad E_{thermal\ i} = \sum_{j=1}^{24} E_{thermal\ j} \quad E_{thermal\ j} = \sum_{f=1}^u E_{thermal\ jf} \quad (59)$$

$$E_{thermal\ jf} = P_{jf} \quad P_{jf\ min} \leq P_{jf} \leq P_{jf\ max}$$

$$\text{თუ } P_{jf\ min} < P_{jf} \text{ მაშინ } X_{jf} = 1$$

$$\text{სხვა შემთხვევაში } X_{jf} = 0$$

სადაც,

$j$  – საათია;

$i$  – სეზონური თბოელექტროსადგურის ნომერია;

$z$  – ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული თბოელექტროსადგურის რაოდენობა;

$w - i$  თბოელექტროსადგურზე მდგარი გენერატორების რაოდენობა;

$o - i$  თბოელექტროსადგურზე არსებული გენერატორების ნომრებია;

$P_{jo\ min}$  –  $j$  საათს  $o$  გენერატორის მიერ ელ.ენერგიის მინიმალური გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$P_{jo\ max}$  –  $j$  საათს  $o$  გენერატორის მიერ ელ.ენერგიის მაქსიმალური გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$P_{jo}$  –  $j$  საათს  $o$  გენერატორის მიერ ელ.ენერგიის გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$E_{hpp(sez)j}$  –  $j$  საათს თბოელექტროსადგურის მიერ ელ.ენერგიის ჯამური გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$E_{hpp(sez)i}$  –  $i$  თბოელექტროსადგურის მიერ ელ.ენერგიის დღე-ღამური გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$E_{hpp(sez)}$  – ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული თბოელექტროსადგურის მიერ ელ.ენერგიის დღე-ღამური გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

- სათბობის ხარჯის მოცულობა განისაზღვრება შემდეგი გამოსახულებით:

$$B_{thermal} = \sum_{i=1}^r B_{thermal\ i} \quad B_{thermal\ i} = \sum_{j=1}^{24} B_{thermal\ j} \quad (60)$$

$$B_{thermal\ j} = \sum_{f=1}^u B_{thermal\ jf} \quad B_{thermal\ jf} = a_{jf} + b_{jf}P_{jf} + c_{jf}P_{jf}^2 + |e * \sin(f(P_{min} - P_{jf}))|$$

სადაც,

$a_{jf}, b_{jf}, c_{jf}$  -  $j$  საათს  $i$  თბოელექტროსადგურის  $f$  გენერატორის სათბობის ხარჯის ენერგეტიკული მახასიათებლის კოეფიციენტებია;

$B_{thermal\ jf}$  -  $j$  საათს  $i$  თბოელექტროსადგურის  $f$  გენერატორის

$P_{jf}$  შესაბამისი დატვირთვის სათბობის ხარჯია, კვ/სთ;

$B_{thermal\ j}$  -  $j$  საათს  $i$  თბოელექტროსადგურის  $f$  გენერატორის

$P_{jf}$  შესაბამისი დატვირთვის წყლის საათობრივი ხარჯია, კვ/სთ;

$B_{thermal\ i}$  -  $i$  თბოელექტროსადგურის დღე-ღამური სათბობის ხარჯია, კვ/სთ;

$B_{thermal}$  - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული თბოელექტროსადგურების ჯამური დღე-ღამური სათბობის ხარჯია, კვ/სთ;

-  $CO_2$ -ის ემისიის მოცულობა იანგარიშება შემდეგი ფორმულით:

$$C_{thermal} = \sum_{i=1}^r C_{thermal\ i} \quad C_{thermal\ i} = \sum_{j=1}^{24} C_{thermal\ j} \quad (61)$$

$$C_{thermal\ j} = \sum_{v=1}^u C_{thermal\ jf} \quad C_{thermal\ jv} = a_{jv} + b_{jv}P_{jv} + c_{jv}P_{jv}^2$$

სადაც,



$a_{jv}, b_{jv}, c_{jv}$  -  $j$  საათს  $i$  თბოელექტროსადგურის  $v$  გენერატორის  $\text{CO}_2$  ემისიის მახასიათებლის კოეფიციენტებია;

$C_{thermal\ jv}$  -  $j$  საათს  $i$  თბოელექტროსადგურის  $v$  გენერატორის

$P_{jv}$  შესაბამისი დატვირთვის პირობებში  $\text{CO}_2$  ემისიის საათობრივი რაოდენობაა, კგ/სთ;

$C_{thermal\ j}$  -  $j$  საათს  $i$  თბოელექტროსადგურის  $P_{jv}$  ჯამური დატვირთვის პირობებში  $\text{CO}_2$  ემისიის საათობრივი რაოდენობაა, კგ/სთ;

$C_{thermal\ i}$  -  $i$  თბოელექტროსადგურის  $\text{CO}_2$  დღე-ღამური ემისიის რაოდენობაა, კგ/სთ;

$C_{thermal}$  - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული თბოელექტროსადგურების  $\text{CO}_2$  ემისიის ჯამური დღე-ღამური რაოდენობაა, კგ/სთ;

- ელექტროენერჯის გამომუშავების რისკის დონის შეფასება სრულდება ფორმულით:

$$S_{thermal} = \sum_{i=1}^r S_{thermal\ i} \quad S_{thermal\ i} = \sum_{j=1}^{24} S_{thermal\ j} \quad (62)$$

$$S_{thermal\ j} = \sum_{f=1}^u S_{thermal\ jf} \quad S_{thermal\ jf} = R_{thermal\ jf} * P_{jf}$$

სადაც,

$j$  - საათია;

$i$  - თბოელექტროსადგურის ნომერია;

$r$  - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული თბოელექტროსადგურის რაოდენობაა;

$u$  -  $i$  თბოელექტროსადგურზე მდგარი გენერატორების რაოდენობაა;

$f$  -  $i$  თბოელექტროსადგურზე არსებული გენერატორების ნომერებია;

$P_{jf}$  -  $j$  საათს  $i$  თბოელექტროსადგურის  $i$  გენერატორის მიერ ელ.ენერჯიის გამომუშავება, მგვტ.სთ;

$R_{thermal\ jf}$  -  $j$  საათს  $i$  თბოელექტროსადგურის  $i$  გენერატორის გამორთვის ალბათობა;

$S_{thermal\ jf}$  -  $j$  საათს  $i$  თბოელექტროსადგურის  $i$  გენერატორის რისკის დონე;

$S_{thermal\ j}$  -  $j$  საათს  $i$  თბოელექტროსადგურის გამომუშავების რისკის დონე;

$S_{thermal\ i}$  -  $i$  თბოელექტროსადგურის გამომუშავების დღე-ღამური რისკის დონე;

$S_{thermal}$  - ელექტროენერჯეტიკულ სისტემაში არსებული თბოელექტროსადგურების დღე-ღამური გამომუშავების რისკის დონე.

- გაყიდული ელექტროენერჯიიდან მიღებული შემოსავალი ნაანგარიშებულია შემდეგი გამოსახულებით:

$$I_{thermal} = \sum_{i=1}^r I_{thermal\ i} \quad I_{thermal\ i} = \sum_{j=1}^{24} I_{thermal\ j} \quad (63)$$

$$I_{thermal\ j} = \sum_{f=1}^u I_{thermal\ jf} \quad I_{thermal\ jf} = T_{thermal\ jf} * P_{jf}$$

სადაც,

$j$  - საათია;

$i$  - თბოელექტროსადგურის ნომერია;

$r$  - ელექტროენერჯეტიკულ სისტემაში არსებული თბოელექტროსადგურის რაოდენობა;

$u$  -  $i$  თბოელექტროსადგურზე მდგარი გენერატორების რაოდენობა;

$f$  -  $i$  თბოელექტროსადგურზე არსებული გენერატორების ნომერია;

$P_{jf}$  -  $j$  საათს  $i$  თბოელექტროსადგურის  $f$  გენერატორის მიერ ელ.ენერგიის გამომუშავება, მგვტ.სთ;

$T_{thermal\ jf}$  -  $j$  საათს  $i$  თბოელექტროსადგურის  $f$  გენერატორის ელექტროენერგიის წარმოების ტარიფია, ლარი/მგვტ.სთ;

$I_{thermal\ jf}$  -  $j$  საათს  $i$  თბოელექტროსადგურის  $f$  გენერატორის შემოსავალია, ლარი/სთ;

$I_{thermal\ j}$  -  $j$  საათს  $i$  თბოელექტროსადგურის შემოსავალია, ლარი/სთ;

$I_{thermal\ i}$  -  $i$  თბოელექტროსადგურის დღე-ღამური შემოსავალია, ლარი/სთ;

$I_{thermal}$  - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული თბოელექტროსადგურების ჯამური დღე-ღამური შემოსავალია, ლარი/სთ.

- თბური (თერმული) შეზღუდვების ანგარიში ჩატარებულია ორ ეტაპად:

- პირველ ეტაპზე იანგარიშება გენერატორების ჩართულ მდგომარეობაში ყოფნის (მუშაობის) მინიმალური დრო:

$$T_{f,on,i,j} \geq T_{f,up,i,j} \quad (64)$$

სადაც,

$T_{f,on,j}$  -  $j$  საათს  $i$  თბოელექტროსადგურის  $f$  გენერატორის ჩართულ მდგომარეობაში ყოფნის (მუშაობის) დროა, სთ;

$T_{f,up,i,j}$  -  $j$  საათს  $i$  თბოელექტროსადგურის  $f$  გენერატორის ჩართულ მდგომარეობაში ყოფნის (მუშაობის) დასაშვები მინიმალური დროა, სთ.

- მეორე ეტაპზე იანგარიშება გენერატორების გამორთულ მდგომარეობაში ყოფნის მინიმალური დრო:

$$T_{f,off,i,j} \geq T_{f,down,i,j} \quad (65)$$

სადაც,

$T_{f,off,j}$  -  $j$  საათს  $i$  თბოელექტროსადგურის  $f$  გენერატორის გამორთულ მდგომარეობაში ყოფნის დროა, სთ;

$T_{f,off,i,j}$  -  $j$  საათს  $i$  თბოელექტროსადგურის  $f$  გენერატორის გამორთულ მდგომარეობაში ყოფნის მინიმალური დროა, სთ.

გენერაციის სხვა წყაროების:

- ელექტროენერჯის გამომუშავების მოცულობების ანგარიში წარმოებს შემდეგი გამოსახულებით:

$$E_{other} = \sum_{i=1}^d E_{other\ i} E_{other\ i} = \sum_{j=1}^{24} E_{other\ j} E_{other\ j} = \sum_{y=1}^x E_{other\ jy} \quad (66)$$

$$E_{other\ jy} = P_{jy} P_{jy\ min} \leq P_{jy} \leq P_{jy\ max}$$

თუ  $P_{jy\ min} < P_{jy}$  მაშინ  $X_{jy} = 1$

სხვა შემთხვევაში  $X_{jy} = 0$

სადაც,

$j$  - საათია;

$i$  - სხვა ელექტროსადგურის ნომერია;

$z$  - ელექტროენერჯეტიკულ სისტემაში სხვა ელექტროსადგურის რაოდენობაა;

$w$  -  $i$  სხვა ელექტროსადგურზე მდგარი გენერატორების რაოდენობაა;

$o$  -  $i$  სხვა ელექტროსადგურზე არსებული გენერატორების ნომრებია;

$P_{jo \min}$  -  $j$  საათს  $o$  გენერატორის მიერ ელ.ენერგიის მინიმალური გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$P_{jo \max}$  -  $j$  საათს  $o$  გენერატორის მიერ ელ.ენერგიის მაქსიმალური გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$P_{jo}$  -  $j$  საათს  $o$  გენერატორის მიერ ელ.ენერგიის გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$E_{hpp(sez)j}$  -  $j$  საათს სხვა ელექტროსადგურის მიერ ელ.ენერგიის ჯამური გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$E_{hpp(sez)i}$  -  $i$  სხვა ელექტროსადგურის მიერ ელ.ენერგიის დღე-ღამური გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$E_{hpp(sez)}$  - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული სხვა ელექტროსადგურის მიერ ელ.ენერგიის დღე-ღამური გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

- პირველადი რესურსის ხარჯის ანგარიში ჩატარებულია შემდეგი ფორმულებით:

$$B_{other} = \sum_{i=1}^d B_{other i} \quad B_{other i} = \sum_{j=1}^{24} B_{other j} \quad (67)$$

$$B_{other j} = \sum_{y=1}^x B_{other jy} \quad B_{other jy} = a_{jy} + b_{jy} P_{jy} + c_{jy} P_{jy}^2$$

სადაც,

$a_{jy}, b_{jy}, c_{jy}$  -  $j$  საათს  $i$  სხვა ელექტროსადგურის  $y$  გენერატორის პირველადი რესურსის ხარჯის ენერგეტიკული მახასიათებლის კოეფიციენტებია;

$B_{thermal jy}$  -  $j$  საათს  $i$  სხვა ელექტროსადგურის  $y$  გენერატორის  $P_{jy}$  შესაბამისი დატვირთვის პირველადი რესურსის ხარჯია, კგ(მ3)/სთ(წმ);

$B_{thermal j}$  -  $j$  საათს  $i$  სხვა ელექტროსადგურის  $y$  გენერატორის

$P_{jy}$  შესაბამისი დატვირთვის პირველადი რესურსის საათობრივი ხარჯია, კგ(მ3)/სთ(წმ);

$B_{thermal i}$  -  $i$  სხვა ელექტროსადგურის პირველადი რესურსის დღე-ღამური ხარჯია, კგ(მ3)/სთ(წმ);

$B_{thermal}$  - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული სხვა ელექტროსადგურების პირველადი რესურსის ჯამური დღე-ღამური ხარჯია, კგ(მ3)/სთ(წმ);

- ელექტროენერჯის გამომუშავების რისკის დონე შეფასებულია გამოსახულებით:

$$S_{other} = \sum_{i=1}^d S_{other i} \quad S_{other i} = \sum_{j=1}^{24} S_{other j} \quad (68)$$

$$S_{other j} = \sum_{y=1}^x S_{other jy} \quad S_{other jy} = R_{other jy} * P_{jy}$$

სადაც,

$j$  - საათია;

$i$  - სხვა ელექტროსადგურის ნომერია;

$d$  - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული სხვა ელექტროსადგურის რაოდენობაა;

$x$  -  $i$  სხვა ელექტროსადგურზე მდგარი გენერატორების რაოდენობაა;

$y$  -  $i$  სხვა ელექტროსადგურზე არსებული გენერატორების ნომრებია;

$P_{jy}$  -  $j$  საათს  $i$  სხვა ელექტროსადგურის  $y$  გენერატორის მიერ ელ.ენერჯის გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$R_{other\ jy}$  -  $j$  საათს  $i$  სხვა ელექტროსადგურის  $y$  გენერატორის გამორთვის ალბათობა;

$S_{other\ jy}$  -  $j$  საათს  $i$  სხვა ელექტროსადგურის  $y$  გენერატორის რისკის დონე;

$S_{other\ i}$  -  $j$  საათს  $i$  სხვა ელექტროსადგურის გამომუშავების რისკის დონე;

$S_{thermal\ i}$  -  $i$  სხვა ელექტროსადგურის გამომუშავების დღე-ღამური რისკის დონე;

$S_{other}$  - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული სხვა ელექტროსადგურების დღე-ღამური გამომუშავების რისკის დონე.

- გაყიდული ელექტროენერგიიდან მიღებული შემოსავალი განისაზღვრება შემდეგი გამოსახულებით:

$$I_{other} = \sum_{i=1}^d I_{other\ i} \quad I_{other\ i} = \sum_{j=1}^{24} I_{other\ j} \quad (69)$$

$$I_{other\ j} = \sum_{y=1}^x I_{other\ jy} \quad I_{other\ jy} = T_{other\ jy} * P_{jy}$$

სადაც,

$j$  - საათია;

$i$  - სხვა ელექტროსადგურის ნომერია;

$d$  - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული სხვა ელექტროსადგურის რაოდენობა;

$x$  -  $i$  სხვა ელექტროსადგურზე მდგარი გენერატორების რაოდენობა;

$y$  -  $i$  სხვა ელექტროსადგურზე არსებული გენერატორების ნომრებია;

$P_{jy}$  -  $j$  საათს  $i$  სხვა ელექტროსადგურის  $y$  გენერატორის მიერ ელ.ენერგიის გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$T_{other\ jy}$  -  $j$  საათს  $i$  სხვა ელექტროსადგურის  $y$  გენერატორის ელექტროენერგიის წარმოების ტარიფია, ლარი/მგვტ.სთ;

$I_{other\ jy}$  -  $j$  საათს  $i$  სხვა ელექტროსადგურის  $y$  გენერატორის შემოსავალია, ლარი/სთ;

$I_{other\ j}$  -  $j$  საათს  $i$  სხვა ელექტროსადგურის შემოსავალია, ლარი/სთ;

$I_{other\ i}$  -  $i$  სხვა ელექტროსადგურის დღე-ღამური შემოსავალია, ლარი/სთ;

$I_{other}$  - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული სხვა ელექტროსადგურების ჯამური დღე-ღამური შემოსავალია, ლარი/სთ.

- ელექტროენერგიის წარმოების საშუალო შეწონილი ტარიფის საანგარიშო ფორმულას აქვს სახე:

$$T_{saS} = \frac{\sum_{j=1}^{24} T_{saS\ j}}{24} \quad T_{saS\ j} = \frac{(I_{hpp(reg)\ j} + I_{hpp(sez)\ j} + I_{thermal\ j} + I_{other\ j})}{(E_{hpp(reg)\ j} + E_{hpp(sez)\ j} + E_{thermal\ j} + E_{other\ j})} \quad (70)$$

$T_{saS}$  - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული ელექტროსადგურების წარმოებული ელექტროენერგიის საშუალო დღე-ღამური საშუალო შეწონილი ტარიფის სიდიდე, ლარი/მგვტ.სთ;

$I_{hpp(reg)\ j}$  -  $j$  საათს მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურების შემოსავალია, ლარი/სთ;

$I_{hpp(sez)\ j}$  -  $j$  საათს სეზონური ჰიდროელექტროსადგურების შემოსავალია, ლარი/სთ;

$I_{thermal\ j}$  -  $j$  საათს თბოელექტროსადგურების შემოსავალია, ლარი/სთ;



$I_{other j}$  -  $j$  საათს გენერაციის სხვა წყაროების შემოსავალია, ლარი/სთ;

$E_{hpp(reg)j}$  -  $j$  საათს მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურების გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$E_{hpp(sez)j}$  -  $j$  საათს სეზონური ჰიდროელექტროსადგურების გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$E_{thermal j}$  -  $j$  საათს თბოელექტროსადგურების გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$E_{other j}$  -  $j$  საათს გენერაციის სხვა წყაროების გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

შემუშავებული ოპტიმიზაციის ფუნქცია ერთის მხრივ ახორციელებს ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში გენერატორთა შემადგენლობის ოპტიმიზაციას და მეორეს მხრივ ადგენს მათ შორის აქტიური სიმძლავრის ოპტიმალური განაწილების პარამეტრებს.

შემდგომ ეტაპზე ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში ელექტროსადგურებს შორის აქტიური სიმძლავრის ოპტიმალურ განაწილებაში ალგორითმის საფუძველზე განსაზღვრული აქტიური სიმძლავრის ყოველსათობრივი ოპერატიული რეზერვის სიდიდეების გათვალისწინების მიზნით ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული თითოეული გენერატორის მაქსიმალური სიმძლავრეები (გამომუშავება) შეზღუდვები შეიცვლება და მიიღებს შემდეგ სახეს:

$$P_{jk \min} \leq P_{jk} \leq (P_{jk \max} - P_{jk \text{ rez}}) \quad (71)$$

$$P_{jo \min} \leq P_{jo} \leq (P_{jo \max} - P_{jo \text{ rez}}) \quad (72)$$

$$P_{jf \min} \leq P_{jf} \leq (P_{jy \max} - P_{jf \text{ rez}}) \quad (73)$$

$$P_{jy \min} \leq P_{jy} \leq (P_{jy \max} - P_{jy \text{ rez}}) \quad (74)$$

სადაც,

$P_{jk rez}$  - j საათს k გენერატორის ოპერატიული რეზერვის სიდიდეა (მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგური), მგვტ.სთ;

$P_{jo rez}$  - j საათს o გენერატორის ოპერატიული რეზერვის სიდიდეა (სეზონური ჰიდროელექტროსადგური), მგვტ.სთ;

$P_{jf rez}$  - j საათს f გენერატორის ოპერატიული რეზერვის სიდიდეა (თბოელექტროსადგური), მგვტ.სთ;

$P_{jy rez}$  - j საათს y გენერატორის ოპერატიული რეზერვის სიდიდეა (გენერაციის სხვა წყარო), მგვტ.სთ.

შემდგომ ეტაპზე ყოველსაათობრივად რეაქტიული სიმძლავრის წარმოების ოპტიმიზაციის მიზნით დადგენილია j საათისთვის ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში პარალელურად მომუშავე გენერატორების რეაქტიული სიმძლავრის წარმოების ზედა და ქვედა ზღვრები გენერატორების სიმძლავრის კოეფიციენტის სათანადო დონეზე შენარჩუნების გზით.

თითოეული გენერატორისთვის სიმძლავრის კოეფიციენტის მინიმუმალურ დონედ მიღებულ იქნა 0,85. აქტიური სიმძლავრის მიხედვით სიმძლავრეთა სამკუთხედის საფუძველზე დადგენილ იქნა რეაქტიული სიმძლავრის გამომუშავების/მოხმარების ზედა და ქვედა ზღვრები:

$$\text{ზედა ზღვარი: } Q_{max} = \sqrt{\frac{P^2}{0,7225} - P^2} \quad (75)$$

$$\text{ქვედა ზღვარი არის მისი შებრუნებული სიდიდე: } Q_{min} = -Q_{max} \quad (76).$$

მეოთხე ეტაპზე ზემოთ დამუშავებული მეთოდის საფუძველზე ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში j საათისთვის დამყარებული რეჟიმის ანგარიშისა და სიმულაციის (სიმძლავრეთა განაწილება, სხვადასხვა ტექნიკური პარამეტრების (მაზვა, ელექტროგადაცემის ხაზების

დატვირთულობა და სხვ.) მიზნით გამოყენებულია ნიუტონ-რაფსონის მეთოდი.

მეხუთე ეტაპზე  $j$  საათისთვის ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული აქტიური სიმძლავრის დანაკარგების გენერატორებზე ოპტიმალური განაწილების მიზნით გამოყენებულია აქტიური სიმძლავრის ფარდობითი ნაზრდის მეთოდი. აღნიშნული მეთოდის მეშვეობით  $j$  საათისთვის ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული მახალანსირებელი კვანძის მიმართ გაანგარიშებულია გენერატორების აქტიური სიმძლავრის ფარდობითი ნაზრდის მნიშვნელობები და სისტემის ჯამური დანაკარგი. აქტიური სიმძლავრის დანაკარგი გადაანაწილებულია გენერატორების ფარდობითი დანაკარგის მნიშვნელობების მინიმუმის პრინციპით, ყველაზე მცირე მნიშვნელობის მქონე გენერატორებზე მათი გამომუშავების შესაძლებლობების მიხედვით.

მეექვსე ეტაპზე ზემოაღნიშნული მეთოდიკით განსაზღვრული მნიშვნელობების მიხედვით  $j$  საათისთვის ნიუტონ-რაფსონის მეთოდის გამოყენებით განხორციელებულია ელექტროენერგეტიკული სისტემის რეჟიმული პარამეტრების საბოლოო მნიშვნელობების დადგენა.

№1,2,3,4 თავებში ჩამოყალიბებული მეთოდოლოგიის მიხედვით ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში  $j$  საათისთვის მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმის ანგარიშისა და დაგეგმვისათვის შემუშავებულია ცხრილ №30-ში მოცემული ალგორითმი:

ცხრილი №30. ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში ყოველსაათობრივი (დღე-ღამური) მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმის ანგარიშისა და დაგეგმვის ალგორითმი

1	დასაწყისი
2	ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში $i$ ( $i=1, \dots, 24$ ) საათისთვის $g$ ( $g=1, \dots, k$ ) გენერატორების და მათი ტექნიკური პარამეტრების სიის ფორმირება

3	ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში $j$ ( $j=1, \dots, n$ ) დატვირთვის კვანძების და მათი ტექნიკური პარამეტრების სიის ფორმირება
4	$i$ ( $i=1, \dots, 24$ ) საათისთვის ელექტროენერგიის მოკლევადიან მოხმარებაზე მოქმედი $X_1, \dots, X_{16}$ ფაქტორების საპროგნოზო მნიშვნელობების ფორმირება
5	$j$ ( $j=1, \dots, n$ ) დატვირთვის კვანძის ელექტროენერგიის მოხმარების მოკლევადიანი პროგნოზირებისათვის შესაბამისი საპროგნოზო მოდელის (ხელოვნური ნეირონული ქსელი) შერჩევა
6	$j$ ( $j=1, \dots, n$ ) დატვირთვის კვანძის ელექტროენერგიის მოხმარების მოკლევადიანი $i$ ( $i=1, \dots, 24$ ) (საათობრივი, დღე-ღამური) მნიშვნელობების პროგნოზირება
7	$j$ ( $j=1, \dots, n$ ) დატვირთვის კვანძის $i$ ( $i=1, \dots, 24$ ) ყოველსაათობრივი საპროგნოზო მნიშვნელობების ფორმირება
8	ცხრილი №7 და №8 ალგორითმების საფუძველზე $i$ ( $i=1, \dots, 24$ ) საათისთვის პრევენციულ რემონტში გაყვანილი $g$ ( $g=1, \dots, k$ ) გენერატორების სიის ფორმირება
9	$i$ ( $i=1, \dots, 24$ ) საათისთვის პრევენციულ რემონტში გაუყვანელი $g$ ( $g=1, \dots, k$ ) გენერატორების სიის ფორმირება
10	$g$ ( $g=1, \dots, k$ ) გენერატორებისათვის ენერგეტიკული და $CO_2$ ემისიის მახასიათებლების ფორმირება
11	(46) ოპტიმიზაციის ფუნქციის საფუძველზე $i$ ( $i=1, \dots, 24$ ) საათისთვის აქტიური სიმძლავრის ოპტიმალური განაწილება ექსპორტის და იმპორტის გათვალისწინებით
12	11-ე ეტაპის საფუძველზე პარალელურად მომუშავე გენერატორების სიის ფორმირება
13	(46) ოპტიმიზაციის ფუნქციის და მე-12 ეტაპზე ფორმირებული სიის საფუძველზე $i$ ( $i=1, \dots, 24$ ) საათისთვის ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის ფორმირება
14	(46) ოპტიმიზაციის ფუნქციის და 13-ეტაპზე ფორმირებული ოპერატიული რეზერვის საფუძველზე $i$ ( $i=1, \dots, 24$ ) საათისთვის ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში აქტიური სიმძლავრის ოპტიმალური განაწილება ოპერატიული რეზერვის, ექსპორტის და იმპორტის გათვალისწინებით
15	$i$ ( $i=1, \dots, 24$ ) საათისთვის $g$ ( $g=1, \dots, k$ ) გენერატორების ოპტიმალური აქტიური სიმძლავრეების ფორმირება
16	$i$ ( $i=1, \dots, 24$ ) საათისთვის $g$ ( $g=1, \dots, k$ ) გენერატორების რეაქტიული სიმძლავრის წარმოებისა და მოხმარების მინიმალური და მაქსიმალური ზღვრების ფორმირება

17	$i (i=1, \dots, 24)$ საათისთვის ელექტროენერგეტიკული სისტემის დამყარებული რეჟიმის ანგარიში და სიმულაცია
18	$i (i=1, \dots, 24)$ საათისთვის $g (g=1, \dots, k)$ გენერატორების აქტიური სიმძლავრის დანაკარგების ფარდობითი ნაზრდის მნიშვნელობების ფორმირება და მის საფუძველზე პარალელურად მომუშავე გენერატორებზე დანაკარგების გადანაწილება
19	აქტიური სიმძლავრის დანაკარგების გათვალისწინებით $i (i=1, \dots, 24)$ საათისთვის ელექტროენერგეტიკული სისტემის რეჟიმული პარამეტრების საბოლოო სიის ფორმირება
20	დასასრული

წარმოდგენილი მეთოდიკა აპრობირებულ იქნა ელექტროენერგეტიკული სისტემის მაგალითზე. მიღებულია 24 საათიანი რეჟიმული პარამეტრები და შესაბამისი დატვირთვის გრაფიკები. სიმულაცია განხორციელებულია MS Excel-ის და PowerWorld პროგრამული პაკეტის გამოყენებით.

### III დასკვნები

1. ნეირონული ქსელების გამოყენებით შემუშავებულია ელექტროენერგის მოხმარების მოკლევადიანი (საათი, დღე-ღამე) პროგნოზირების მრავალფაქტორიანი ეკონომიკურ-მათემატიკური მოდელი და შესაბამისი ალგორითმი.

2. გადაწყვეტილია ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური სიდიდის დაგეგმვის და მაგენერირებელ ობიექტებზე განაწილების პრობლემა. ამ მიმართულებით შერჩეულია ოპტიმალურობის მრავალფაქტორიანი კრიტერიუმი. დასმული ამოცანა შესრულებულია არამკაფიო ლოგოკის მეთოდის გამოყენებით. ექსპერიმენტულად დადგენილი ბლოკ-სქემის საფუძველზე განხორციელებულია მრავალვარიანტული სიმულაცია და

მიღებული კრიტერიუმის შესაბამისად განსაზღვრულია აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური სიდიდეები.

3. გადაჭრილია ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში პრევენციული რემონტების ოპტიმალური დაგეგმვის ამოცანა. საკითხისადმი კომპლექსური მიდგომით ოპტიმიზაციის მრავალფაქტორიანი კრიტერიუმის საფუძველზე წრფივი პროგრამირების მეთოდის გამოყენებით განხორციელებულია პრევენციული რემონტის დაგეგმვის მათემატიკური მოდელირება. დადგენილია წლიურ ჭრილში სხვადასხვა პერიოდებად (კვირების მიხედვით) დაყოფით პრევენციული რემონტების ჩატარების გრაფიკები.

4. არაწრფივი პროგრამირების მეთოდით წინა ეტაპზე დამუშავებული ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი საპროგნოზო პარამეტრების, ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური საგეგმო მაჩვენებლების, პრევენციული რემონტების გრაფიკის მონაცემების, სასადგურე და სისტემაში არსული სხვა შეზღუდვების გათვალისწინებით შემუშავებული იქნა ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის რეჟიმების ოპტიმიზაციის მრავალფაქტორიანი მათემატიკური მოდელი და მისი შესაბამისი ალგორითმი.

წარმოდგენილი მეთოდოლოგია ატარებს უნივერსალურ ხასიათს. მისი გამოყენებით შესაძლებელია ნებისმიერი სიდიდის და კონფიგურაციის ელექტროენერგეტიკულ სისტემის ფუნქციონირების ოპტიმალური რეჟიმების დაგეგმვა. მეთოდოლოგია აპრობირებულ იქნა ელექტროენერგეტიკული სისტემის მაგალითზე და მიღებულია შესაბამისი შედეგები.

**აპრობაცია.** სადისერტაციო ნაშრომის ძირითადი შედეგები გამნოქვეყნებულია საერთაშორისო რეცენზირებად და რეფერირებად სამეცნიერო ჟურნალებში: “ენერჯია”, “EnergyOnline”, “ზიზნეს-ინჟინერინგი” და “საქართველოს ეკონომიკა” შემდეგი სამეცნიერო შრომების სახით:

1. დ. ჯაფარიძე, თ. მაღრაძე. “ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში პრევენციული რემონტების ოპტიმალური დაგეგმვა”. ჟურნალი “ზიზნეს-ინჟინერინგი”. №2 თბილისი. გვ:107-115. 2013 წელი.

2. ა. ართილაყვა, თ. მაღრაძე. “პროგნოზირების მოდელების გამოყენებით ენერგოკომპანიის წმინდა მოგების გაანგარიშების თავისებურებები”. ჟურნალი “ენერჯია”. №1(65). თბილისი. გვ: 53-57. 2013 წელი.

3. დ. ჯაფარიძე, თ. მაღრაძე. “ზიზნეს-ინჟინერინგის პრინციპებით ელექტროენერგეტიკული სისტემის ოპტიმალური მართვის უზრუნველსაყოფად ელექტროენერჯიის მოხმარების მოკლევადიანი პროგნოზირება”. ჟურნალი “ზიზნეს-ინჟინერინგი”. №4. თბილისი. გვ: 188-194. 2012 წელი.

4. D. Japaridze, T. maghradze. “Optimal planning of operative reserve of active power in power system under conditions of uncertainty”. Online scientific-technical journal “EnergyOnline”. #6. Tbilisi. Pages: 1-16. 2012 year.

5. D. Japaridze, T. maghradze “Middle-term prediction of electricity demand in Georgia by using of multifactor model”. International scientific-analytical journal “Economy of Georgia”. #3(136). Pages: 32-38. 2009 year.

6. დ. ჯაფარიძე, თ. მაღრაძე. “საქართველოში ელექტროენერჯიის წარმოების საშუალოვადიანი პროგნოზირება”. საერთაშორისო სამეცნიერო-ანალიტიკური ჟურნალი “საქართველოს ეკონომიკა”. #7-8(128-129). გვ: 96-101. 2008 წელი.

ნაშრომის თემატიკის ირგვლივ საქართველოს ტექნიკურ უნივერსიტეტში მოეწყო ორი თემატური სემინარი და კოლოკვიუმი შემდეგი სახელწოდებებით:

I სემინარი: “ელექტროენერგეტიკული სისტემის ელექტროსადგურების მუშაობის რეჟიმების მართვის მსოფლიო გამოცდილება და თანამედროვე მეთოდების საქართველოში დანერგვის პერსპექტივები”;

II სემინარი: “საქართველოს ენერგეტიკული უსაფრთხოების მდგომარეობის შეფასება და მისი ამღლების გზები”.

კოლოქვიუმი: “ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის და რემონტების ოპტიმალური დაგეგმვა”.

სადისერტაციო ნაშრომის ძირითადი საკითხები მოხსენების სახით გაშუქდა სამეცნიერო კონფერენციაზე სახელწოდებით:

1. “ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში განუსაზღვრელობის პირობებში აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური დაგეგმვა”. აშშ-ს საერთაშორისო განვითარების სააგენტოს “ჰიდროენერგეტიკაში ინვესტიციების ხელშეწყობის პროექტისა” და საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტის ერთობლივი კონფერენცია: “ახალგაზრდა ინჟინრების როლი საქართველოს ენერგეტიკის სექტორში”. სტუ. 17 აპრილი, 2013 წელი.



## Abstract

In phd dissertation “Mathematical modeling of optimal modes of power systems operation and optimal planning of preventive maintenance in power facilities” in order to solve the problem on the modern level it’s studied world experience of short-term demand forecasting of electricity, optimal planning of operative reserve of active power, optimal planning of preventive maintenances and in overall optimization planning of power system operation modes. Based on that it is set task of developing of power system’s operational modes optimal planning methodology and algorithm on the basis of business-engineering principles by using of modern mathematical methods of optimization of power system’s operational processes.

Dissertation works consists of an introduction, drawings and tables lists, four main chapter (with sections), conclusions and the used literature.

According to set task in the early stage by using of neural networks method it’s developed multifactor economical-mathematical model and corresponding algorithm of short-term electricity demand forecasting. The results of the testing of the proposed method are carried out on the example of four system.

On the second stage it’s solved problem of planning of operative reserve of active power I power system and its optimal allocation on power-generating facilities. Through this direction was chosen multifactor criterion of optimality. Because of uncertainty, problem is solved by using of fuzzy logic method. Based on experimentally determined block-scheme multivariant simulation is done and according to criterion optimal values of operative reserve of active power are determined. By this way it will be possible to plan (hourly or daily) with high precision optimum operational parameters of operative reserve of active power. Developed model has universal character. It makes possible in any configuration of the power system to optimally allocate operative reserve of active power on power-generating facilities. The proposed method is implemented by the approbation of the practical example of power system.

On the third stage due to the fact that in power system’s operation modes one of the most important factor is optimal planning of preventive (planned-warning) maintenance, problem of optimal preventive maintenance planning is solved. By a complex approach to the problem, based on multifactor criterion of optimization, by using of linear programming method is performed mathematical modeling, Appropriate algorithm is developed and based on this model in the context of a different annual periods (weeks) preventive maintenance schedules are determined. Testing is carried out from the results obtained from the proposed method on the example of the power system.

On the fourth stage based on scientific analysis of world experience optimization criteria of the modes of operation of power system are formed. These optimality criteria factors are:

- The regulatory (reservoir) hydro power plants electricity generation – maximum, maximum participation in electricity demand schedules, Not used water flow (spillage) and used for generation water flow – minimum;
- Seasonal hydro power plants electricity generation – maximum, Not used water flow (spillage) – minimum;
- Minimum fuel cost in thermal power plants;
- Minimum CO<sub>2</sub> emissions in thermal power plants;

- Minimum average weighted tariff of produced electricity;
- High reliability of operation of power system and minimum electricity production interruption risk.

Based on non-linear programming method with taking into account the prediction parameters of short-term electricity demand, optimal planning indicators of operative reserve of active power, schedule data of preventive maintenance, station and other system constraints solved in previous stages multifactor mathematical model and its corresponding algorithm of optimization of operational modes of power system has been developed. Testing is carried out from the results obtained from proposed method on the example of the power system.

The research results can be used successfully in production areas, where we are dealing with a business-engineering principles of system's managements. Practical implementation of the research results can bring great effect on the socio-political field and can accelerate technical progress. This is due to the fact that optimal management of operational modes of power system ensures improvement of technical-economical indicators of organizations, accordingly, objectivity of electricity tariff setting and requires of setting new progressive technologies in production.