

გ. მახარაძე, მ. სულაძე

ელექტრული ქსელების დაპროექტება

დამტკიცებულია სტუ-ს
სასწავლო-მეთოდური
საბჭოს მიერ



გამომცემლობა „უნივერსალი“
თბილისი 2007

ელექტრული ქსელების დაპროექტება. 2007. – 291 გვ.

მაპროფილებელ დისციპლინაში პროექტის შესრულება სასწავლო პროცესის ის ეტაპია, როცა სტუდენტ-ბაკალავრმა, თეორიული მასალის შესწავლის, პრაქტიკულ მეცადინეობებზე და ლაბორატორულ სამუშაოებზე საკვანძო საკითხების დასმისა და მათი ამოხსნის მეთოდების ათვისების შემდეგ, უნდა დაამუშაოს და გადაწყვიტოს დარგის კომპლექსური ამოცანა მთელი რიგი ინჟინრული ხასიათის მოსაზრებათა გათვალისწინებით.

წინამდებარე სახელმძღვანელოში განხილულია ელექტრული ქსელების დაპროექტების საკითხთა ფართო წრე, გადმოცემულია თეორიული მასალა და შესაბამისი მათემატიკური ფორმულირება. იგი ღიდ დახმარებას გაუწევს ელექტროენერგეტიკული სპეციალობის სტუდენტ-ბაკალავრებს და ამ სფეროში დასაქმებულ ინჟინერ-პრაქტიკოსებს.

რეცენზენტები:

პროფ. **დ. ლაოშვილი**
ინჟ. **ნ. კილაძე**

© გ. მახარაძე, მ. სულაძე, 2007

გამომცემლობა „**უნივერსალი**“, 2007

თბილისი, 0179, ი. ჯავახიშვილის გამზ. 19, ☎: 22 36 09, 8(99) 17 22 30
E-mail: universal@internet.ge

ISBN 978-99940-967-2-5

შესავალი

ქვეყნის ელექტროენერგეტიკის განვითარებისა და მისი მეურნეობის ყველა დარგის სრული ელექტროფიკაციის ამოცანა მოითხოვს ელექტრული ქსელებისა და სისტემების დაპროექტების საკითხთა შესწავლასა და ღრმა ანალიზს ქვეყანაში მოქმედი საბაზრო ეკონომიკის პრინციპების გათვალისწინებით.

როგორც ახალი ელექტრული ქსელის აგებას, ასევე არსებული ქსელის რეკონსტრუქცია-განვითარებას ყოველთვის წინ უსწრებს შესაბამისი საპროექტო სამუშაოები. ახლადპროექტირებადი ქსელის საწყის ინფორმაციას წარმოადგენს კვების ცენტრებისა და მადაბლებელი ქვესადგურების ურთიერთგანლაგების შესაძლო ადგილები, მომხმარებელთა მოსალოდნელი (პერსპექტიული) დატვირთვები და მათი მუშაობის რეჟიმები. არსებული ქსელის რეკონსტრუქცია-განვითარების განსახილველ საკითხთა მთელი სპექტრი უშუალო დამოკიდებულებაშია ამ ქსელის არსებულ კონფიგურაციას, მის რეჟიმზე, მისი კვანძების მიმდინარე და პერსპექტიულ დატვირთვებზე და სხვა მრავალ ფაქტორზე.

პროექტირებისას შეირჩევა დასმული ამოცანის გადაწყვეტის ყველაზე უფრო რაციონალური გზა, დადგინდება ქსელის ყველაზე უფრო მიზანშეწონილი (რაციონალური) კონფიგურაცია. შეირჩევა ელექტროგადაცემის ხაზების ნომინალური ძაბვები და სადენთა განიკვეთები, ასევე, ტრანსფორმატორთა რიცხვი და ნომინალური სიმძლავრე ქვესადგურებზე, განისაზღვრება რეაქტიული სიმძლავრის დამატებითი წყაროების ეკონომიკურად მიზანშეწონილი სიმძლავრე და ქსელში მისი განლაგების ადგილები, დადგინდება ქსელში ძაბვის რეგულირების ტექნიკურ საშუალებათა სახეები და ა. შ.

ელექტრული ქსელების პროექტირების ერთ-ერთ მნიშვნელოვან ნაწილს წარმოადგენს ელექტროგადაცემის ხაზებისა და ქვესადგურების კონსტრუქციული ნაწილი. კერძოდ, ხაზის ტრასის შესწავლა და გეოლოგიური დამუშავება-ანალიზი, საყრდენთა ტიპების შერჩევა და მათი განლაგება ტრასაზე, ქვესადგურების გაფართოება და მასთან დაკავშირებული სარეკონსტრუქციო სამუშაოები. სადენთა (გვარლების) მექანიკურ სიმტკიცეზე გაანგარიშება და ა. შ.

ელექტრული ქსელების განვითარების პროექტი სრულდება როგორც დამოუკიდებელი სამუშაო. პროექტირება ხორციელდება იერარქიული პრინციპით. იერარქიის ცალკეულ დონეზე მკვეთრად გამოკვეთილია პროექტირების ამა თუ იმ სახის ამოცანა. კერძოდ, გაერთიანებული ენერგოსისტემების დონეზე განიხილება და დასაბუთდება ცალკეულ ენერგოსისტემებს შორის სისტემათაშორისი კავშირებისა და მძლავრ ელექტროსადგურებიდან სიმძლავრის გაცემის განვითარების საკითხი. სიმძლავრის გადაცემის ამ საშუალებათა დატვირთულობა განისაზღვრება ენერგოგაერთიანების რეჟიმების გაანგარიშების საფუძველზე. ცალკეული ენერგოსისტემის დონეზე ხორციელდება 220 კვ და უფრო მაღალი ძაბვის ქსელის განვითარების დასაბუთება და, რიგ შემთხვევებში, განიხილება 110 კვ ძაბვის მანაწილებელი ქსელის განვითარების საკითხები. ამ ბოლო შემთხვევაში ქსელის განვითარების საკითხები შეიძლება განვიხილოთ როგორც ენერგოსისტემის ცალკეული საქსელო რაიონების, ასევე სამრეწველო კვანძების, დიდი ქალაქებისა და სხვა გამოყოფილი რეგიონების მიხედვით.

პროექტირების პროცესში იერარქიულ დონეებს შორის ხორციელდება ინფორმაციათა ურთიერთგაცვლა და სხვადასხვა ძაბვისა და დანიშნულების ელექტრული ქსელების მიხედვით გადაწყვეტილებათა ურთიერთ დაკავშირება-შეთანხმება.

უნდა აღინიშნოს, რომ ელექტრულ ქსელებს წაეყენება როგორც ტექნიკური, ასევე ეკონომიკური ხასიათის მოთხოვნები, რომელთა გათვალისწინების საფუძველზე უნდა დადგინდეს ქსელის განვითარების ყველაზე საუკეთესო გზა.

ტექნიკური ხასიათის მოთხოვნებს, ძირითადადში, წარმოადგენს ელექტრული ქსელის საიმედო მუშაობა და მომხმარებელთან მიწოდებული ელექტრული ენერგიის მაღალი ხარისხი.

ეკონომიკური ხასიათის მოთხოვნებს მიეკუთვნება მოცემული ქსელით ელექტრული ენერგიის გადაცემის მინიმალური ღირებულება, რაც მიიღწევა, ერთი მხრივ, ქსელის მშენებლობის კაპიტალური ხარჯების (პირველდაწყებითი ხარჯების) შემცირებით და, მეორე მხრივ, ქსელის ყოველწლიური საექსპლუატაციო ხარჯების მინიმუმამდე დაყვანის გზით.

ქსელის მშენებლობისა და ექსპლუატაციის ჯამური ხარჯები მრავალი საძიებელი პარამეტრის (ნომინალური ძაბვის საფეხური, ხაზის წრედების (ჯაჭვთა) რიცხვი, სადენის განივი კვეთი, ქვესადგურებზე ტრანსფორმატორების რიცხვი და ნომინალური სიმძლავრე და ა. შ.) ფუნქციაა. ეს პარამეტრები დისკრეტულად ცვლადი პარამეტრებია. აღნიშნული ხარჯების ერთდროული გათვალისწინება შესაძლებელია მხოლოდ ე. წ. დაყვანილი ხარჯების მეთოდის გამოყენებით, რომლის მიხედვით საპროექტო ამოცანის გადასაწყვეტად მოინიშნება არა ერთი, არამედ რამდენიმე ტექნიკურად შესაძლო ვარიანტი იმ შეზღუდვათა გათვალისწინებით, რომელთაც შეიძლება ადგილი ჰქონდეს ან საწყისი (მოცემული) მოთხოვნების სახით, ან პროექტის პრაქტიკული რეალიზაციისას. შეზღუდვათა ჯგუფს შეიძლება მივაკუთვნოთ, აგრეთვე, ქსელის მომავალი (ეტაპობრივად შემდგომი) განვითარების შესაძლებლობის გათვალისწინება.

ცალკეული ვარიანტი უნდა პასუხობდეს მოცემულ ტექნიკურ პირობებს. საპროექტო ამოცანის გადაწყვეტის თითოეული ვარიანტი დამუშავდება იმ მოცულობით, რაც საკმარისი იქნება ჩავატაროთ მისი ტექნიკურ-ეკონომიკური მაჩვენებლების ანალიზი. ეს მაჩვენებლები შედარდება ერთმანეთს და შემდგომი დეტალური დამუშავებისა და პრაქტიკული რეალიზაციისთვის შეირჩევა ყველაზე უფრო მიზანშეწონილი ვარიანტი.

ქსელების განვითარების პროექტირება ხორციელდება რამდენიმე წლით (5 წლამდე) წინსწრებით და ამოცანის მოცულობისა და ხასიათიდან გამომდინარე სრულდება შემდეგი სახის სამუშაოები:

- განსახილველი ენერგოსისტემის (ან მისი ცალკეული საქსელო რაიონის, სამრეწველო კვანძის და ა. შ.) არსებული ქსელის ანალიზი, რაც ითვალისწინებს მისი ცალკეული ელემენტის დატვირთულობის დონის, ძაბვის რეგულირების პირობების, სუსტი ადგილებისა და სხვა პრობლემების გამოვლენას;
- პერსპექტივის გათვალისწინებით მომხმარებელთა ელექტრული დატვირთვების განსაზღვრა და ცალკეული ქვესადგურებისა და ენერგოკვანძების მიხედვით აქტიური სიმძლავრის საპროგნოზო ბალანსის შედგენა. ახალი ქვესადგურების აგების დასაბუთება;

- ელექტროსადგურების მუშაობის საანგარიშო რეჟიმების შერჩევა და დასაპროექტებელი ქსელის დატვირთულობის განსაზღვრა;
- ქსელის მუშაობის სხვადასხვა სახასიათო რეჟიმების გაანგარიშება და განსახილველ საანგარიშო ეტაპზე მისი განვითარების დასაბუთება;
- ელექტროსადგურების პარალელური მუშაობის სტატიკური და დინამიკური მდგრადობის შემოწმებითი გაანგარიშება და ავარიის საწინააღმდეგო სასისტემო ავტომატიკისადმი ძირითადი მოთხოვნების გამოვლენა (სრულდება მხოლოდ მძლავრი ენერგოსისტემის ან ენერგოგაერთიანების დონეზე პროექტირებისას);
- რეაქტიული სიმძლავრის ბალანსის შედგენა და ქსელში ძაბვის რეგულირების პირობების გამოვლენა;
- მოკლე შერთვის დენების გაანგარიშება და საკომუტაციო აპარატურის გამორთვის უნარიანობისადმი მოთხოვნების დადგენა. წინადადებათა შემუშავება მოკლე შერთვის დენების შეზღუდვისთვის;
- 35 კვ და უფრო დაბალი ძაბვის ქსელებში ტევადური დენების კომპენსაციისთვის რეაქტორები რეაქტორების სიმძლავრისა და დაყენების ადგილის შერჩევა-დასაბუთება.

ქსელის პროექტირების პროცესში განიხილება, აგრეთვე, სხვა მნიშვნელოვანი საკითხები. კერძოდ: აქტიური სიმძლავრის დანაკარგების შემცირება; რელეური დაცვისა და ავტომატიკის სქემების დამუშავება; ხაზების საყრდენთა და ქვესადგურის ჩამოწმების მოწყობა; ქვესადგურებისა და ხაზების მეხდაცვა; გადამეტაბვის საკითხები და სხვ.

ელექტრული ქსელის განვითარების პროექტის შინაარსი მნიშვნელოვნადაა დაკავშირებული მის დანიშნულებაზე. კერძოდ, სასწავლო პროექტში საკითხთა წრე გაცილებით მცირეა, ვიდრე რეალურ პროექტში. ეს განპირობებულია იმით, რომ სასწავლო პროექტი სასწავლო პროცესის ის ეტაპია, როცა სტუდენტი თეორიული მასალის შესწავლის, პრაქტიკულ მეცადინეობებზე და ლაბორატორიულ სამუშაოებზე საკვანძო ამოცანების დასმისა და ამოხსნის მეთოდების ათვისებისა და შესაბამისი უნარ-ჩვევების გამოუმუშავების შემდეგ, ვალდებულია შეძლოს დარგის რეალური კომპლექსური ამოცანის დასმა და შესაბამისი გადაწყვეტა ინჟინური ხასიათის მოსაზრებათა გათვალისწინებით.

თავი 1. ელექტრული ქსელების ზოგადი დახასიათება

1.1. ელექტრული ქსელების დანიშნულება და კლასიფიკაცია

ელექტრული ქსელი წარმოადგენს იმ დანადგარ-მოწყობილობათა ერთობლიობას, რომელთა დანიშნულებაა ელექტრული ენერგიის გადაცემა კვების წყაროდან მომხმარებელამდე. ამ ამოცანის შესრულების სირთულე დაკავშირებულია, ერთი მხრივ, მომხმარებელთა დიდ რაოდენობასთან და, მეორე მხრივ, კვების წყაროებიდან ამ მომხმარებელთა ტერიტორიულ დაშორებასთან.

ელექტრული ქსელი შეიძლება იყოს საკმარისად რთული. მის მახასიათებელ პარამეტრებზე და მუშაობის რეჟიმზე დამოკიდებულია მომხმარებელთან მიწოდებული ელექტრული ენერგიის ხარისხი. ამიტომ, ელექტრული ქსელები გულდასმით უნდა გაანგარიშდეს და დაპროექტდეს, კვალიფიციურად აიგოს და, ასევე, კვალიფიციურად უნდა ხდებოდეს მათი ექსპლუატაცია.

ელექტრული ქსელები, რომლებიც ელექტრული ენერგიის გადაცემა-განაწილების ფუნქციას ასრულებს, შედგება საპაერო და საკაბელო ელექტროგადაცემის ხაზებისგან, ქვესადგურებისგან, მანაწილებელი და გადამრთველი პუნქტებისგან. ელექტროგადაცემის ხაზების დანიშნულებაა ელექტრული ენერგიის გადატანა ქსელის ერთი კვანძიდან მეორემდე. მანაწილებელ და გადამრთველ პუნქტებში ხდება მიწოდებული ელექტრული ენერგიის განაწილება სხვადასხვა მომხმარებლებს შორის ძაბვის შეუცვლელად, ხოლო ქვესადგურებში კი წარმოებს მიწოდებული ელექტრული ენერგიის ნომინალური ძაბვის დადაბლება (ან ზოგ შემთხვევაში ამაღლება) და შემდგომი განაწილება მომხმარებლებს შორის.

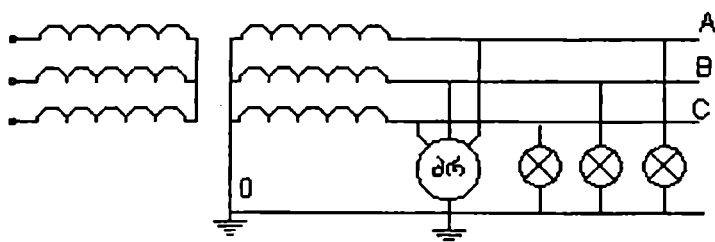
თანამედროვე ელექტრული სისტემის ელექტრული ქსელები გამოირჩევა საკმარისად რთული კონფიგურაციით და დიდი რაოდენობის სხვადასხვა ხასიათის ელემენტებით. ამ პირობებში ქსელების კლასიფიკაცია და მათი ერთმანეთისგან გარკვეული გამოიჯენა შეიძლება განვახორციელოთ სხვადასხვა თვისებებისა და მაჩვენებლების გამოყენებით. კერძოდ, ქსელების კლასიფიკაცია შეიძლება

მოვახდინოთ დენის გვარობის, ნომინალური ძაბვის, კონსტრუქციული შესრულების, კონფიგურაციისა და დანიშნულების მიხედვით.

დენის გვარობის მიხედვით გვაქვს ცვლადი და მუდმივი დენის ქსელები.

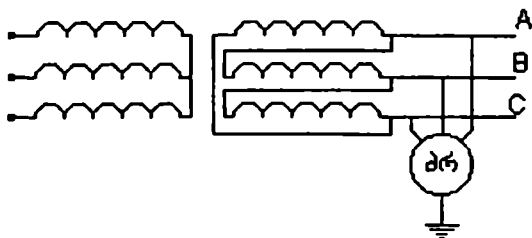
ცვლადი დენის ქსელის ძირითად ნაწილს გააჩნია სამფაზა შესრულება. 380ვ ძაბვაზე ფართოდ გავრცელებულია ოთხსადენიანი სამფაზა სისტემა ნეიტრალის ყრუ ჩამიწებით (ნახ.1.1). ამ ქსელში გვაქვს 380/220 ვ ძაბვა (მრიცხველი წარმოადგენს ქსელის ხაზურ ძაბვას, მნიშვნელი კი ფაზურს).

ასეთ ქსელებში ელექტრული ნათურები და სხვა ერთფაზა საყოფაცხოვრებო დანიშნულების ხელსაწყოები (უთო, ელექტროქურა, მაცივარი და ა.შ.) ჩაირთვება ერთერთ ფაზასა და ნულოვან სადენს შორის (ფაზურ ძაბვაზე), ხოლო სამფაზა ელექტრული ძრავი კი ჩაირთვება სამივე ფაზაზე.



ნახ. 1.1 ცვლადი დენის ოთხსადენიანი სამფაზა სისტემა ნეიტრალის ყრუ ჩამიწებით

1000 ვოლტზე მეტი ძაბვის დანადგარებს აქვთ მხოლოდ სამფაზა შესრულება. 6-10კვ ძაბვის ქსელში სარგებლობენ ფაზების სამკუთხედად შეერთებით, სადაც ელექტრული ძრავები და ძალოვანი ტრანსფორმატორები მიერთებულია სამივე ფაზაზე (ნახ. 1.2).



ნახ. 1.2 1000 ვოლტზე მეტი ძაბვის სამფაზა ქსელი

35 კვ და მეტი ძაბვის ქსელში სარგებლობენ ფაზების ვარსკვლავად შეერთებით, სადაც ნეიტრალი შეიძლება იყოს იზოლირებული, ყრუდ ჩამოწეული ან ჩამოწეული ინდუქციურობის კოჭის გავლით.

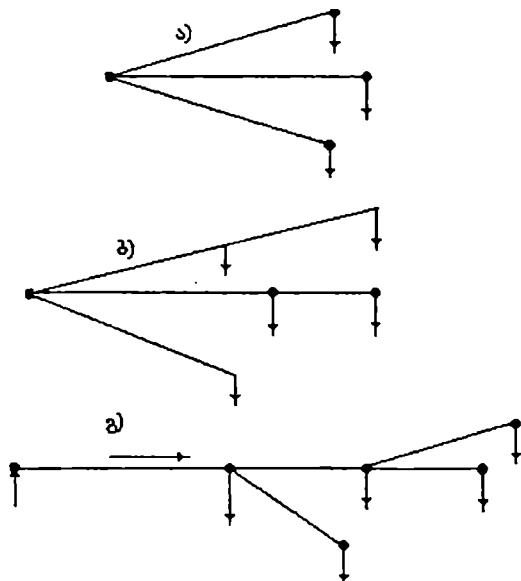
მუდმივი დენის ქსელი გამოიყენება ზოგიერთი სამრეწველო საწარმოს ელექტრომომარაგებისთვის (ელექტროლიზის საამქროები, ალუმინის ქარხნები). ელექტროფიცირებულ რკინიგზაში შეიძლება გამოყენებული იქნეს როგორც მუდმივი, ასევე ცვლადი დენის ქსელი. მაღალი ძაბვის (± 400 ; ± 750 კვ) მუდმივი დენის ელექტროგადაცემა პერსპექტიული გადაწყვეტილებაა, რომელსაც ცვლადი დენის ელექტროგადაცემასთან შედარებით გააჩნია გარკვეული უპირატესობა (ელექტროგადაცემის ხაზის მარტივი კონსტრუქცია, ნაკლები კაპიტალური ხარჯები, შედარებით მაღალი საიმედოობა, სისტემებს შორის ასინქრონული კავშირის რეალიზაცია, სიმძლავრის მცირე დანაკარგები გვირგვინზე და სხვა), თუმცა ამასთან ერთად მას გააჩნია მთელი რიგი უარყოფითი მხარეც (ქვესადგურების კონსტრუქციის სირთულე, დიდი რაოდენობის ვენტელებისა და სხვა აპარატურის არსებობის გამო ძაბვისა და დენის მრუდის ფორმის დამახინჯება, გადაცემის გაძვირება ინვენტორული ქვესადგურების მიერ შედარებით დიდი რეაქტიული სიმძლავრის მოხმარების გამო და სხვა).

ნომინალური ძაბვის დონის მიხედვით ელექტრული ქსელები პირობითად შეიძლება დაიყოს: დაბალი (1000 ვ-მდე), საშუალო (3-35 კვ), მაღალი (110-220 კვ) და ზემაღალი (330-1150 კვ) ძაბვის ქსელებად [17; 25]. უნდა აღინიშნოს, რომ ოფიციალურ

დოკუმენტებში ქსელების ასეთი კლასიფიკაცია არ გამოიყენება. არსებულ ტერმინოლოგიაში მიღებულია დაბალი (1000ვ-მდე) და მაღალი (1000ვ-ზე მეტი) ძაბვის ქსელებად კლასიფიკაცია.

კონსტრუქციული შესრულების მიხედვით გვაქვს საჰაერო და საკაბელო ქსელები. საჰაერო ქსელი აიგება პრაქტიკულად ყველა ნომინალურ ძაბვაზე და, შესაბამისად, ძაბვის მიხედვით იცვლება მათი კონსტრუქციული შესრულება. საკაბელო ხაზები ჩადებულია ძირითადად უშუალოდ მიწაში ან მიწაში მოწყობილ საკაბელო არხებში. საკაბელო ხაზები გაცილებით ძვირია, ვიდრე იმავე ნომინალური ძაბვის საჰაერო ხაზები, თუმცა მათი დაზიანების ალბათობა უფრო დაბალია.

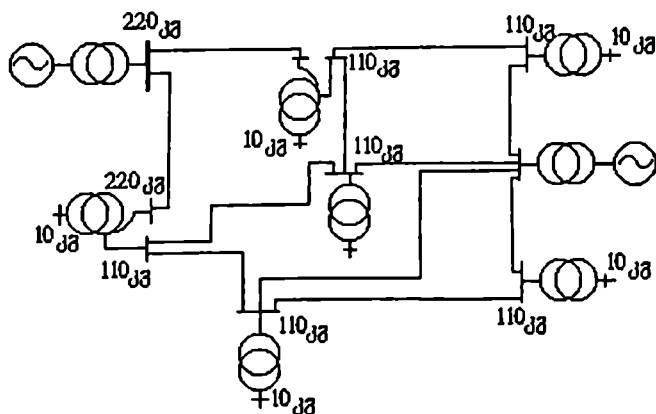
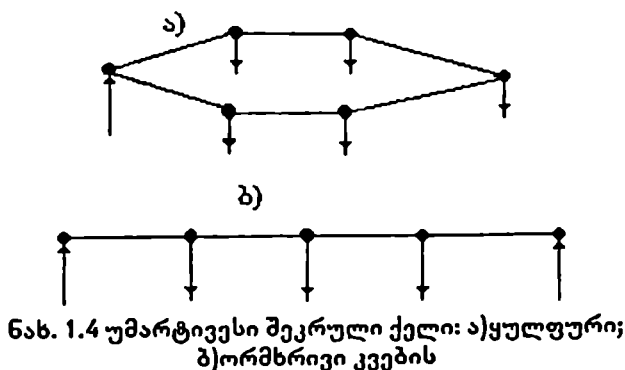
კონგიფურაციის მიხედვით ქსელები შეიძლება იყოს ღია და შეკრული. ღია ქსელი ეწოდება ქსელს, სადაც მოხმარებელს შეუძლია კვება მიიღოს მხოლოდ ერთი მხრიდან (ცალმხრივი კვების ქსელი) (ნახ.1.3). თავის მხრივ ღია ქსელი შეიძლება იყოს ერთუბნიანი რადიალური (ნახ.1.3ა), მრავალუბნიანი მაგისტრალურ-რადიალური (ნახ.1.3ბ) და მაგისტრალურ-განშტოებული (ნახ.1.3გ).



ნახ. 1.3 ღია ქსელი: ა) რადიალური; ბ) მაგისტრალური-რადიალური; გ) მაგისტრალურ-განშტოებული.

შეკრული ქსელი ეწოდება ქსელს, სადაც მომხმარებელს შეუძლია კვება მიიღოს არანაკლებ ორი მხრიდან.

შეკრული ქსელების უმარტივეს სახეს წარმოადგენს ყულფური (ნახ.1.4 ა) და ორმხრივი კვების (ნახ.1.4ბ) ქსელები. ელექტროენერგიის გადაცემისა და მომხმარებელთა კვების საიმედოობის ამაღლების მიზნით აგებენ რთულ შეკრულ ქსელებს (ნახ. 1.5).



ნახ. 1.5 რთულ შეკრული ქსელი

დანიშნულების მიხედვით გამოყოფენ რაიონულ (მკვებაე) და ადგილობრივ (მანაწილებელ) ქსელებს. რაიონული ქსელები ელექ-

ტრონერგიას გადასცემენ ენერგიის წყაროებიდან მსხვილი რაიონების კვების ცენტრებამდე ანუ რაიონულ ქვესადგურებამდე (რაიონული კვების ცენტრები). ადგილობრივი ქსელები კი ახდენენ ამ ენერგიის გადაცემას რაიონული კვების ცენტრებიდან ადგილობრივი კვების ცენტრებამდე ანუ მანაწილებელი ქსელების ქვესადგურებამდე.

რაიონულ ქსელებს მიაკუთვნებენ 110-220 კვ ძაბვის ქსელებს, ხოლო ადგილობრივ ქსელებს კი 35 კვ-მდე (ჩათვლით) ძაბვის ქსელებს, რომელთა შორის გამოყოფენ სასოფლო, საქალაქო და სამრეწველო დანიშნულების ქსელებს. 330-500 კვ ძაბვის ელექტროგადაცემის ხაზები წარმოადგენენ სისტემათაშორის ან შიგა სასისტემო ხაზებს, რომელთა დანიშნულებაა დიდი სიმძლავრის (რამდენიმე ასეული მგვტ) დიდ მანძილზე (რამდენიმე ასეული კმ) გადაცემა.

მკვებავი ქსელები, როგორც წესი, შეკრულ ქსელებს წარმოადგენენ. რაიონული ქვესადგურების მაღალი ძაბვაა 110-220 კვ, ხოლო დაბალი კი 6, 10 ან 35 კვ. ამ ქვესადგურებზე აყენებენ ტრანსფორმატორებს, რომელთაც გააჩნიათ დატვირთვის ქვეშ ძაბვის რეგულირების საშუალება (ПРН). ამ ქვესადგურების დაბალი ძაბვის სალტები წარმოადგენენ მანაწილებელი (ადგილობრივი) ქსელის კვების ცენტრებს.

1.2 ელექტრული ქსელის გაანგარიშების ამოცანები

ელექტრულ ქსელებს წაყენება მთელი რიგი ტექნიკური და ეკონომიკური ხასიათის მოთხოვნები. კერძოდ, ელექტრომომარაგების საიმედოობა, მიწოდებული ელექტრული ენერგიის მაღალი ხარისხი, მუშაობის ეკონომიკურობა, მომსახურე პერსონალის უსაფრთხოება და ა.შ. აქედან გამომდინარე, როგორც პროექტირებისას, ასევე ექსპლუატაციის პროცესში საჭიროა ჩატარდეს შესაბამისი ტექნიკურ-ეკონომიკური გაანგარიშებები. მათ შორის, სიმძლავრისა და ენერგიის დანაკარგების დადგენის მიზნით და, ასევე, ძაბვის ვარდნისა და დანაკარგის შეფასების თვალსაზრისით. ამ შემთხვე-

ვაში მიღებული შედეგების ანალიზის საფუძველზე დაისმება და გაანალიზდება იმ აუცილებელი დამატებითი ღონისძიებების გატარების საკითხი, რაც უზრუნველყოფს ქსელისადმი წაყენებული მოთხოვნების შესრულების პირობებს.

სადენში დენის გავლისას იზრდება მისი ტემპერატურა, რომლის დასაშვებზე მეტად ამაღლება იწვევს იზოლაციის დაჩქარებულ ცვეთას, შეერთების ადგილების დაზიანებას, საჰაერო ხაზების მექანიკური სიმტკიცის შემცირებას. ყველაფერი ეს ზრდის ქსელის ავარიულობის ალბათობას. ამ გარემოებათა გამო ტარდება სადენებისა და კაბელების გაანგარიშება გახურებაზე, რომლის დროსაც დადგინდება მათი ის მინიმალური განივი კვეთი, რაც უზრუნველყოფს ამ სადენთა თბურ მედეგობას.

ქსელის ავარიულობა შეიძლება გამოიწვიოს, აგრეთვე, მისი ამა თუ იმ ელემენტის მექანიკური სიმტკიცის დარღვევამ. ამიტომ ელექტრული ქსელი უნდა გაანგარიშდეს მექანიკურ სიმტკიცეზე. ეს უფრო ეხება საჰაერო ელექტროგადაცემის ხაზებს და ქვესადგურის მანაწილებელ მოწყობილობას. ამ გაანგარიშებისას დადგინდება საყრდენების, სადენებისა და სხვა ელემენტთა მექანიკური მუშაობის პირობები, მათზე მოქმედი მექანიკური დატვირთვები. გაანგარიშების საფუძველზე შემუშავდება ცალკეულ ელემენტთა კონსტრუქციული შესრულების სახე და შეირჩევა სათანადო მასალა, რაც უზრუნველყოფს მექანიკურ საიმედოობას.

გარდა ზემოთ ჩამოთვლილისა, ზოგადად, პროექტირებისას უნდა ჩატარდეს გაანგარიშებები მოკლე შერთვის დენების, სისტემის მდგრადობის მარაგის, საჰაერო ხაზების მეხმედეგობისა და ა.შ. დადგენის თვალსაზრისით.

ელექტრული ქსელის პროექტირება წარმოებს რამდენიმე წლის წინსწრებით, რის გამოც ანგარიშებისთვის საჭირო საწყისი ინფორმაციის სიზუსტე დაბალალბათურია. ამ პირობებში ზუსტი გაანგარიშების ჩატარების მოთხოვნა გამართლებული არ არის. აქ საკმარისია დადგინდეს ის საჭირო სიდიდეები, რაც საშუალებას მოგვცემს გადავწყვიტოთ ძირითადი საკითხები. კერძოდ, ქსელის კონფიგურაციის შერჩევა, ელექტროგადაცემის ნომინალური ძაბვის დადგენა, სადენთა განიკვეთების შერჩევა და ა.შ. დამპროექტებლის ძირითადი ამოცანაა შექმნას ისეთი ქსელი, რაც უზრუნველყოფს

მოთხოვნებს სიმძლავრისა და ძაბვის დანაკარგების მიმართ, შესაძლებელი იქნება ქსელის ეკონომიკური ექსპლუატაცია და მისი შემდგომი განვითარება.

ექსპლუატაციის პროცესში ქსელის მუშაობის რეჟიმების ანალიზისას აუცილებელია გაანგარიშების მაღალი სიზუსტე. ეს მოთხოვნა შესრულებადია, რადგანაც ანგარიშებისთვის საჭირო საწყისი ინფორმაცია ცნობილია მაღალი სიზუსტით: მომხმარებელთა დატვირთვები, სადენთა განივი კვეთები, ხაზების სიგრძე, ტრანსფორმატორთა რიცხვი და ნომინალური სიმძლავრე და ა.შ.

ქსელის ელექტრული მდგომარეობა უწყვეტად იცვლება, რაც დაკავშირებულია სხვადასხვა მომხმარებელთა ჩართვა-გამორთვასთან და ასევე, მათი მუშაობის რეჟიმების ცვლილებასთან. ელექტრული მდგომარეობის უფრო მკვეთრი ცვლილება შეიმჩნევა მანაწილებელ, განსაკუთრებით, სამრეწველო ქსელებში. ქსელის ჯამური დატვირთვის ზრდასთან ერთად აღნიშნული ცვლილებები ნაკლებად მკვეთრია და უფრო ექვემდებარება პროგნოზს. დავირთვები იცვლება შედარებით მდორედ და მცირე ფარგლებში. დატვირთვების აღნიშნული სტაბილურობა უფრო შესამჩნევია მაღალი ძაბვის მკვებავ ქსელებში.

ელექტრული ქსელის მუშაობის დასახასიათებლად განიხილება მათი მუშა რეჟიმები. მუშა რეჟიმი ეს არის ქსელის გარკვეული დამყარებული მდგომარეობა, რომელიც ხასიათდება რეჟიმის პარამეტრებით.

უნდა განსვასხვავოთ ქსელის ელემენტების პარამეტრები და რეჟიმის პარამეტრები. ქსელის ელემენტების პარამეტრების ქვეშ იგულისხმება მათი წინაღობა, გამტარობა, ტრანსფორმაციის კოეფიციენტი, ნომინალური ძაბვა. რეჟიმის პარამეტრებს წარმოადგენს სიხშირე სისტემაში, ძაბვის მუშა მნიშვნელობა ქსელის კვანძებში, აქტიურ და რეაქტიულ სიმძლავრეთა ნაკადები შტოებში (ხაზებში, ტრანსფორმატორებში), სიმძლავრის დანაკარგები ქსელში და მის ცალკეულ ელემენტებში, ძაბვის ვარდნა და ა.შ.

პრაქტიკულად ქსელის ელემენტების პარამეტრები არ არის დამოკიდებული ქსელის მუშაობის რეჟიმებზე და განიხილება როგორც მუდმივი სიდიდეები. თუმცა გარემო ატმოსფერული პირობების (ჰაერის ტემპერატურა, ტენშემცველობა, წვიმა და ა.შ.) შეც-

ვლისას იცვლება სადენის აქტიური წინაღობა და ხაზის აქტიური გამტარობა. ასევე საჭიროების შემთხვევაში, მიზანდასახულად იცვლება ტრანსფორმატორთა ტრანსფორმაციის კოეფიციენტი. რეჟიმის პარამეტრები უშუალო დამოკიდებულებაშია მომხმარებელთა დატვირთვაზე და იცვლება დროში მომხმარებელთა მუშაობის რეჟიმის ცვლილებასთან ერთად.

მომხმარებელთა ჯამური დატვირთვა სხვადასხვაა დღეღამის სხვადასხვა საათზე. ყველა ეს მნიშვნელობები მოქცეულია გარკვეულ მაქსიმალურ და მინიმალურ მნიშვნელობათა შორის. ამიტომ მაქსიმალური და მინიმალური დატვირთვების რეჟიმი შეიძლება საკმარისი აღმოჩნდეს ქსელის მუშაობის რეჟიმების დასახასიათებლად.

მაქსიმალური დატვირთვის რეჟიმში ქსელის თითქმის ყველა ელემენტში გადის მაქსიმალური დენი (თუმცა მოსალოდნელია, რომ ამ დროს ცალკეული ელემენტი არ იყოს მაქსიმალურად დატვირთული). ამ რეჟიმში შეიძლება ძაბვათა დიდი ვარდნილობა. მინიმალური დატვირთვის რეჟიმში მომხმარებელთა დატვირთვები მინიმალურია და ასევე, მინიმალურია ქსელზე მიერთებული (მუშაობაში ჩართული) გენერატორების რიცხვიც.

რეჟიმები, რომელშიც ქსელის რეჟიმის მახასიათებელი პარამეტრები დროში მდორედ იცვლება, დამყარებულ რეჟიმს წარმოადგენენ. ასეთი რეჟიმები შედარებით მსუბუქია და მარტივად ექვემდებარება მართვას.

ქსელის მუშაობის მძიმე რეჟიმს წარმოადგენს ავარიის შემდგომი რეჟიმი, რომელსაც ადგილი აქვს ქსელის ამა თუ იმ ელემენტის ავარიული (მეყსეული) გამორთვის შემდეგ. ის ხანმოკლე ავარიული პროცესი, რომელსაც ადგილი აქვს ელემენტის დაზიანების წარმოქმნის მომენტიდან მის ამორთვამდე, წარმოადგენს გარდამავალ პროცესს. ამ პროცესში რეჟიმის პარამეტრები დროში დიდი სისწრაფით და დიდ ფარგლებში იცვლება.

ქსელის დასახასიათებლად განიხილავენ ყველაზე უფრო მძიმე ავარიის შემდგომ რეჟიმს, რომელსაც შეიძლება ადგილი ჰქონდეს მაქსიმალური დატვირთვის რეჟიმში ამა თუ იმ მაქსიმალურად დატვირთული ელემენტის მეყსეულად ამორთვის შემდეგ. ამ შემ-

თხვევაში გარდამავალი პროცესის წარმატებული გავლა ქსელისადმი წაყენებულ მოთხოვნათა შორის ერთერთი ძირითადია.

დამყარებული რეჟიმების გაანგარიშების ერთერთ ძირითად ამოცანას წარმოადგენს ქსელის საკვანძო წერტილებში ძაბვის სათანადო რეჟიმის უზრუნველყოფა. მკვებაჲ ქსელებში ძაბვის მნიშვნელობები იზღუდება დანადგართა იზოლაციის მუშაობისა და მადაბლებელი ტრანსფორმატორების ფოლადის გაზურების პირობებით. მანაწილებელ ქსელებში კი ძაბვის მნიშვნელობა დამატებით იზღუდება ელექტრომიმღებთა მუშაობის პირობით.

იზოლაციის მუშაობის პირობით ძაბვის ნომინალურზე მეტად ამაღლება დასაშვებია 20%-მდე 20კვ (ჩათვლით) ქსელებში, 15%-მდე 35-220კვ ძაბვის ქსელებში, 10%-მდე 330კვ ძაბვის ქსელებში და 5%-მდე უფრო მაღალი ძაბვის ქსელებში. უმრავლეს ელექტრომიმღებთათვის დასაშვებია ძაბვის ნომინალურიდან გადაზრა $\pm 5\%$ -ის ფარგლებში.

ამრიგად, ელექტრული ქსელის რეჟიმები პირობითად შეიძლება დავყოთ: დამყარებული რეჟიმები, გარდამავალი პროცესები (ავარიული რეჟიმები) და ავარიის შემდგომი რეჟიმები.

დამყარებულ რეჟიმში ქსელისადმი წაყენებულ ძირითად მოთხოვნებს წარმოადგენს მისი ეკონომიკურობა – მინიმალური დანაკარგები ქსელში, მომხმარებელთან მიწოდებული ენერგიის მაღალი ხარისხი, ქსელის თითოეული ელემენტის მუშაობა მისთვის დასაშვებ რეჟიმში და ა.შ. ავარიულ რეჟიმში ქსელისადმი წაყენებული ძირითადი მოთხოვნაა სისტემის მდგრადი მუშაობის შენარჩუნება, ცალკეული ელემენტების დაზიანებისაგან დაცვა, მეტად საპასუხისმგებლო მომხმარებელთან ენერგიის უწყვეტობის შენარჩუნება და ა.შ. ავარიის შემდგომ რეჟიმში ქსელისადმი წაყენებული მოთხოვნაა ნომინალური დამყარებული რეჟიმის აღდგენა უმოკლეს დროში.

1.3. ელექტრული ქსელის ძირითადი ელემენტების დახასიათება

1.3.1. საპაერო ხაზები

საპაერო ხაზების ძირითად შემადგენელ ნაწილებს წარმოადგენს სადენი, საყრდენი, იზოლატორი და სახაზო არმატურა. მთელ რიგ ხაზებზე, საჭიროებიდან გამომდინარე, გამოიყენება მეხსარიდი გვარლი, რომლის დანიშნულებაა ფაზური სადენების დაცვა ატმოსფერული განმუხტვისგან.

ხაზის ყველა კონსტრუქციული ელემენტი მუშაობს რთულ და დიდ ფარგლებში ცვლად კლიმატურ პირობებში. სადენებზე (იგულისხმება გვარლიც) მოქმედებს საკუთარი და ლიპყინულის წონა, ქარის დაწნევა და გარემოს ტემპერატურა. სადენებსა და საყრდენებზე მოქმედი რეზულტიური მექანიკური ძალები აღწევს რამდენიმე ასეულ კილონიუტონსა და მეტს. თუ სადენები დაფარულია ლიპყინულით და მოქმედებს ქარიც, მაშინ ხაზი უფრო მძიმე მექანიკურ პირობებში მუშაობს.

სადენის მექანიკური მუშაობის რეჟიმზე გავლენას ახდენს ჰაერის ტემპერატურის ცვლილება, რაც იწვევს მისი სიგრძის შეცვლას. დაბალ ტემპერატურაზე სადენის სიგრძის შემცირებისას იზრდება მასში მექანიკური დაძაბულობა, ხოლო მაღალი ტემპერატურისას, სადენის წაგრძელების გამო, იზრდება ჩალუნვის ისარი. ორივე ეს გარემოება გასათვალისწინებელია ხაზების მექანიკური რეჟიმების გაანგარიშებისას, რათა არ მოხდეს სადენის გაწყვეტა, მისი მიწასთან ან რაიმე საინჟინრო ნაგებობასთან მიახლოების გაბარიტული მანძილის დარღვევა.

იმისთვის, რომ ელექტროგადაცემის ხაზების მექანიკური მუშაობის პირობების გათვალისწინებით უზრუნველყოფილი იქნეს მომხმარებელთან მაღალი ხარისხის ელექტროენერგიის მიწოდება მინიმალური დანახარჯების პირობებში, აუცილებელია სრულდებოდეს ხაზებისადმი წაყენებული შემდეგი მოთხოვნები: 1. ხაზები აგებული იქნეს არადეფიციტური მასალისგან; 2. სადენებს გააჩნდეს კარგი ელექტრული გამტარობა; 3. ყველა კონსტრუქციულ ელემენტს გააჩნდეს მაღალი მექანიკური სიმტკიცე და ქიმიური

ზემოქმედებისა და კოროზიის მიმართ საკმარისი მედეგობა; 4. ხაზი, როგორც საინჟინრო ნაგებობა, იყოს ეკონომიკური.

ელექტროგადაცემის საჰაერო ხაზების არაიზოლირებული სადენები ძირითადად მზადდება სპილენძისგან, ალუმინისა და ფოლადისგან. ისინი იმყოფებიან რა ღია სივრცეში, განიცდიან სხვადასხვა სახის მექანიკურ (ქარი, ლიპყინული, გარემოს ტემპერატურა), თუ ქიმიურ (ქიმიური ქარხნების გოგირდოვანი გაზები, ზღვის მარილები და სხვა) ზემოქმედებას და ამიტომ მათ მექანიკური სიმტკიცისა და კოროზიის მიმართ უნდა გააჩნდეს საკმარისად მაღალი მედეგობა.

კონსტრუქციის მიხედვით სადენები არის: ერთმავთულიანი, მრავალმავთულიანი ერთი მასალისგან; მრავალმავთულიანი ორი მასალისგან (კომბინირებული სადენი); ღრუ.

ერთმავთულიანთან შედარებით მრავალმავთულიანი სადენი უფრო მოქნილია, რის გამოც იგი უფრო მოხერხებულია მონტაჟისა და ტრანსპორტირების დროს. ექსპლუატაციის დროს ქარის ზემოქმედებით სადენები ირხევა, რაც იწვევს დამატებით მექანიკურ ძაბვას და მასალის დაღლილობას. ამ პირობებში ერთმავთულიან სადენთან შედარებით მრავალმავთულიანი მექანიკურად უფრო მედეგია.

ორი მასალისგან დაზადებული მრავალმავთულიანი სადენის შექმნის ძირითადი მიზანია მაღალი მექანიკური სიმტკიცისა და კარგი ელექტრული გამტარობის მქონე კომბინირებული სადენის მიღება. ამ მოთხოვნების დაკმაყოფილება შესაძლებელი გახდა ფოლად-ალუმინის სადენის შექმნის გზით. აქ მაღალი მექანიკური სიმტკიცის მქონე ფოლადის მავთულებს უკავიათ სადენის ცენტრალური ნაწილი, ხოლო გარე შრეებს (ნახევებს) წარმოადგენს ალუმინის მავთულები. ფოლად-ალუმინის სადენები ფართოდ გამოიყენება 35 კვ და უფრო მაღალი ძაბვის საჰაერო ხაზებზე.

იმ საჰაერო ხაზებისთვის, რომლებიც გადის ზღვის, მარილიანი ტბებისა ან ქიმიური საწარმოების მახლობლობაში, ჰაერში არსებული მავნე მინარევების ზემოქმედებისადმი, განსაკუთრებით კოროზიისადმი, მედეგობის უნარის ამაღლების მიზნით ფოლადის გულარის ან მთლიანად სადენის მავთულთშორის სივრცეს ავსებენ სპეციალური საპოხი მასალით.

სადენტო განივი კვეთის ფართობი სახელმწიფო სტანდარტით ნორმირებულია და მათი კონსტრუქციული და საანგარიშო პარამეტრები მოცემულია დ-1 ცხრილში.

ღრუ სადენტები ძირითადად გამოიყენება 220 კვ და მეტი ძაბვის ქვესადგურების ღია მანაწილებელი მოწყობილობების მოსალტვისთვის. ეს სადენი მზადდება სპილენძისგან ან ალუმინისგან. ცალკეული სპეციალური კონსტრუქციის მქონე ბრტყელი მათულები ერთმანეთთან შეერთებული არის შევრილღრმულებით, რაც უზრუნველყოფს სადენის კონსტრუქციულ მდგრადობას. მოცემული განივი კვეთის ღრუ სადენის გარე დიამეტრი მნიშვნელოვნად დიდია, ვიდრე იმავე განივი კვეთის მქონე სხვა კონსტრუქციის სადენისა. ამის გამო სადენის გარე ზედაპირზე მკვეთრად მცირდება ელექტრული ველის დაძაბულობა და, შესაბამისად, სადენის გარე ზედაპირის მიმდებარე სივრცეში გამოირიცხება გვირგვინული განმუხტვის შესაძლებლობა, რაც თავის მხრივ გამოირიცხავს ენერგიის დანაკარგებს გვირგვინზე.

საპაერო ხაზების საყრდენები დანიშნულების, კონსტრუქციისა და მასალის მიხედვით სხვადასხვა სახისაა.

დანიშნულების მიხედვით გვაქვს: შუალედური, ანკერული, კუთხური, კუთხურ-ანკერული და სპეციალური. კონსტრუქციის მიხედვით გვხვდება: ვიწრო და ფართობაზიანი, პორტალური, V-სებრი, „რიუმკა“, სატრანსპოზიციო და სხვა, ხოლო საყრდენებზე გაკიდებულ სამფაზა სადენტო რიცხვის მიხედვით – ერთ- და ორწრედიანი. მასალის მიხედვით საყრდენები შეიძლება იყოს ხის, ლითონის და რკინაბეტონის.

საყრდენებზე სადენტო განლაგება შეიძლება იყოს: ერთწრედიან საყრდენებზე – სამკუთხედი ან პორიზონტალური; ორწრედიან საყრდენებზე – „ნაძვის ხე“ ან „კასრისებრი“.

სადენტო სამკუთხედად განლაგება სრულდება 20 კვ-მდე ძაბვის და 35-330 კვ ძაბვის ლითონისა და რკინაბეტონის საყრდენებიან ხაზებზე. პორიზონტალური განლაგება სრულდება 330 კვ და უფრო მაღალი ძაბვის ხაზებზე და, აგრეთვე, 35-220 კვ ძაბვის ხის საყრდენებიან ხაზებზე. ექსპლუატაციის თვალსაზრისით სადენტო პორიზონტალური განლაგება ითვლება, საუკეთესოდ, რადგანაც იგი საშუალებას იძლევა გამოვიყენოთ შედარებით დაბა-

ლი საყრდენები. ორწრედიან ხაზებზე რეკომენდირებულია სადენტა „კასრისებრი“ განლაგება, რაც გამორიცხავს სადენტა ურთიერთჩახვევას მათი როკის დროს.

ბოლო ხანებში 35-330 კვ ძაბვის ხაზებზე მიმართავენ უნიფიცირებული ლითონის და რკინაბეტონის საყრდენების გამოყენებას [5], რამაც მნიშვნელოვნად შეამცირა საყრდენტა ტიპები, მათი კონსტრუქციები და დეტალები. ეს საშუალებას გვაძლევს შევასრულოთ საყრდენტა სერიული წარმოება, რაც აჩქარებს და აიაფებს ხაზების მშენებლობას.

საკაერო ხაზის საყრდენის კონსტრუქციული ნაწილებიდან სადენტა იზოლირება ხორციელდება იზოლატორებით, რომლებიც ხაზებზე ერთ-ერთი საპასუხისმგებლო ელემენტია და მათი სწორი შერჩევა უზრუნველყოფს ხაზების საიმედო ექსპლუატაციას. იზოლატორებს, მსგავსად ხაზის სხვა ელემენტებისა, უწევთ მძიმე და ფართო ღიაპაზონში ცვლად მექანიკურ და კლიმატურ პირობებში მუშაობა. მათ მოეთხოვებათ მაღალი საიზოლაციო თვისება, მექანიკური სიმტკიცე და ეკონომიკურობა. იზოლატორების დასამზადებლად გამოიყენება ფაიფური და ნაწრთობი მინა, რომლებიც ხასითდება მაღალი მექანიკური და ელექტრული სიმტკიცით და ატმოსფერული ზემოქმედების მიმართ მაღალი მდგეგობით.

მინის იზოლატორები უფრო მსუბუქია და უფრო უძლებს დარტყმით დატვირთვებს, ვიდრე ფაიფურის. ნაწრთობი მინის იზოლატორების ღირსებას წარმოადგენს ის, რომ ელექტრული გარღვევის, თერმული ან დამანგრეველი მექანიკური ზემოქმედების დროს იგი არა თუ იბზარება, არამედ იმსხვრევა. ეს საშუალებას გვაძლევს შედარებით ადვილად მოვძებნოთ ხაზზე არა თუ დაზიანებული გირლანდა, არამედ თვით დაზიანებული იზოლატორიც კი.

ზღვების, მარილიანი ტბების ან ქიმიური საწარმოების მახლობლობაში გამავალი ხაზების იზოლატორებზე ილექება მარილები ან საწარმოო გამონაბოლქვები, რომლებიც ამცირებენ იზოლატორების წინააღობას და მოსალოდნელია იზოლატორის ზედაპირზე ელექტრული განმუხტვა. ასეთ რაიონებში საჭიროა გავზარდოთ იზოლატორთა რიცხვი ან გამოვიყენოთ გაჟონვის დენის უფრო დიდი გზის მქონე იზოლატორები.

სადენების იზოლატორებზე და იზოლატორების საყრდენებზე დასამაგრებლად და, აგრეთვე, ხაზის ნომინალური საექსპლუატაციო პირობების უზრუნველყოფის მიზნით გამოიყენება დამხმარე ელემენტები, რომლებსაც სახაზო არმატურას უწოდებენ.

დანიშნულების მიხედვით სახაზო არმატურა შემდეგი სახისაა:

- მომჭერები, რომელთა დანიშნულებაა სადენებისა და გვარლების დამაგრება საყრდენებზე, რომლებიც თავის მხრივ იყოფა დამჭერ და დამჭიმ მომჭერებად;
- დამცავი არმატურა – დამცავი რგოლი და ვიბრაციის ჩამქრობი;
- შემაერთებლები, რომელთა დანიშნულებაა მალში სადენების და გვარლების გადაბმა, აგრეთვე ანკერულ საყრდენებზე სადენების შლეიფებში გადაბმა;
- განბჯენები, რომელთა დანიშნულებაა გახლეჩილ ფაზაში სადენების ურთიერთგამიჯენა;
- ჩაჭიდების არმატურა, რომელთა დანიშნულებაა მომჭერების იზოლატორებთან მიერთება, გირლანდის საკიდებზე დაკიდება და სხვა სახის გადაბმულობა.

1.3.2 კაბელები და საკაბელო ნაგებობები

ძალოვანი კაბელები შედგება ერთი ან რამდენიმე ერთმანეთისგან იზოლირებული სადენისგან. სადენი მზადდება ალუმინისგან (სპეციალურ შემთხვევაში სპილენძისგან) ერთმავთულიანი (16 მმ²-მდე განიკვეთისას) ან მრავალმავთულიანი. ტენის, მუეას და მექანიკური დაზიანებისგან სადენის იზოლაციის დასაცავად კაბელებს უკეთებენ დამცავ გარსს და ფოლადის ჯავშანს.

საპაერო ხაზებთან შედარებით საკაბელო ხაზები უფრო ძვირია, შრომატევადია მშენებლობისა და მონტაჟის დროს, რემონტისას მოითხოვს უფრო მეტ დროს და უფრო კვალიფიციურ მომსახურე პერსონალს. იმავე სიმძლავრის გადაცემისას საკაბელო ხაზებში ლითონის ხარჯი მეტია, ვიდრე საპაერო ხაზებში. აღნიშნულიდან გამომდინარე, საკაბელო ხაზები უპირატესად აიგება იმ ადგილებში, სადაც საპაერო ხაზების აგება გარკვეულ წილად გაძნელებულია ან არამიზანშეწონილია. მაგალითად, დასახლებულ პუნქტებში, სამრეწველო საწარმოთა ტერიტორიაზე და ა.შ. საკაბელო

ხაზები ძირითადად გადის მიწაში, წყლის ქვეშ, დახურულ შენობებში და, ზოგჯერ, ღია სვერცხეში.

საკაბელო ხაზების უპირატესობა მდგომარეობს მასში, რომ აქ გამორიცხულია ატმოსფერული გადამეტებები, ქარისა და ლიჰყინულის მოქმედება. მინიმუმამდეა დაყვანილი უბედური შემთხვევები (მიუწვდომელია გარეშე პირთათვის).

1 კვ-მდე ძაბვის ცვლადი დენის ქსელში გამოიყენება ოთხსადენიანი კაბელი, სადაც მეოთხე (ნულოვანი) სადენი უფრო ნაკლები განივი კვეთისაა, ვიდრე დანარჩენი სამი ფაზური სადენი. 6-35 კვ ძაბვის ქსელში სარგებლობენ სამსადენიანი (სამფაზა) კაბელით, ხოლო 110 კვ და უფრო მაღალი ძაბვისას კი ერთსადენიანი (ერთფაზა) კაბელით თითოეული ფაზისთვის. 220-500 კვ ძაბვის საკაბელო ხაზებისთვის უფრო მიზანშეწონილია გამოვიყენოთ მაღალი წნევის სამფაზა კაბელები. აქ სამივე ფაზა მოთავსებულია ფოლადის ბილგამტარში, რომელიც შეესაბამება 1.6 მგა-მდე წნევის ქვეშ მყოფი ზეთით.

საკაბელო ხაზების გაყვანა ხორციელდება როგორც შენობის შიგნით, ასევე მის გარეთ. ფართოდ გამოიყენება კაბელების ჩალაგება მიწის ტრანშეაში.

ტრანშეის ფსკერზე დაყრიან ფხვიერ მიწას და ალაგებენ კაბელებს. დაყრიან ისევ მიწას და მსუბუქად დატკეპნიან. ეს ღონისძიება საჭიროა იმისთვის, რომ, ერთის მხრივ, თავიდან ავიცილოთ კაბელის დაზიანება ქვებისგან ან სხვა მყარი საგნებისგან და, მეორეს მხრივ, უზრუნველყოთ კაბელის ზედაპირის გრუნტთან კარგი შეხება გაცივების პირობების გაუმჯობესების მიზნით. შემდეგ ზემოდან დაალაგებენ აგურის ან ბეტონის ფილების დამცავ ფენას, რის შემდეგ ტრანშეას აავსებენ მიწით და აღადგენენ სავალ ნაწილს.

კაბელების ჩაწყობის აღნიშნული ტექნოლოგია მარტივია და ამავე დროს უზრუნველყოფილია გაცივების კარგი პირობები, მაგრამ ადგილი აქვს შემდეგ ხარვეზებს: ერთ ტრანშეაში შეუძლებელია ჩაიწყოს 5-6 კაბელზე მეტი; კაბელის დაზიანების დიდი ალბათობა მიწის სხვადასხვა სახის სამუშაოების ჩატარების დროს; კაბელების რემონტის დროს ტრანშეას და გზების გადათხრის აუცილებლობა. ბოლო ორი ნაკლის თავიდან აცილების მიზნით, იყე-

ნებენ აზბესტცემენტის მიღებს, რომლებსაც ძირითადად ხმარობენ გზების, ქუჩების და სხვა საეალი ადგილების საკაბელო ხაზებით გადაკვეთის დროს. ამ შემთხვევაში ყოველ 25÷75 მეტრის მანძილზე აყენებენ საკაბელო ჭებს, რომელთა მეშვეობით ხდება კაბელების ჩაწყობა. კაბელების ჩაწყობის ეს ტექნოლოგია ძვირია და ამასთან კაბელის დაზიანების დროს იგი მთლიანად უნდა გამოიცვალოს ერთი ჭიდან მეორემდე, მაშინ როცა ტრანშეაში ჩაწყობის დროს შესაძლებელია დაზიანების ადგილის აღდგენა შემაერთებელი ქუროების მეშვეობით. აზბესტცემენტის მიღების გამოყენებისას უარესდება კაბელების გაცივების პირობები, რაც იწვევს გახურების მიხედვით დასაშვები დენის შემცირებას 25÷35%-ით.

თანამდეროვე მსხვილ საწარმოთა კვებისთვის საჭიროა საკაბელო ხაზების რიცხვის ზრდა. ამ შემთხვევაში უფრო ეკონომიკური აღმოჩნდა საკაბელო გვირაბები და არხები. გვირაბები გამოიყენება, როცა კაბელების რიცხვი აღწევს 20÷50-ს, უფრო ნაკლები რიცხვის დროს კი სარგებლობენ არხებით. 110კვ ძაბვის საშუალო წნევის ზეთსავსე კაბელებს აწყობენ გვირაბებში ან მიწის ტრანშეაში. ამ შემთხვევაში მთელი საკაბელო ხაზი დაცულია მექანიკური დაზიანებისგან რკინაბეტონის ფილებით.

1.3.3. ტრანსფორმატორები და ავტოტრანსფორმატორები. ვოლტსამატი ტრანსფორმატორები

ელექტრულ ქსელში ფართოდ გამოიყენება სამფაზა ან ერთფაზა ორგრაგნილიანი და სამგრაგნილიანი ტრანსფორმატორები და ავტოტრანსფორმატორები. როცა საჭირო ხდება ენერგიის გაცემა ძაბვის ორ სხვადასხვა საფეხურზე, მაშინ ეკონომიკურად ხელსაყრელია გამოვიყენოთ სამგრაგნილიანი ტრანსფორმატორი, ვიდრე ორი ორგრაგნილიანი. ამ შემთხვევაში დაიზოგება მიწის ფართობი, მატერიალური და კაპიტალური ხარჯები და მცირდება ენერგიის დანაკარგები. ასევე ეკონომიკურია სამფაზა ტრანსფორმატორების გამოყენება ერთფაზა ტრანსფორმატორებთან შედარებით, თუმცა ზემაღალი ძაბვის შემთხვევებში, დიდი სიმძლავრეების

ტრანსფორმატორების ტრანსპორტირების გაადვილების მიზნით, უპირატესობა ენიჭება ერთფაზა ავტოტრანსფორმატორებს.

რიგ შემთხვევებში ორგრაგნილიანი ტრანსფორმატორების დაბალი ძაბვის გრაგნილი შეიცავს ერთმანეთისგან იზოლირებულ ორ (ან მეტ) პარალელურ შტოს. ასეთ ტრანსფორმატორებს გახლჩილ გრაგნილიან ტრანსფორმატორებს უწოდებენ. ტრანსფორმატორთა ასეთი შესრულების შემთხვევაში მნიშვნელოვნად მცირდება მოკლე შერთვის დენები და, შესაბამისად, შემსუბუქდება ამ ძაბვის შემკრები სალტები და აპარატურა.

ტრანსფორმატორთა ძირითად სახასიათო პარამეტრთა შორის განიხილება გრაგნილთა ნომინალური სიმძლავრე და ძაბვა, რომელთა მნიშვნელობა დადგენილია სასტ-ით (სახელმწიფო სტანდარტი). ორგრაგნილიანი ტრანსფორმატორის ორივე გრაგნილის ნომინალური სიმძლავრე ერთნაირია და ტრანსფორმატორის ნომინალური სიმძლავრის ტოლია. ორად გახლჩილი გრაგნილის შემთხვევაში თოთოეული გახლჩილი გრაგნილის სიმძლავრე ტრანსფორმატორის ნომინალური სიმძლავრის ნახევრის ტოლია. სამგრაგნილიანი ტრანსფორმატორები გრაგნილთა ნომინალური სიმძლავრეების მიხედვით შეიძლება იყოს შემდეგი შესრულების: 100/100/100%; 100/100/66.7% და 100/66.7/66.7%, სადაც თითოეული რიცხვი, შესაბამისად, გვიჩვენებს მაღალი, საშუალო და დაბალი ძაბვის გრაგნილთა ნომინალური სიმძლავრის პროცენტულ მნიშვნელობას ტრანსფორმატორის ნომინალური სიმძლავრის მიმართ.

სხვადასხვა მაღალი ნომინალური ძაბვის ქსელების დასაკავშირებლად გამოიყენება ავტოტრანსფორმატორები, რომელთა გრაგნილებს შორის არის არა მარტო მაგნიტური კავშირი, არამედ ელექტრულიც. ამის გამო ავტოტრანსფორმატორები მთელი რიგი უპირატესობით ხასიათდებიან იმავე ნომინალური სიმძლავრის ორგრაგნილიან ტრანსფორმატორებთან შედარებით. ეს უპირატესობა მით მეტი ხარისხით ვლინდება, რაც უფრო ახლოსაა ერთმანეთთან დასაკავშირებელი ნომინალური ძაბვები და, შესაბამისად, ავტოტრანსფორმატორები ხელსაყრელია გამოყენებულ იქნას შემდეგი ნომინალური ძაბვების დასაკავშირებლად: 220/110; 330/220; 500/220; 750/330; 750/500; 1150/500; 1150/750 კვ.

ვოლტსამატი ტრანსფორმატორები ეს არის დამოუკიდებელი სტატიკური ელექტრული აპარატი, რომელიც გამოიყენება ქვესადგურებზე ძაბვის სარეგულირებლად. როცა ეს აპარატი ქვესადგურის ძირითად ტრანსფორმატორთან მიმდევრობითაა ჩართული, მაშინ მას ვოლტსამატ ტრანსფორმატორებს უწოდებენ, ხოლო თუ იგი ხაზში მიმდევრობითაა ჩართული, მაშინ მას სახაზო რეგულატორს უწოდებენ.

1.3.4 საკომუტაციო აპარატები

ელექტრულ სქემაში ჩართვა-გამორთვის პროცედურის ჩასატარებლად გამოიყენება სპეციალური საკომუტაციო აპარატები, რომელთა გამართულ მუშაობაზე დამოკიდებულია როგორც ცალკეული მანაწილებელი ქსელის, ასევე მთელი სისტემის საიმედო მუშაობა. მუშაობის პირობებიდან გამომდინარე, საკომუტაციო აპარატები იყოფა დაბალი (1000 ვ-მდე ჩათვლით) და მაღალი (1000 ვ-ზე მეტი) ძაბვის აპარატებად. მაღალი ძაბვის საკომუტაციო აპარატს განეკუთვნება გამთიშველები, ამომრთველები, დატვირთვის ამომრთველები, ავტომატები და სხვა.

გამთიშველი წარმოადგენს საკომუტაციო აპარატს, რომლის დანიშნულებაა უდენო წრედების ამორთვა-ჩართვა და ხილული გაწყვეტის აღგოლის შექმნა. გამთიშველი ელექტრულ წრედს წვეტს უშუალოდ ჰაერში რაიმე რკალმქრობი მოწყობილობის გამოყენების გარეშე.

ამომრთველების დანიშნულებაა დენიანი წრედების ამორთვა-ჩართვა. მათ უხდებათ როგორც დატვირთვის, ასევე მოკლე შერთვის დენების გაწყვეტა. ამისთვის ისინი აღჭურვილნი არიან სპეციალური რკალმქრობი მოწყობილობით. ამომრთველთა კონსტრუქციული შესრულება და მათი საექსპლუატაციო მახასიათებლები მნიშვნელოვნადაა დამოკიდებული ამომრთველში გამოყენებული რკალმქრობი საშუალების სახეობაზე, რომლის მიხედვითაც გვაქვს ზეთიანი, საჰაერო, ელევახური და ა.შ. ამომრთველები.

დატვირთვის ამომრთველების დანიშნულებაა მუშა მნიშვნელობის დენებისას ელექტრული წრედის გამორთვა-ჩართვა. მოკლე შერთვებისას ასეთი წრედების ამოსართავად დატვირთვის ამომ-

რთველებთან მიმდევრობით აყენებენ ღნობად მცველებს. უფრო ეფექტური აღმოჩნდა ჩვეულებრივი გამთიშველის შეთავსება მარტივი კონსტრუქციის რკალმქრობ კამერასთან. ამ სახის აპარატმა მიიღო დატვირთვის ამომრთველის სახელწოდება. დატვირთვის ამომრთველები გამოიყენება ქვესადგურების 6-10 კვ ძაბვაზე მცირე სიმძლავრის წრედების ამორთვა-ჩართვისთვის.

1.3.5 რეაქტიული სიმძლავრის მაკომპენსირებელი დანადგარები

რეაქტიული სიმძლავრე პრაქტიკულად მოხერხებული ფორმაა ცვლადი ღენის წრედში გარდამავალი პროცესების მიმდინარეობის ანალიზის თვალსაზრისით.

ელექტროსისტემებში რეაქტიული სიმძლავრის ძირითად მომხმარებლებს წარმოადგენენ სინქრონული ძრავები, გენტილური გარდამსახები, ინდუქციური ელექტროღუმელები, ტრანსფორმატორები, საპაერო ხაზები და სხვა. ქსელში რეაქტიული სიმძლავრის დანაკარგი ჯამური რეაქტიული დატვირთვის თითქმის 50%-ს აღწევს. ამასთან, დანაკარგების 70-75% მოდის ტრანსფორმატორებში დანაკარგებზე. სამრეწველო საწარმოებში რეაქტიული სიმძლავრის ძირითადი მომხმარებლებია ასინქრონული ძრავები, რომლებზედაც მოდის საწარმოს მიერ მოთხოვნილი ჯამური რეაქტიული სიმძლავრის 65-70% [13].

ელექტრულ სისტემაში რეაქტიული სიმძლავრის ძირითად წყაროს წარმოადგენს ელექტროსადგურების სინქრონული გენერატორები. ნომინალური დატვირთვის პირობებში გენერატორები იძლევიან ქსელის მიერ მოთხოვნილი რეაქტიული დატვირთვის დაახლოებით 60%-ს. ხაზების მიერ გენერირებული რეაქტიული სიმძლავრე შეიძლება ჩავთვალოთ 20%-მდე [13; 17; 21]. ამასთან, მომხმარებლებამდე ამ სიმძლავრეთა გადაცემა როგორც ტექნიკურად, ასევე ეკონომიკურადაც ყოველთვის მიზანშეწონილი არ არის. აქედან გამომდინარე, ხშირ შემთხვევაში საჭირო ხდება ქსელში დავაყენოთ რეაქტიული სიმძლავრის მაკომპენსირებელი დანადგარები, რომელთა მიერ გენერირებული რეაქტიული სიმძლავრე უნდა ჭარბობდეს მოთხოვნილი რეაქტიული დატვირთვის 20%-ს მაინც.

რეაქტიული სიმძლავრის კომპენსაცია ეს არის მაკომპენსირებული დანადგარის მიერ რეაქტიული სიმძლავრის მიზნობრივი გენერაცია ან მოხმარება. მაკომპენსირებელ დანადგარებს წარმოადგენენ სინქრონული კომპენსატორები, კონდენსატორთა ბატარეა, რეაქტორები და რეაქტიული სიმძლავრის სტატიკური წყაროები [17].

1.4 ელექტროგადაცემის ხაზების მიერ გენერირებული რეაქტიული სიმძლავრე

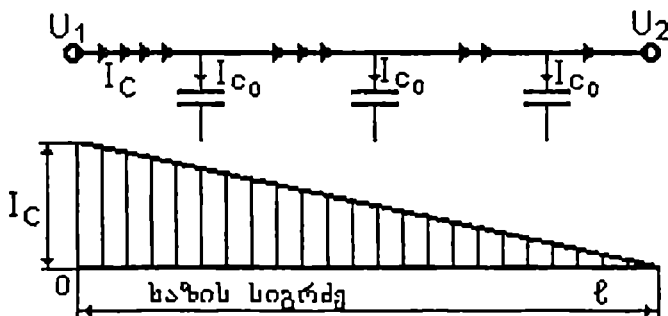
ხაზზე მოდებული ცვლადი მუშა ძაბვის მოქმედებით მის ტევადურ გამტარობაში აღიძვრება ცვლადი ელექტრული ველი და ადგილი აქვს ელექტრული მუხტების წანაცვლებას, ანუ ხაზის ყოველ ერთეულოვან სიგრძეზე წარმოიშობა რეაქტიული ტევადური დენი

$$I_{c0} = U_{\varphi} b_0 = \frac{U}{\sqrt{3}} b_0, \text{ ა/კმ}$$

აქ U -ხაზის ხაზური მუშა ძაბვა, ვ.

როგორც 1.6 ნახაზიდან ჩანს, ტევადური დენის სიდიდე იზრდება ხაზის ბოლოდან თავისკენ გადაადგილებასთან ერთად. ხაზის თავში ტევადური დენი აღწევს თავის მაქსიმალურ მნიშვნელობას

$$I_c = I_{c0} \cdot \ell = \frac{U}{\sqrt{3}} b_0 \ell = \frac{U}{\sqrt{3}} B \quad \text{ა.}$$



ნახ. 1.6 ხაზის გასწვრივ ტევადური დენის განაწილება

ტვეადური დენის სიდიდე ხაზის სიგრძისა და მუშა ძაბვის პირდაპირპროპორციულია. ამიტომ 35 კვ და უფრო დაბალი ძაბვის ხაზებისთვის ის ძალიან მცირეა და გაანგარიშებებში მას პრაქტიკულად არ ითვალისწინებენ, ხოლო 110 კვ და უფრო მაღალი ძაბვის ხაზების შემთხვევაში კი ტვეადური დენები მნიშვნელოვნად დიდია და, ზოგჯერ, დატვირთვის რეაქტიული ინდუქციური დენის თანაზომადია. ამიტომ იგი გაანგარიშებებში გათვალისწინებული უნდა იქნეს.

ცხრილი 1.1 ელექტროგადაცემის ხაზის გამტარობა და გენერირებული რეაქტიული სიმძლავრე

ნომინალური ძაბვა, კვ	ხაზის სიგრძე კმ	სადენის მარ- კა	ეკონომიური დატვირთვა I, ა/მმ² დენის სიმკვრივისას, N _{კმ} , მგვ	ტვეადური გამტარობა B·10 ⁻⁶ , სიმ	გენერირებული რეაქტიუ- ლი სიმძლავრე, ΔQ _c , მგვარ	ფარდობა $\frac{\Delta Q_c}{S_{\Sigma}} \cdot 100, \%$
35	25	AC-70/11	4,7	67,5	0,083	1,76
110	70	AC-150/24	31,4	192	2,32	7,4
220	150	AC-300/39	125,6	396	19,2	15,3
330	250	2xAC-300/39	377,0	853	92,9	24,6
500	350	3xAC-400/51	1142,0	1267	316,8	27,7
750	500	5xAC-400/51	2855,0	2065	1162	40,7

ხაზში ტვეადური დენის არსებობა განიხილება როგორც რეაქტიული ტვეადური დატვირთვა

$$\Delta Q_c = \sqrt{3} U I_c = U^2 b_0 \ell = U^2 B, \text{ მგვარ} \quad (1.1)$$

აქ ძაბვა აიღება კვ-ებში.

ამ დატვირთვის აქვს ინდუქციური დატვირთვის საწინააღმდეგო ნიშანი, ამიტომ ის განიხილება როგორც ხაზის მიერ გენერირებული ინდუქციური რეაქტიული სიმძლავრე. 1.1 ცხრილში მოცემულია სხვადასხვა ძაბვის ხაზების მიერ გენერირებული რეაქტიული სიმძლავრის მნიშვნელობები. ამ ცხრილიდან ჩანს, რომ 35 კვ და უფრო დაბალი ძაბვის ხაზების შემთხვევაში გენერირებული რეაქტიული სიმძლავრე პრაქტიკულად უმნიშვნელოა, ხოლო ძაბვის ზრდასთან ერთად იზრდება და 750 კვ ძაბვის შემთხვევაში აღწევს ეკონომიკური დატვირთვის თითქმის 40%-ს.

საკაბელო ხაზების რეაქტიული გამტარობა მნიშვნელოვნად მეტია, ვიდრე საჰაერო ხაზების და, შესაბამისად, დიდია ტევადური დენი და რეაქტიული სიმძლავრის გენერაცია. მაგალითად, 110 კვ ძაბვის 1 კმ სიგრძის საჰაერო ხაზის მიერ გენერირებული რეაქტიული სიმძლავრე დაახლოებით 0,033 მგვარ-ს შეადგენს, მაშინ როცა იმავე ძაბვისა და სიგრძის საკაბელო ხაზის მიერ გენერირებული რეაქტიული სიმძლავრე 1,2 მგვარ-ს აღწევს. აღნიშნულიდან გამომდინარე, ქსელის რეჟიმის გაანგარიშებისას მხედველობაში უნდა იქნეს მიღებული 10 კვ და მეტი ძაბვის საკაბელო ხაზების რეაქტიული გამტარობები.

1.5 ხაზის ნატურალური სიმძლავრე

მოცემული ნომინალური ძაბვის ხაზის გამტარუნარიანობა განისაზღვრება სამი პირობით: 1. გადაცემის ეკონომიკურობა, რომელიც დამოკიდებულია ხაზში ენერგიის დანაკარგების სიდიდეზე და შეფასდება ხაზის მარგი ქმედების კოეფიციენტის სიდიდის მიხედვით; 2. ძაბვის დონე ელექტროგადაცემის ბოლოებში, რომელიც დამოკიდებულია ხაზში ძაბვის ვარდნის სიდიდეზე და შეფასდება ძაბვის დანაკარგის დასაშვები სიდიდის მიხედვით; 3. მკვებავი ელექტროსადგურების გენერატორების პარალელური მუშაობის მდგრადობა.

ზემოთქმულიდან გამომდინარეობს, რომ გადაცემის სიგრძის გაზრდით ხაზის გამტარუნარიანობა მცირდება, რაც გამოწვეულია ხაზის მუშაობის მ.ქ.კ. კოეფიციენტის შემცირებით, ძაბვის ზღვრუ-

ლი დანაკარგით, ან გადამცემა და მიმღები ბოლოების ძაბვის ვექტორებს შორის ძერის კუთხის ზღვრულ მნიშვნელობამდე გაზრდით.

ელექტროენერგიის მომხმარებლები აქტიური სიმძლავრის მოხმარებასთან ერთად მოიხმარენ რეაქტიულ სიმძლავრესაც, რომელიც შეიძლება ელექტროგადამცემის ხაზების საშუალებით გადაცემული იქნეს მკვებავი ელექტროსადურების გენერატორებიდან, ან გენერირებული იქნეს ადგილზე სინქრონული კომპენსატორების ან კონდენსატორთა ბატარეების მიერ.

რეაქტიული სიმძლავრის გადაცემა ზრდის ხაზის დატვირთვის და იწვევს როგორც ძაბვის, ასევე ენერგიის დანაკარგებს მასში. ამოცანა იმის შესახებ თუ რა რაოდენობის რეაქტიული სიმძლავრე გადაეცეთ ელექტროგადამცემის ხაზით და რა რაოდენობის გამოვიძუშაოთ ადგილზე, ამოხსნილი უნდა იქნეს როგორც ხაზის მუშაობის ეკონომიკურობის, ასევე ძაბვის დასაშვები დანაკარგის გათვალისწინებით.

ელექტროგადამცემის ხაზში გამავალი რეაქტიული სიმძლავრის სიდიდეზე გავლენას ახდენს ხაზის მიერ გენერირებული რეაქტიული სიმძლავრე. როგორც (1.1) გამოსახულება გვიჩვენებს გენერირებული რეაქტიული სიმძლავრე პრაქტიკულად არ არის დამოკიდებული ხაზის დატვირთვაზე, მაშინ როცა ხაზის რეაქტიულ წინააღობაში რეაქტიული სიმძლავრის დანაკარგი დატვირთვის დენის კვადრატის პროპორციულია

$$\Delta Q_x = 3I^2 X = 3I^2 x_0 \cdot l.$$

გადასაცემა სიმძლავრის გარკვეულ მნიშვნელობისას შეიძლება აღმოჩნდეს, რომ რეაქტიულ წინააღობაში რეაქტიული სიმძლავრის დანაკარგები გაუტოლდება ხაზის მიერ გენერირებულ რეაქტიულ სიმძლავრეს

$$\Delta Q_x = \Delta Q_c$$

ანუ

$$3I^2 x_0 = 3U_{\varphi}^2 \cdot b_0. \quad (1.2)$$

თუ ამ დროს ხაზით გადაეცემა მხოლოდ აქტიური სიმძლავრე ($\cos\varphi=1$)

$$P = 3U_{\text{ფ}} \cdot I, \quad (1.3)$$

მაშინ ხაზში იქნება აქტიური სიმძლავრის მინიმალური დანაკარგები. მუშაობის ამ რეჟიმში გადაცემულ აქტიურ სიმძლავრეს ხაზის ნატურალურ სიმძლავრეს უწოდებენ $P=P_{\text{ნატ}}$.

(1.2)-დან განვსაზღვროთ დენი I და შვეიტანოთ (1.3)-ში. ამასთან გავითვალისწინოთ, რომ $x_0 = \omega L_0$, $b_0 = \omega C_0$ და გვექნება

$$P_{\text{ნატ}} = \frac{3U_{\text{ფ}}^2}{\sqrt{L_0/C_0}} = \frac{U^2}{Z_c} \quad \text{მგვტ,} \quad (1.4)$$

აქ: U - ხაზური ძაბვა, კვ;

$$Z_c = \sqrt{x_0/b_0} = \sqrt{L_0/C_0} \quad \text{ომი,} \quad (1.5)$$

ხაზის ტალღური წინაღობა.

სხვადასხვა ნომინალური ძაბვის ზოგიერთი საჰაერო ხაზის მახასიათებელი პარამეტრები მოცემულია 1.2 ცხრილში.

ცხრილი 1.2 ზოგიერთი საჰაერო ხაზის მახასიათებელი პარამეტრები

ნომინალური ძაბვა, კვ	110	220	330	500	750
სადენების რაოდენობა ფაზაში	1	1	2	3	4
ფაზების შორის საშუალო გეომეტრიული მანძილი, $D_{\text{სფ.კვ.}}$	5,0	8,0	11,0	14,0	19,5
სადენის მარკა	AC-70/11	AC-240/32	AC-300/39	AC-330/43	AC-400/93
სადენის რადიუსი r , სმ	0,57	1,08	1,2	1,26	1,46
გახლენილი ფაზის ეკვივალენტური რადიუსი, როცა $\alpha=40$ სმ	—	—	6,93	12,63	19,04
1კმ ხაზის ელ.პარამეტრები:					
r_0 , ომი/კმ	0,457	0,133	0,053	0,032	0,020
x_0 , ომი/კმ	0,426	0,413	0,317	0,294	0,289
$g_0 \cdot 10^{-6}$ სიმ/კმ	—	—	0,031	0,023	0,024
$b_0 \cdot 10^{-6}$ სიმ/კმ	2,59	2,64	3,44	3,71	3,77
ტალღური წინაღობა, Z_c , ომი	413,0	403,0	307,0	284,3	278,7
ნატურალური სიმძლავრე $P_{\text{ნატ}}$, მგვტ	29,3	120,1	354,7	879,4	2018,3

თავი 2. ელექტრული დატვირთვები და ენერგიის მოხმარება

2.1. ინფორმაცია დიდ ენერგეტიკულ სისტემებში

ენერგეტიკული სისტემის (ელექტრული ქსელის) დაპროექტების პროცესის საწყის ეტაპს ინფორმაციის შეგროვების პროცესი წარმოადგენს. ენერგეტიკული სისტემა დიდი ხელოვნური და, ამასთან, ღია სისტემაა. მას კავშირი აქვს გარე სამყაროსთან. ამიტომ ასეთ სისტემაში გვაქვს ორი სახის ინფორმაცია: შიგა და გარე. შიგა ინფორმაციას მიეკუთვნება თვით საკუთრივ სისტემის და იერარქიულად უფრო დაბალი დონეების შესახებ ინფორმაცია, ხოლო გარე ინფორმაციას წარმოადგენს იერარქიულად იმავე დონის მეზობელი სისტემებისა და უფრო მაღალი დონის სისტემის შესახებ ინფორმაცია.

გადაწყვეტილების მიღების პროცესი, ფაქტიურად, ინფორმაციის გადამუშავებისა და გაანალიზების პროცესია. აქედან გამომდინარე, საუკეთესო გადაწყვეტილების მიღება მნიშვნელოვნადაა დამოკიდებული ინფორმაციის ხარისხის მაჩვენებლებზე – უტყუარობა, არსებობა, საკმარისობა და დროულობა.

უტყუარობა ინფორმაციის ხარისხის ერთ-ერთი ძირითადი მაჩვენებელია. იგი თავისი არსით ინფორმაციის ცდომილების ხარისხს გამოხატავს. უტყუარობის თვალსაზრისით ინფორმაცია სამი სახისაა – დეტერმინირებული, ალბათური და არასაკმარისად განსაზღვრული.

დეტერმინირებული ინფორმაცია ეს ისეთი ინფორმაციაა, რომელიც ცალსახად ასახავს სისტემის მახასიათებელ პარამეტრს (ელექტროსადგურთა აგრეგატების რიცხვი, მათი ნომინალური სიმძლავრე, ხაზის სიგრძე და ა. შ.). ალბათური ინფორმაცია ახასიათებს მასიურ შემთხვევით მოვლენებს, რომლებსაც ანალოგიურ შემთხვევებში თითქმის ყოველთვის აქვს ადგილი. ამ სახის ინფორმაციას გააჩნია მდგრადი სტატისტიკური ხასიათი და ადამიანის მიზანდასახულ მოქმედებაზე არ არის დამოკიდებული. არასაკმარისად განსაზღვრულ ინფორმაციას არ გააჩნია ალბათური მახასიათებელი და გამოხატავს არასაკმარის ცოდნას მოცემული სა-

კითხის (მოვლენის) შესახებ. მაგალითად, არ გვაქვს საკმარისად განსაზღვრული ცოდნა მეცნიერულ-ტექნიკური პროგრესის შესახებ ანუ არ გვაქვს შესაძლებლობა დეტერმინირებულად შევიცნოთ მომავლის ტექნიკა, მისი შექმნის დრო და ა. შ.

ალბათურ და არასაკმარისად განსაზღვრულ ინფორმაციას შეიძლება ვუწოდოთ არასრული ინფორმაცია, მაშინ, როცა დეტერმინირებული ინფორმაცია, პრაქტიკულად, სრული ინფორმაციაა. რაც უფრო მოკლეა საპროექტო პერიოდი, მით მეტია სრული ინფორმაციის წილი საერთო ინფორმაციაში და პირიქით.

ინფორმაციის არსებითობა დამოკიდებულია ამონახსნელი ამონაცხის გვარობაზე. პრაქტიკა გვიჩვენებს, რომ ზოგადად გამოყენებული ინფორმაციის მხოლოდ შედარებით მცირე ნაწილი ახდენს განსაზღვრულ გავლენას ამონაცხის ამონახსნზე, ანუ ინფორმაციის მცირე ნაწილია არსებითი. ინფორმაციის მთელი სიმრავლიდან არსებითი ინფორმაციის გამოყოფა რთული პროცესია და იგი ეყრდნობა ინფორმაციის ანალიზსა და გადაწყვეტილების მიმღები პირის გამოცდილებასა და ინტუიციას.

ინფორმაციის არასაკმარისობა არ გვაძლევს დასაბუთებული ამონახსნის მიღების საშუალებას, ხოლო ჭარბი ინფორმაცია აძნელებს გადაწყვეტილების მიმღები პირის მოქმედებას. თუმცა, სტატისტიკური დამუშავების პროცესში ჭარბი ინფორმაცია სასარგებლოა.

ინფორმაციის დროულობას დიდი პრაქტიკული მნიშვნელობა აქვს, რადგანაც დავვიანებული ინფორმაცია, პრაქტიკულად, ძალადაკარგულია.

მნიშვნელოვან საწყის ინფორმაციას, რომელიც ფაქტიურად განსაზღვრავს სისტემის (ქსელის) განვითარების საპროექტო გადაწყვეტილებათა ხარისხს, წარმოადგენს საანგარიშო ეტაპისთვის მოთხოვნილი ელექტროენერგიისა და ქსელის კვანძებში ელექტრული დატვირთვების შესახებ ინფორმაცია. საპროექტო გადაწყვეტილებები მისაღებია (დამაკმაყოფილებელია), თუ იგი ეყრდნობა დატვირთვის ზრდის დინამიკას და ელექტრომომარაგების სისტემის განვითარების პერსპექტივას. აუცილებელია, რომ ახალი ელექტროსადგურების, ქვესადგურებისა და ელექტროგადაცემის ხაზების პროექტირება განიხილებოდეს საკმარისად დიდ საანგარიშო

პერიოდზე – 10-20 წელი. მიზანშეწონილია მივიღოთ სხვადასხვა დანიშნულების ახალი ობიექტების ჩართვის რიგითობისა და ქსელის (სისტემის) ეტაპობრივი განვითარების ისეთი ვარიანტი, რომლის დროსაც, ერთი მხრივ, უზრუნველყოფილი იქნება ქსელთან მიერთებული ახალი მომხმარებლების საიმედო ენერგომომარაგება, და, მეორე მხრივ, საანგარიშო პერიოდის მთელ მონაკვეთზე გაწეული კაპიტალური ხარჯები იქნება მინიმალური.

ენერგოსისტემის (ელექტრული ქსელის) პროექტირება უნდა წარმოებდეს მნიშვნელოვანი წინსწრებით, ვიდრე იმ ცალკეული სამრეწველო ობიექტების პროექტირება, რომლებიც კვებას მიიღებს ამ ახალი ელექტრული ქსელიდან. ქვეყნის სხვადასხვა დარგის ელექტრომომხმარებლის ზრდის შესახებ მაღალი ხარისხის (უტყუარი) ინფორმაციის მიღება საკმარიად რთულია. პერსპექტიული ელექტრომომხმარებლის მოცულობა შეიძლება გამოითვალოს ცენტრალიზებული და დეცენტრალიზებული მეთოდით. პირველ შემთხვევაში ქვეყნის სათაო საპროექტო ორგანიზაციის მიერ დადგინდება ქვეყნის საერთო მოთხოვნილება ელექტროენერგიაზე ცალკეული დარგების მიხედვით. მეორე შემთხვევაში წარმოებს მოთხოვნილი ელექტროენერგიის მოცულობის დადგენა ცალკეული მომხმარებლების, ქვესადგურებისა და საქსელო რაიონების მიხედვით. ამრიგად, პროექტირებისას მნიშვნელოვანია განისაზღვროს სისტემის ენერგობალანსის ხარჯვითი ნაწილი, რომელსაც მიეკუთვნება ელექტრომომხმარება, ელექტრომომხმარების რეჟიმი და სისტემის დატვირთვის შეთავსებული მაქსიმუმი.

2.2. ელექტრომომხმარების პროგნოზირება

ელექტრომომხმარების პროგნოზირება და პერსპექტიული დატვირთვის განსაზღვრა შეიძლება ჩატარდეს სხვადასხვა მეთოდით. მათ შორის: პირდაპირი გაანგარიშების, ხვედრითი დატვირთვების, ექსტრაპოლაციის, ექსპერტიზის და ა. შ. მეთოდებით.

პირდაპირი გაანგარიშების მეთოდით განისაზღვრება მოსალოდნელი ელექტრომომხმარება ქვეყნის მეურნეობის ცალკეული დარგების მიხედვით. ცალკეული დარგების ელექტრომომხმარება შე-

იძლება განისაზღვროს ელექტონერგიის იმ ხარჯით, რომელიც საჭიროა ერთეულოვანი პროდუქციის გამოსაშვებად. მას ელექტრონერგიის ხვედრით ხარჯს უწოდებენ. იგი დადგინდება გასული უახლოესი პერიოდის სტატისტიკური ინფორმაციის საფუძველზე ახალი ტექნიკისა და ტექნოლოგიების გათვალისწინებით.

საპროექტო პერიოდის t ეტაპზე სისტემის ჯამური მოსალოდნელი ელექტრომოხმარება

$$\mathfrak{E}_t = \sum_{i=1}^n \mathfrak{E}_{\mathfrak{E}, i, t} \prod_{i, t} \quad (2.1)$$

სადაც: n — ელექტრომოხმარების დარგების საერთო რაოდენობა;

$\mathfrak{E}_{\mathfrak{E}, i, t}$ — საპროექტო პერიოდის t ეტაპზე i -ური დარგის მომხმარებლის მიერ ერთეულოვანი პროდუქციის გამოსაშვებად საჭირო ელექტრონერგიის ხარჯი (ხვედრითი ხარჯი);

$\prod_{i, t}$ — იმავე t ეტაპზე იმავე i -ური მომხმარებლის მიერ გამოსაშვები (დაგეგმილი) პროდუქციის მოცულობა.

ცალკეული დარგების მიხედვით აღნიშნული პარამეტრები დადგინდება ქვეყნის ეკონომიკის განვითარების შესაბამისი სათაოსაგებმო ორგანიზაციების მიერ. ცხადია, რომ ეს პარამეტრები გარკვეულ ცდომილებებს შეიცავს. მაგრამ მთელი ქვეყნის მასშტაბით 10-20 წლიანი საპროექტო პერიოდისას ჯამური ცდომილება არ აღემატება 8-12 %-ს [6,29].

ხვედრითი დატვირთვის მეთოდი გამოიყენება მანქანათმშენებლობის საწარმოების დატვირთვის დასადგენად [26]. ამ საწარმოებში 1 მ² ფართობზე გადაანგარიშებით განათების დატვირთვა შედარებით მუდმივი სიდიდისაა $\approx 20-80$ ვტ/მ², ხოლო ძალოვანი დატვირთვა საკმარისად დიდი ფარგლებში იცვლება $\approx 50-250$ ვტ/მ². ცნობილი ხვედრითი დატვირთვისა და საწარმოს მოცემული დანაყოფის სასარგებლო ფართობის მიხედვით შეიძლება განესაზღვროთ ამ დანაყოფის საანგარიშო მაქსიმალური დატვირთვა

$$P_{\text{საფ.}} = P_{\mathfrak{E}} \cdot F \cdot 10^{-3} \text{ კვტ} \quad (2.2)$$

სადაც: $P_{\mathfrak{E}}$ — ხვედრითი დატვირთვა, ვტ/მ²;

F — სასარგებლო ფართობი, მ².

ანალოგურად განისაზღვრება საწარმოს დანარჩენი დანაყოფის საანგარიშო (მოსალოდნელი) დატვირთვები და, შესაბამისად, მთელი საწარმოს დატვირთვა.

ექსტრაპოლაციის მეთოდი დაფუძნებულია ელექტრომომხარების უშუალო ექსტრაპოლიაციაზე. ეს მეთოდი შეიძლება გამოყენებულ იქნას იმ შემთხვევაში, როცა გვაქვს გასული წლების მოხმარების სარწმუნო სტატისტიკური ინფორმაცია. ამ მეთოდის გამოყენებისას ცალკეული ენერგომომხარებლის ან მთელი ენერგოსისტემის ჯამური მოხმარების დასადგენად ცდილობენ ისარგებლონ შედარებით მარტივი საანგარიშო გამოსახულებებით. გასული წლების სტატისტიკური ინფორმაციის ანალიზის საფუძველზე დაადგენენ ელექტრომომხარების საშუალო წლიურ ნაზრდს, რომლის მიხედვით შეიძლება განვსაზღვროთ მომავლის მოხმარება. ფართო გავრცელება ჰპოვა რთული პროცენტის ფორმულამ, რომლის თანახმად

$$\mathfrak{Z}_t = \mathfrak{Z}_0 \left(1 + \frac{\alpha\%}{100} \right)^{t-t_0} \quad (2.3)$$

სადაც: $\mathfrak{Z}_t$ – საპროექტო პერიოდის t ეტაპზე სისტემის ჯამური მოსალოდნელი ელექტრომომხარების მოცულობა;

$\mathfrak{Z}_0$ – ცნობილი ელექტრომომხარება t_0 ბაზისურ ეტაპზე;

$\alpha\%$ – ელექტრომომხარების საშუალოწლიური ნაზრდი, %.

რიგ შემთხვევაში შეიძლება ვისარგებლოთ უფრო მარტივი საანგარიშო გამოსახულებით

$$\mathfrak{Z}_t = \mathfrak{Z}_0 \left(1 + \frac{\alpha\%}{100} (t - t_0) \right) \quad (2.4)$$

უნდა აღინიშნოს, რომ თავისი შინაარსით ექსტრაპოლიაცია წარმოადგენს აწმყოს გაგრძელებას მომავალში. ასეთი გაგრძელება, ზოგჯერ, არასაიმედოა, რადგანაც ეს მეთოდი აგებულია სტატისტიკური ინფორმაციის მშრალ ანალიზზე და არ ღრმავდება განვითარების ლოგიკაში, მოვლენათა ფიზიკაში, რამაც შეიძლება აბსურდული შედეგიც კი მოგვცეს.

ექსპერტიზის მეთოდი გულისხმობს შესაბამისი დარგის სპეცილისტების – ექსპერტების მოწვევას და მათ გამოკითხვას პროგნოზის ჩასატარებლად. ექსპერტი უნდა იყოს მაღალი კულ-

ტურისა და ინტუიციის ადამიანი, მათ უნდა გააჩნდეთ მუშაობის დიდი განოცდილება.

ექსპერტიზა შეიძლება ჩატარდეს როგორც ინდივიდუალური, ასევე კოლექტიური მეთოდით. ინდივიდუალურ მეთოდს ახასიათებს შეფასების სუბიექტიუიზმი, რაც პროგნოზირების ხარისხზე უარყოფითად მოქმედებს.

ექსპერტები მსჯელობენ პრობლემის გარშემო კომისიური წესით ან ინდივიდუალურად ანკეტების შევსების გზით. თითოეული ექსპერტი გამოთქვამს თავის მოსაზრებას, რომელთა გაანალიზების საფუძველზე შემუშავდება საბოლოო რეზულტატი და გამოვლინდება განვითარების მიმართულება.

გარდა აღნიშნულისა, შეიძლება გამოყენებულ იქნეს, აგრეთვე, სხვადასხვა სახის პროგნოზირების მეთოდები [6;29], რომელთა საშუალებით, მეტ-ნაკლები სიზუსტით, შეიძლება დადგადგინოთ ელექტრომომხმარებლის მოსალოდნელი მოცულობა განვითარების ამა თუ იმ საანგარიშო პერიოდისთვის.

პერსპექტიული პერიოდისთვის ელექტროენერგიის ჯამური წლიური მოხმარების საანგარიშო სიდიდე, ელექტრულ ქსელში ენერგიის დანაკარგებისა და ელექტროსადგურების საკუთარ მოხმარებაზე ხარჯის გათვალისწინებით, საშუალებას გვაძლევს გამოვთვალოთ ელექტროენერგიის ბალანსის მნიშვნელოვანი მაჩვენებელი – ელექტროენერგიის წლიური გამომუშავება

$$\mathcal{Q}_{\text{წლ}} = \mathcal{Q}_{\text{მოხ}} + \Delta \mathcal{Q}_{\text{ჟ}} + \mathcal{Q}_{\text{საკომ.}} \quad (2.5)$$

სადაც: $\mathcal{Q}_{\text{მოხ}}$ – ყველა სახის მომხმარებელთა მიერ ენერგიის წლიური მოხმარება;

$\Delta \mathcal{Q}_{\text{ჟ}}$ – ქსელში ენერგიის წლიური დანაკარგი;

$\mathcal{Q}_{\text{საკომ.}}$ – ელექტროენერგიის ჯამური ხარჯი სადგურთა საკუთარ მოხმარებაზე.

პროექტირებისას პერსპექტიული ენერგობალანსის ხარჯვით ნაწილში მნიშვნელოვან მაჩვენებელს წარმოადგენს ენერგოსისტემის ჯამური ელექტრული დატვირთვის მაქსიმუმი – $P_{\text{აქტ.}}$. ამავდროულად $P_{\text{აქტ.}}$ იწვევს ელექტროსადგურთა ჯამური დადგმული სიმძლავრის გაზრდას და, შესაბამისად, მატერიალური რესურსების

გაუმართლებელ გადახარჯვას. შემცირებული $P_{აჟ}$ კი იწვევს მომხმარებლებისთვის ენერგიის მიუწოდებლობას და, შესაბამისად, ზარალს პროდუქციის წარმოების შემცირების გამო.

$P_{აჟ}$ საორიენტაციო მნიშვნელობა შეიძლება გამოთვლილ იქნას მაქსიმალური დატვირთვის გამოყენების $T_{აჟ}$ საათების მიხედვით

$$P_{აჟ} = \mathfrak{D}_{\text{წლ}} / T_{აჟ} \quad (2.6)$$

მისი უფრო ზუსტი მნიშვნელობა შეიძლება დავადგინოთ ენერგოსისტემის ჯამური დატვირთვის გრაფიკის აგების საფუძველზე.

2.3. დატვირთვის გრაფიკები

ენერგოსისტემაში ელექტრული ენერგიის ძირითად მომხმარებლებს წარმოადგენს მრეწველობა, მშენებლობა, სასოფლო-სამეურნეო საწარმოები, ელექტროფიციირებული ტრანსპორტი, კავშირგაბმულობა, საყოფაცხოვრებო მომსახურების სფერო, განათება და ა. შ. ელექტროსადგურებზე გამომუშავებული ელექტრული ენერგიის ნაწილი იხარჯება თვით ელექტროსადგურების საკუთარ მოხმარებაზე (2-8 %) და ენერგიის ტრანსპორტირებაზე — დანაკარგები ქსელში (5-12 %).

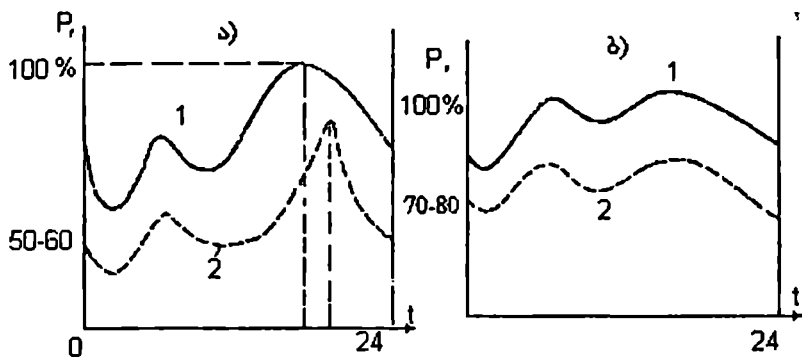
სისტემის ჯამური დატვირთვა დამოკიდებულია მომხმარებელთა მუშაობის რეჟიმზე. დროის ინტერვალში (დღელამე, კვირა, თვე) ცალკეული მომხმარებლის მიერ მოთხოვნილი სიმძლავრე იცვლება მისი მუშაობის რეჟიმის შესაბამისად და, აქედან გამომდინარე, იცვლება სისტემის ჯამური დატვირთვაც. ეს ცვლილება მოიცემა დატვირთვის გრაფიკების სახით, სადაც აბსცისათა ღერძზე გადაიზომება დრო (სთ, დღე, თვე), ხოლო ორდინატაზე კი დატვირთვის სიმძლავრე. განსახილველი დროის ინტერვალის (დღე, წელი და სხვა) მიხედვით გვაქვს დღელამური, წლიური და სხვა დატვირთვის გრაფიკები.

დატვირთვის გრაფიკის ფორმა დამოკიდებულია მომხმარებლის გეარობაზე (მრეწველობა, მშენებლობა, განათების ქსელი და

ა.შ.) და მათი მუშაობის პირობებზე (ერთ-, ორ-, სამცვლიანი, სეზონური და სხვა). მიუხედავად იმისა, რომ ცალკეული მომხმარებლების დატვირთვის გრაფიკი სხვადასხვა ფორმისაა, სისტემის ჯამური დატვირთვის გრაფიკი გარკვეული კანონზომიერებით ხასიათდება.

სიმძლავრის მოხმარების შესახებ გარკვეული წარმოდგენის მიღებისთვის ძირითადად სარგებლობენ დღელამური დატვირთვის გრაფიკით, სადაც აშკარად გამოკვეთილია ღამისა და დღის ჩავარდნები (მინიმუმი) და დილისა და საღამოს პიკური დატვირთვები (მაქსიმუმი) (ნახ.2.1).

თუ ენერგოსისტემაში ჭარბობს საყოფაცხოვრებო მომსახურების დატვირთვები, მაშინ საღამოს მაქსიმუმი მნიშვნელოვნად მეტია, ვიდრე დილის (ნახ.2.1 ა). ეს სხვაობა განსაკუთრებით შესამჩნევია ზაფხულში. ამასთან ზაფხულში საღამოს პიკი უფრო გვიან დგება, ვიდრე ზამთარში. მინიმალური დატვირთვა, რომელიც ღამის 3-5 საათის პერიოდში შეიმჩნევა, მაქსიმალური დატვირთვის დაახლოებით 50-60%-ს შეადგენს. ენერგოსისტემაში, სადაც სამრეწველო დატვირთვების ხვედრითი წილი დიდია, საღამოს და დილის პიკური დატვირთვები თითქმის არ განსხვავდებიან ერთმანეთისგან (ნახ.2.1 ბ). ასეთი სისტემის დღელამური დატვირთვის გრაფიკი უფრო თანაბარია - მინიმალური დატვირთვა მაქსიმალურის 70-80%-ს შეადგენს.



ნახ. 2.1 ენერგოსისტემის დღელამური დატვირთვის გრაფიკი:

- ა) საყოფაცხოვრებო დატვირთვის დიდი ხვედრითი წილით;
- ბ) სამრეწველო დატვირთვის დიდი ხვედრითი წილით;
- 1-ზამთრის პერიოდი; 2-ზაფხულის პერიოდი

დღელამური დატვირთვის გრაფიკის მოხაზულობაზე გავლენას ახდენს დღის ნათების ხანგრძლივობა და გარემოს ტემპერატურა. ნათების შემცირებული ხანგრძლივობისას დატვირთვა იზრდება და დილისა და საღამოს პიკები უფრო ხანგრძლივია. გარემოს დაბალი ტემპერატურისას დატვირთვა შედარებით მეტია, ვიდრე მაღალი ტემპერატურისას.

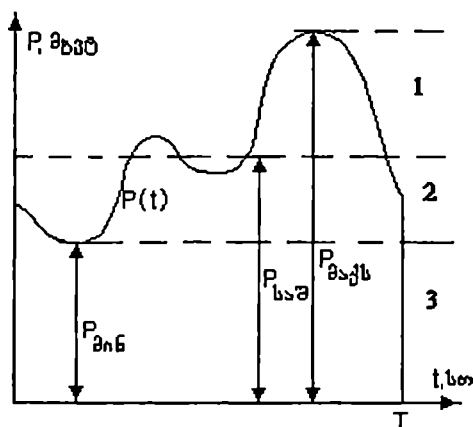
დღელამური დატვირთვის გრაფიკი ხასიათდება შემდეგი მარკენებლებით (ნახ.2.2):

- მაქსიმალური $P_{\text{მაქს}}$ და მინიმალური $P_{\text{მინ}}$ დატვირთვა;
- საანგარიშო პერიოდი T_0 , რომელიც დატვირთვის დღელამური გრაფიკისთვის შეადგენს $T_0=24$ სთ; ხოლო წლიური გრაფიკისთვის $T_0=8760$ სთ.

- საშუალო დღელამური დატვირთვა $P_{\text{საშ}} = \frac{\Theta_{\text{დღ}}}{24}$;
- $\Theta_{\text{დღ}}$ - ელექტროენერგიის დღელამური მოხმარება

$$\Theta_{\text{დღ}} = \int_0^{T_0} P(t) dt ;$$

- დატვირთვის უთანაბრობის კოეფიციენტი $\alpha = P_{\text{მინ}} / P_{\text{მაქს}}$;
- დატვირთვის შეესების კოეფიციენტი $\beta = P_{\text{საშ}} / P_{\text{მაქს}}$.

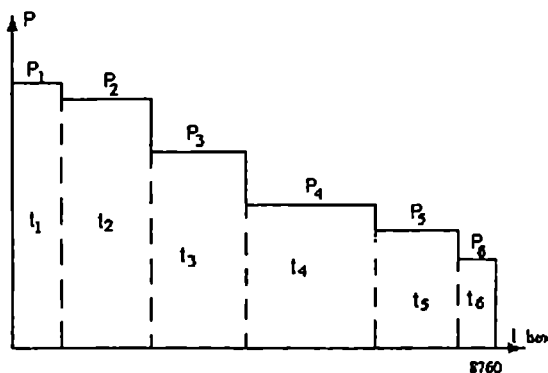


ნახ. 2.2 დღელამური დატვირთვის გრაფიკის მახასიათებელი პარამეტრები: $P_{\text{მაქს}}$; $P_{\text{მინ}}$; $P_{\text{საშ}}$. 1-პიკური ზონა; 2-ნახევარპიკური ზონა; 3-ბაზისური ზონა

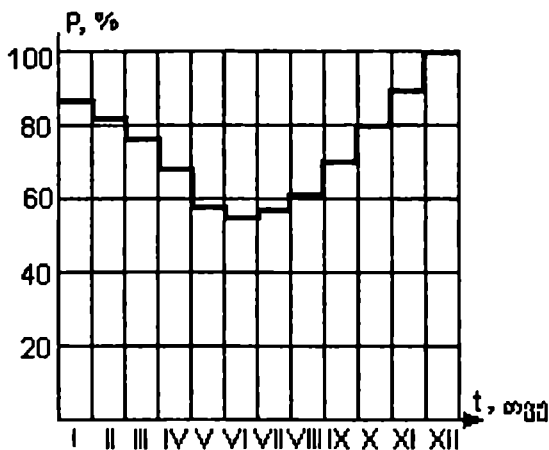
დატვირთვის გრაფიკზე განსაკუთრებულ წერტილებს წარმოადგენს მაქსიმალური და მინიმალური დატვირთვის წერტილები. მაქსიმალური დატვირთვის რეჟიმში სისტემის ელექტროსადგურებზე უნდა გაგვანდეს სიმძლავრის სათანადო რეზერვი, ხოლო მინიმალური დატვირთვის რეჟიმში კი – მანევრირებადი ელექტროსადგურები დაბალი ტექნოლოგიური მინიმუმით.

დატვირთვის გრაფიკი პირობითად იყოფა სამ ზონად: პიკური, რომელიც განთავსებულია საშუალო დღელამური დატვირთვის წრფის ზევით; ნახევარპიკური, რომელიც განთავსებულია მინიმალური და საშუალო დღელამური დატვირთვების შესაბამის წრფეებს შორის; ბაზისური, რომელიც მოთავსებულია მინიმალური დატვირთვის წრფის ქვემოთ (ნახ. 2.2).

დატვირთვის გრაფიკის ერთერთ სახედ განიხილება წლიური დატვირთვის გრაფიკი ხანგრძლივობის მიხედვით (ნახ.2.3), რომელიც წარმოადგენს თანდათანობით კლებად საფეხუროვან გრაფიკს. ყოველი საფეხური უჩვენებს მოცემული დატვირთვის ხანგრძლივობას წლის განმავლობაში. ასევე განიხილავენ მაქსიმალური დატვირთვების წლიურ გრაფიკს, სადაც აბსცისაზე გადაზომილია კალენდარული თვეები, ხოლო ორდინატაზე შესაბამისი თვის მაქსიმალური დატვირთვა (ნახ.2.4).



ნახ. 2.3 წლიური დატვირთვის გრაფიკი ხანგრძლივობის მიხედვით



ნახ. 2.4 მაქსიმალური დატვირთვის წლიური გრაფიკი

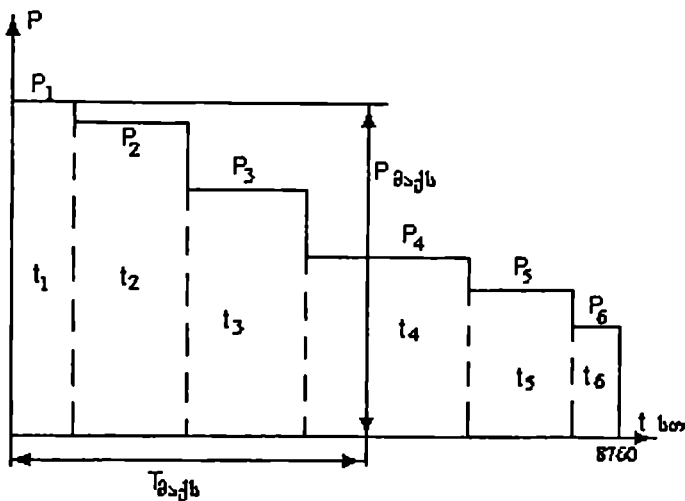
წლიური დატვირთვის გრაფიკი მოხერხებულია დავახასიათოთ მაქსიმალური დატვირთვის გამოყენების ხანგრძლივობით $T_{\text{მაქს}}$. ამ პარამეტრით განისაზღვრება ის დრო, რომლის განმავლობაშიც მომხმარებელს, რომ ემუშავა მაქსიმალური დატვირთვით, ქსელიდან მიიღებდა იმავე რაოდენობის ენერგიას, რაც ფაქტიური გრაფიკით მუშაობისას. განმარტების თანახმად

$$\Theta_{\text{წელ}} = \int_0^{8760} p(t) dt = P_{\text{მაქს}} \cdot T_{\text{მაქს}},$$

აქედან

$$T_{\text{მაქს}} = \frac{1}{P_{\text{მაქს}}} \int_0^{8760} p(t) dt. \quad (2.7)$$

მაქსიმალური დატვირთვის გამოყენების ხანგრძლივობა გრაფიკულად ნაჩვენებია 2.5 ნახაზზე



ნახ. 2.5 მაქსიმალური დატვირთვის გამოყენების ხანგრძლივობის გრაფიკული წარმოდგენა

პრაქტიკული დაკვირვებებისა და გამოთვლების საფუძველზე ზოგიერთი სახასიათო მომხმარებლებისთვის განსაზღვრულია $T_{\text{მაქს}}$ დროის საყარაუდო ინტერვალები (ცხრ.2.1)

ცხრილი 2.1 ზოგიერთი მომხმარებლის მაქსიმალური დატვირთვის გამოყენების ხანგრძლივობა

მომხმარებლის დასახელება	$T_{\text{მაქს}}$, სთ
შიგა განათება და საყოფაცხოვრებო მომსახურების სფერო	2000-3000
სამრეწველო საწარმოები (ერთცვლიანი)	1500-2000
სამრეწველო საწარმოები (ორცვლიანი)	3000-4500
სამრეწველო საწარმოები (სამცვლიანი)	5000-7000

ელექტრული ენერგიის მომხმარებელთა მუშაობისთვის საჭიროა მათ ქსელიდან გადაცემთ არა მარტო აქტიური სიმძლავრე, არამედ რეაქტიულიც. ამიტომ ელექტრომიმღების დატვირთვის

სრული დახასიათებისთვის საჭიროა რეაქტიული სიმძლავრის გრაფიკი.

პროექტირებისას მომხმარებელთა მოსალოდნელი აქტიური დატვირთვის გრაფიკი აიგება ტიპური გრაფიკების მიხედვით, რომლებიც მიიღება იმავე ტიპის მოქმედი ელექტრომომღებების დატვირთვების გაზომვების საფუძველზე. გაზომვები შესრულებული უნდა იქნეს დროის სხვადასხვა პერიოდებისთვის, რომლის შემდეგ ტარდება ამ ექსპერიმენტული მონაცემების სტატისტიკური დამუშავება. უშუალოდ გაზომვების საფუძველზე მიღებული შედეგები მით უფრო სანდოა, რაც უფრო მეტი რაოდენობის მომხმარებელთა რეალური დატვირთვის რეჟიმი იქნება გამოკვლეული. ამავე გზით შეიძლება დადგენილი იქნეს რეაქტიული დატვირთვის გრაფიკებიც. პროექტირებისას რეაქტიული დატვირთვა შეიძლება ავიღოთ მიახლოებით რეაქტიული დატვირთვის კოეფიციენტის ($\text{tg}\varphi$) მიხედვით, რომლის რიცხვითი მნიშვნელობა მაქსიმალური და მინიმალური აქტიური დატვირთვის პერიოდებში სხვადასხვაა ($\text{tg}\varphi_{\text{max}} > \text{tg}\varphi_{\text{min}}$).

ენერგოსისტემის რეაქტიული დატვირთვის დღეღამური გრაფიკი, ძირითადად, განისაზღვრება ასინქრონული ძრავების მიერ მოთხოვნილი რეაქტიული სიმძლავრითა და ქსელში რეაქტიული სიმძლავრის დანაკარგებით. იმ სისტემებში, რომლებშიც ჭარბობს სამრეწველო (ძრავული) მომხმარებლები, დილისა და საღამოს აქტიური დატვირთვა თითქმის ერთნაირია, ხოლო რეაქტიული ტვირთი დილით უფრო დიდია, ვიდრე საღამოს. ეს აიხსნება დიდი ხვედრითი წილის ძრავული მომხმარებლის არსებობით, რომელთა მიერ მოთხოვნილი რეაქტიული სიმძლავრე დილით უფრო საგრძნობია. იმ სისტემებში, რომლებიც ხასიათდებიან დიდი ხვედრითი წილის საყოფაცხოვრებო (არა ძრავული) მომხმარებლებით, რეაქტიული დატვირთვა საღამოს უფრო დიდია, ვიდრე დილას. ეს აიხსნება იმით, რომ საღამოს რეჟიმში ქსელში გვაქვს რეაქტიული სიმძლავრის დიდი დანაკარგები, რაც გამოწვეულია ამ რეჟიმის დიდი აქტიური დატვირთვით [6].

ელექტრომომხმარებლის რეჟიმის პროგნოზირების მეთოდი უფრო დეტალურად მოცემულია [6; 29]-ში. სამუშაოს გამარტივების მიზნით სასწავლო პროექტების შესრულებისას სისტემის ჯამური

აქტიური დატვირთვის გრაფიკის ასაგებად შეიძლება ვისარგებლოთ დ-17 ცხრილის მონაცემებით [32].

2.4 ელექტრული ენერგიის წაყროების შერჩევა და დატვირთვის გრაფიკის დაფარვა

ქვეყნის ენერგეტიკის განვითარება მნიშვნელოვნადაა დამოკიდებული საკუთარი ენერგეტიკული რესურსების გამოყენებაზე. პირველადი ენერგორესურსების ეფექტური გამოყენების გზების შერჩევა საკმარისად რთული პრობლემაა, რომელიც განხილული უნდა იქნას ქვეყნის ენერგეტიკული ბალანსის პერსპექტიული გეგმის შემუშავებისას. აქ, როგორც წესი, ისმება კითხვა: რა უფრო მიზანშეწონილია ქვეყნის ფარგლებს გარედან ან მისი ერთი რეგიონიდან მეორეში განვახორციელოთ პირველადი ენერგორესურსის (სათბობის) თუ ელექტრული ენერგიის ტრანსპორტირება, ან განვახორციელოთ ორივე და რა თანაფარდობით. ამ კითხვაზე პასუხი გაცემული უნდა იქნეს ტექნიკურ-ეკონომიკური გაანგარიშების საფუძველზე ქვეყნის შიგა რესურსების ათვისებისა და როგორც სათბობის, ასევე ელექტროენერგიის სატრანსპორტო საშუალებათა აგების ხარჯების გათვალისწინებით.

ელექტროსადგურები შერჩეული უნდა იქნას იმ პირობიდან გამომდინარე, რომ ენერგოსისტემაში მუდამ დაცული იყოს როგორც სიმძლავრის, ასევე ენერგიის ბალანსი სიმძლავრის (ენერგიის) მოსალოდნელი ექსპორტ-იმპორტის გათვალისწინებით. ელექტროსადგურთა დადგმული სიმძლავრის შერჩევის პირობა მდგომარეობს მასში, რომ მათი მშენებლობის კაპიტალური ხარჯებისა და წლიური საექსპლუატაციო ხარჯების მინიმუმის პირობებში უზრუნველყოფილ იქნას მომხმარებელთა საიმედო ელექტრომომარაგება.

ენერგოსისტემის ტექნიკურ-ეკონომიკური მაჩვენებლები და, მათ შორის, მომხმარებელთა ელექტრომომარაგების საიმედოობის დონე დიდწილადაა დამოკიდებული ელექტროსადგურების ტიპზე, მათ დადგმულ სიმძლავრესა და ფუნქციაზე ელექტროსისტემაში, ასევე მაღალი ძაბვის ქსელის შეერთების სქემის კონფიგურაციაზე. სისტემის განვითარების ხარჯები დამოკიდებულია ასაშენებელი

ელექტროსადგურის სახეობაზე (თბო, ჰიდრო, ატომური და ა. შ.), მათ განლაგებაზე სისტემაში და გამოყენებული პირველადი ენერგორესურსების ეკონომიკურ მაჩვენებლებზე. ელექტრომომარაგების საიმედოობის სათანადო დონის უზრუნველსაყოფად აუცილებელია მანევრირებადი ელექტროსადგურები, რომელთა დანიშნულებაა ოპერატიული რეზერვის ფუნქციის შესრულება.

ელექტროსისტემაში ელექტროენერგიის მოხმარების დადგენა ზორციელდება სისტემაში სიმძლავრისა და ენერგიის ბალანსის შედგენის მიზნით. ამის საფუძველზე განისაზღვრება მაგენერირებელ სიმძლავრეთა სტრუქტურა და მათი დატვირთვები, ქსელის შეერთების სქემა და ძაბვები საკონტროლო კვანძებში, ჩატარდება ქსელის რეჟიმის პარამეტრების გაანგარიშება და შეფასდება სისტემის მუშაობის მდგრადობის მარაგის კოეფიციენტი.

ექსპლუატაციის პროცესში ენერგოსისტემის მუშაობის დაგეგმვისას დადგენილი უნდა იქნეს სადგურის დადგმული, ქონებული, მუშა, ჩართული და ფაქტიური სიმძლავრეების მნიშვნელობები (ნახ. 2.6), რაც საშუალებას მოგვცემს შევაფასოთ სისტემის მუშაობისას სიმძლავრის რეზერვის სიდიდე და, შესაბამისად, სისტემის მდგრადობის დონე [1; 17].

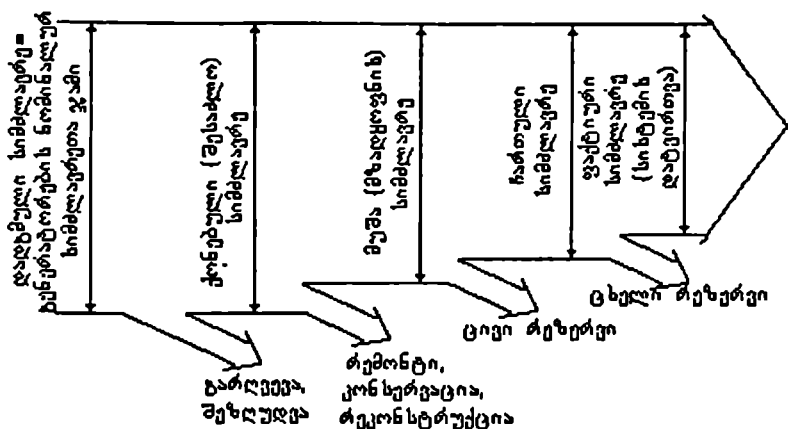
სისტემის დადგმული სიმძლავრე ეს არის სისტემის სტრუქტურაში შემაჯალი ყველა ელექტროგენერატორების ნომინალურ სიმძლავრეთა ჯამი. თავის მხრივ გენერატორის ნომინალური სიმძლავრე ეს ის სიმძლავრეა, რომლის მიხედვით გათვლილია და დაპროექტებულია ეს გენერატორი ხანგრძლივი და ეფექტური მუშაობისთვის. შესაბამისად, ელექტროსადგურის დადგმული სიმძლავრე ამ სადგურზე დადგმული გენერატორების ნომინალურ სიმძლავრეთა ჯამის ტოლია.

სისტემის დადგმული სიმძლავრისთვის გვაქვს:

$$P_{\text{დადგ}} = P_{\text{ჰესი მარ.}} + P_{\text{ჰესი სეზ.}} + P_{\text{კესი}} + P_{\text{თეცი}} + P_{\text{აესი}} + P_{\text{დანარჩ.}}$$

აქ ინდექსები: ჰესი მარ. — მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგური; ჰესი სეზ. — სეზონური ჰიდროელექტროსადგური; კესი — კონდენსაციური ელექტროსადგური; თეცი — თბოელექტროცენტრალი; აესი — ატომური ელექტროსადგური; დანარჩ. — სისტემაში მომუშავე სხვადასხვა ტიპის დანარჩენი ელექტროსად-

გურები, რომელთა ხვედრითი წილი საერთო დადგმულ სიმძლავრეში ჯერ კიდევ დაბალია.



ნახ. 2.6 ელექტროსისტემის აქტიურ სიმძლავრეთა
ლენტური დიაგრამა

ქონებული (შესაძლო) სიმძლავრე ეს არის დადგმულ სიმძლავრეს მინუს გამოუყენებელი სიმძლავრე, რომელიც შედგება გარღვევისა და შეზღუდვის სიმძლავრეებისგან

$$P_{\text{ქონ}} = P_{\text{დადგ}} - P_{\text{გამოუყენ}} = P_{\text{დადგ}} - (P_{\text{გარღ}} + P_{\text{შეზღუდ}})$$

გარღვევის სიმძლავრე ეს ის სიმძლავრეა, რომელიც გამოწვეულია დანადგარის ან სხვა მოწყობილობის ნაწილობრივი დაზიანებით, რის გამოც იძულებული ვართ გარკვეული დროით შევაშალოთ გენერატორის დატვირთვა. ასეთი სახის გარღვევებს წარმოადგენს: გენერატორის (ან ბლოკში მომუშავე ტრანსფორმატორის) გაცივების სისტემის გაუმართაობა; წყალგამშვი გვირაბის (ან არხის) გამტარუნარიანობის შემცირება; თბოსადგურებზე ქვაბდანადგარის ორთქლის ან წყლის მიღებზე მცირე ზომის ნაპრალის გაჩენა, როცა ჯერ კიდევ შეიძლება ქვაბდანადგარის მუშაობა, მაგრამ არასრული დატვირთვით და ა. შ. გარღვევის სიმძლავრის აღმოფხვრაზე სადგურის ან ენერგოსისტემის პერსონალს შეუძლია ზემოქმედების მოხდენა.

შეზღუდვის სიმძლავრე ეს ის სიმძლავრეა, რომელიც გამოწვეულია ობიექტური მიზეზით და, რომლის აღმოფხვრა სადგურის ან ენერგოსისტემის პერსონალს არ ძალუძს. კერძოდ, გამაცივებელი წყლის ტემპერატურის ამაღლება კონდენსაციურ სადგურზე. თბური მომხმარებლის შემცირება თბოელექტროცენტრალეზე; გარემო ტემპერატურის ამაღლების გამო ტრანსფორმატორის დატვირთულობის შეზღუდვა, ქესზე მუშა წნევის შემცირება და ა. შ.

მუშა სიმძლავრე ეს არის ქონებულ სიმძლავრეს მინუს რემონტის, კონსერვაციისა და რეკონსტრუქციის სიმძლავრე

$$P_{\text{მუშა}} = P_{\text{ქმ.}} - P_{\text{რემ. + კონსერ. + რეკონსტ.}} = P_{\text{დღა}} - P_{\text{გამოკ.}} - P_{\text{რემ. + კონსერ. + რეკონსტ.}}$$

რემონტის, კონსერვაციისა და რეკონსტრუქციის სიმძლავრის ქვეშ იგულისხმება იმ აგრეგატთა ნომინალურ სიმძლავრეთა ჯამი, რომლებიც მოკლე ან ხანგრძლივი დროით გამოყვანილია მუშაობიდან და უტარდებათ (ან არ უტარდებათ) შესაბამისი სარემონტო სამუშაოები.

მუშა სიმძლავრეს შეიძლება ვუწოდოთ აგრეთვე მზადყოფნის სიმძლავრე, რადგანაც ეს იმ გენერატორების ქონებულ სიმძლავრეთა ჯამია, რომლებიც მუშაობისთვის მზადყოფნაშია და შეუძლიათ აიღონ დატვირთვა. აქვე აღვნიშნავთ, რომ კონკრეტული გენერატორისთვის მუშა სიმძლავრე იგივე ქონებული სიმძლავრეა.

ჩართული სიმძლავრე ეს იმ გენერატორების მუშა სიმძლავრეთა ჯამია, რომლებიც მიერთებულია ქსელზე პარალელური მუშაობისთვის. დანარჩენი გენერატორების მუშა სიმძლავრეთა ჯამი, რომლებიც არ არის ჩართული ქსელში, წარმოადგენს სისტემის ცივ რეზერვს, მაშასადამე

$$P_{\text{ჩართ.}} = P_{\text{მუშ.}} - P_{\text{ცივ რეზერ.}}$$

ფაქტიური სიმძლავრე მუშაობაში ჩართული გენერატორების ჯამური დატვირთვის ტოლია. აქედან გამომდინარე ჩართულ და ფაქტიურ სიმძლავრეთა შორის სხვაობა წარმოადგენს სისტემის მბრუნავ ანუ ცხელ რეზერვს

$$P_{\text{ფაქტ.}} = P_{\text{ჩართ.}} - P_{\text{ცხ. რეზერ.}}$$

მომხმარებელთა ელექტრომომარაგების საიმედოობის საჭირო დონის უზრუნველყოფის მიზნით აუცილებელია სისტემაში გაგვარ-

ნდეს სიმძლავრის რეზერვი, რომელიც წარმოადგენს ცივი და ცხელი რეზერვების ჯამს:

$$P_{\text{რეზ.}} = P_{\text{ცხ. რეზ.}} + P_{\text{ცივ. რეზ.}}$$

დანიშნულების მიხედვით სიმძლავრის რეზერვი იყოფა: დატვირთვის, ავარიული, რემონტისა და მეურნეობის რეზერვებად

$$P_{\text{რეზ.}} = P_{\text{დატვირთ.}} + P_{\text{ავარ. რეზ.}} + P_{\text{რემ. რეზ.}} + P_{\text{მეურნ. რეზ.}}$$

დატვირთვის რეზერვი საჭიროა იმ დამატებითი დატვირთვის დასაფარავად, რომელსაც შეიძლება ადგილი ჰქონდეს დატვირთვის ბიძგური მატების შემთხვევებში. დატვირთვის რეზერვი აიღება დადგმული სიმძლავრის 1-3%-ის ტოლად.

დატვირთვის მცირე ფარგლებში ცვლილებისას დამატებითი დატვირთვა კომპენსირდება მანქანის მბრუნავი კინეტიკური ენერგიის ცვლილების ხარჯზე, ხოლო დატვირთვის შესამჩნევ ფარგლებში ცვლილებისას საჭიროა პირველადი ენერგორესურსების ხარჯის ცვლილება.

დატვირთვის ნებისმიერი ცვლილება (და მათ შორის გაუთვალისწინებელი), რაც სიხშირის ცვლილებას იწვევს, თავისთავზე უნდა აიღოს ელექტროსადგურებმა. აქედან გამომდინარე სიხშირის რეგულირებისთვის საჭიროა თავისუფალი დამატებითი სიმძლავრე.

ჰიდროსადგურები, რომლებიც არასრული დატვირთვით მუშაობენ, ასრულებენ სიხშირის რეგულირების ფუნქციას. იმ სისტემებში, სადაც ჰესები არ არის (ან მათ არ გააჩნიათ სიხშირის რეგულირების ფუნქციის შესრულების უნარი) სიხშირეს არეგულირებს თბოსადგურები, რომლებიც მუშაობენ ძვირ საწვავზე და გააჩნიათ სათბობის დიდი ხვედრითი ხარჯი. ეს სადგურები აწყობილი (შეგუებული) უნდა იყოს დატვირთვის მკვეთრცვალეად რეჟიმზე სამუშაოდ.

ავარიული რეზერვის დანიშნულებაა ავარიულად ამორთული მაგენერირებელი დანადგარის შეცვლა. მისი სიდიდე განსაზღვრული უნდა იქნეს ოპტიმალური შერჩევის პრინციპით. როგორც პრაქტიკა გვიჩვენებს ავარიული რეზერვი უნდა შეადგენდეს დადგმული სიმძლავრის დაახლოებით 10-12%-ს. სიმძლავრის ავარიული რეზერვი უნდა უტოლდებოდეს სისტემაში მომუშავე ყველაზე უფრო მძლავრი აგრეგატის სიმძლავრეს. როგორც წესი ავარიული

სიმძლავრის 40-60% განთავსებული უნდა იყოს ჰიდროსადგურებზე, სადაც სიხშირის ავარიულად შემცირებისას დაყენებული უნდა იქნეს ჰიდროაგრეგატის ავარიული გაშვების ავტომატიკა. რეზერვის დანარჩენი სიდიდე განთავსებულია თბოელექტროსადგურებზე. თუ ავარიის შედეგად ამორთული აგრეგატი ხანგრძლივად რჩება გამორთული, მაშინ გაშვებულ უნდა იქნეს სარეზერვო აგრეგატი თბოსადგურზე, რომლის შემდეგ ჰესი დაუბრუნდება თავისი პირვანდელ რეჟიმს.

რემონტის რეზერვად განიხილება: რეზერვი კაპიტალურ რემონტზე და რეზერვი მიმდინარე რემონტზე.

როგორც ვიცით ზაფხულის პერიოდში ადგილი აქვს დატვირთვის მნიშვნელოვან შემცირებას. ზაფხულისა და ზამთრის დღეღამის მაქსიმალური დატვირთვების ფარდობა არ აღემატება 0.6-0.7-ს. აქედან გამომდინარე ზაფხულის პერიოდში გამოთავისუფლებულია დადგმული სიმძლავრის თითქმის 50%-მდე. ამ პირობებში შესაძლებელია ჩავატაროთ აგრეგატთა კაპიტალური რემონტი. აქედან გამომდინარე, როცა სისტემაში ზაფხულის დღეღამის გრაფიკზე გაჩნდება სარემონტო ფართი, მაშინ რეზერვი კაპიტალური რემონტისთვის საჭირო არ არის.

მიმდინარე რემონტი წლის ნებისმიერ დროსაა მოსალოდნელი და ამიტომ რეზერვი ამ სახის რემონტზე გათვალისწინებული უნდა იყოს. ბლოკურ კონდენსაციურ სადგურებზე მიმდინარე რემონტის რეზერვი აიღება დადგმული სიმძლავრის თითქმის 6%, ხოლო თევცებსა და განივი თბური კავშირების მქონე კესებზე კი დაახლოებით 3%.

ჰიდროსადგურებზე რეზერვი რემონტზე არ გაითვალისწინება, რადგანაც სადგურთა აგრეგატების რემონტი, როგორც წესი, ჩატარდება წყალმცირობის პერიოდებში.

მეურნეობის რეზერვის დანიშნულებაა იმ დამატებითი დატვირთვის დაფარვა, რომელიც შეიძლება გაჩნდეს არაზუსტი დაგეგმვისა და პროგნოზირების შედეგად. მისი სიდიდე აიღება მოსალოდნელი მაქსიმალური დატვირთვის 1-2%-ის ტოლად.

საერთო ჯამში სიმძლავრის რეზერვი სისტემაში შეიძლება აღწევდეს მაქსიმალური დატვირთვის 15-20%-ს, რომელიც პირობითად შეიძლება დაყვით რემონტისა და ოპერატიულ რეზერვებად.

ოპერატიულს წარმოადგენს დატვირთვის, ავარიული და მეურნეობის რეჟერვი.

ელექტროსადგურებზე გამომუშავებული ელექტროენერგიის (იგულისხმება ენერგიის იმპორტიც) მომხმარებლებს წარმოადგენს მრეწველობა, მშენებლობა, სასოფლო-სამეურნეო წარმოება, ელექტროფიციერებული ტრანსპორტი, საყოფაცხოვრებს სფეროს მომხმარებლები და სხვ. ყველა ამ მომხმარებელთა მიერ მოხმარებული ენერგია შეფასდება როგორც სასარგებლოდ დახარჯული ელექტროენერგია. სადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტროენერგია იხარჯება აგრეთვე თვით სადგურთა საკუთარ მოხმარებაზე და ქსელში ენერგიის ტრანსპორტირებაზე. ღროის ნებისმიერ მომენტში სისტემაში უნდა გაგვანდეს სიმძლავრის ბალანსი

$$\sum P_{\text{სადგ.}} = \sum P_{\text{მომხ.}} + \sum P_{\text{საკომუნ.სადგ.}} + \Delta P_{\text{ქსელ.}}$$

ზოლო საანგარიშო პერიოდში უნდა სრულდებოდეს ენერგიის ბალანსი

$$\sum \mathcal{E}_{\text{სადგ.}} = \sum \mathcal{E}_{\text{მომხ.}} + \sum \mathcal{E}_{\text{საკომუნ.}} + \sum \Delta \mathcal{E}_{\text{ქსელ.}}$$

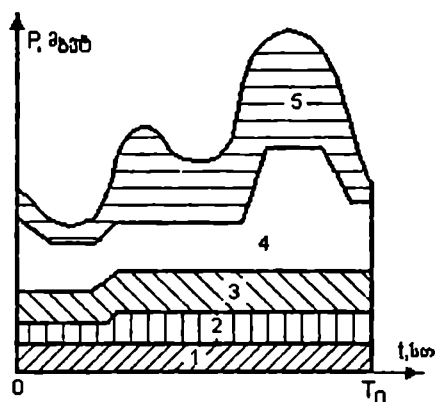
ენერგოსისტემის სიმძლავრის ბალანსი შედგენილ უნდა იქნეს 2.2 ცხრილის მიხედვით.

ცხრილი 2.2 სიმძლავრის ბალანსი ელექტროსისტემაში

N#	დასახელება
	მომხმარება
1	მომხმარებელთა ჯამური დატვირთვის შეთავსებული მაქსიმუმი
2	სიმძლავრის გაცემა სხვა ენერგოსისტემაში
3	აუცილებელი ტეზერვი
4	სიმძლავრის დანაკარგი
5	ელექტროსადგურების საკუთარი მოხმარების სიმძლავრე
6	სულ მზადყოფნის (მოთხოვნილი) სიმძლავრე (1+2+3+4+5)
	დაფარვა
7	სისტემის დადგმული სიმძლავრე
8	გამოყენებული სიმძლავრე (გარღვევები+შეზღუდვები)
9	ქონებული (შესაძლო) სიმძლავრე (7-8)
10	სხვა ენერგოსისტემიდან მიღებული სიმძლავრე
11	სულ დაფარვის შესაძლებლობა (9+10)
12	სიმძლავრის ბალანსი (11-6): სიჭარბე (+), დეფიციტი (-)

დატვირთვის გრაფიკის დაფარვისას ყველაზე მეტი სირთულე გვხვდება მაქსიმალური და მინიმალური დატვირთვების რეჟიმებში. მაქსიმალური დატვირთვის რეჟიმში პიკური სიმძლავრის დასაფარავად ენერგოსისტემაში უნდა გაგვარჩნდეს მარეგულირებელი ელექტროსადგურები. კერძოდ, წყალსაცავიანი ჰიდროელექტროსადგურები, აირტურბინიანი თბოელექტროსადგურები და სხვა, რომელთაც, ეკონომიკური მაჩვენებლების უმნიშვნელო გაუარესების ხარჯზე, შეუძლიათ შეცვალონ თავიანთი დატვირთვა დროის მოკლე მონაკვეთში.

თბოელექტროცენტრალები, რომელთა მიერ განვითარებული სიმძლავრე დამოკიდებულია თბური მომხმარებლების დატვირთვაზე, და არამარეგულირებელი ანუ სეზონური ჰიდროელექტროსადგურები, რომელთა მიერ განვითარებული ელექტრული სიმძლავრე დამოკიდებულია მდინარეში წყლის დინების ხარჯზე, დატვირთვის გრაფიკში დაიკავენ ბაზისურ ნაწილს. გრაფიკის შუა ნაწილში (ბაზისური და ნახევარპიკური) მეტწილად განთავსდებიან ატომური და კონდენსაციური ელექტროსადგურები (ნახ. 2.7).



ნახ. 2.7 დატვირთვის დღელამური გრაფიკის დაფარვა:
1 - სეზონური ჰესი; 2 - თეცი; 3 - აესი; 4 - კესი; 5 - მარეგულირებელი ელექტროსადგური

მინიმალური დატვირთვის რეჟიმში დაბალმანევრირებადი ელექტრული სადგურების (ძირითად აესი და მძლავრი კესი) დატ-

ვირთვა არ უნდა იყოს მათ ტექნიკურ მინიმუმზე ნაკლები. დატვირთვის გრაფიკის დაფარვისას ცდილობენ, რომ სისტემის ყოველ ელექტროსადგურს გამოეყოს გრაფიკის ის ნაწილი, რომლის დროსაც სადგურის მუშაობა იქნება მაღალეფექტური. ელექტროსადგურების მუშაობის საუარესო რეჟიმების განსაზღვრისას უნდა გავითვალისწინოთ შემდეგი მოსაზრებანი.

ა) სეზონური პესების დატვირთვა განისაზღვრება მდინარის კალაპოტში წყლის ხარჯის მიხედვით, რის გამოც მათი დატვირთვა დღე-ღამის განმავლობაში თითქმის უცვლელია;

ბ) თეცის ელექტრულ დატვირთვას განაპირობებს მისი თბური მომხმარებელი, რის გამოც იგი ღამის საათებში მინიმალურია, ხოლო დღის საათებში მაქსიმალური;

გ) ტექნიკური და ეკონომიკური მაჩვენებლების შესაბამისად სასურველია კესის დატვირთვა არ იცვლებოდეს დიდ ფარგლებში და დღეღამის ცალკეულ პერიოდებში რჩებოდეს უცვლელი (ბუნებრივ აირზე მომუშავე კესის მინიმალური დატვირთვა მისი ნომინალური სიმძლავრის თითქმის 50%-ს შეადგენს [31]);

დ) წლიური რეგულირების პესის დატვირთვა დღეღამის ინტერვალში არ არის შეზღუდული (აუცილებელი ცხელი რეზერვის გათვალისწინებით), მაგრამ ლიმიტირებულია დღე-ღამური გამომუშავების მიხედვით, რომელიც წინასწარ ცნობილია ან შეიძლება გამოთვლილ იქნეს ფორმულით:

$$\mathcal{Q}_{\text{წ}} = \frac{\mathcal{Q}_{\text{წ}}}{365} \cdot k = \frac{P_{\text{წ}} \cdot T_{\text{წ}}}{365} \cdot k \quad (2.8)$$

სადაც: $\mathcal{Q}_{\text{წ}}$ - ელექტროსადგურის საპროექტო წლიური გამომუშავება;

$P_{\text{წ}}, T_{\text{წ}}$ - სადგურის დადგენილი სიმძლავრე და მისი გამოყენების ხანგრძლივობა;

k - კოეფიციენტი, რომელიც წარმოადგენს განსახილველ დღეღამეში სადგურის გამომუშავების ფარდობას მის საშუალოწლიურ დღეღამურ გამომუშავებასთან. ამ კოეფიციენტის მნიშვნელობა შეიძლება მივიღოთ: ზამთრის სეზონის დღეღამისთვის 1.4-1.6, ზაფხულის სეზონის დღეღამისთვის 0.6-0.7.

ზოგიერთი ტურბო- და ჰიდროგენერატორების ძირითადი ტექნიკური ნომინალური პარამეტრები მოცემულია დ-2 ცხრილში.

2.5. რეაქტიული სიმძლავრის ბალანსის დაგეგმვა

ელექტრული ქსელის მუშა რეჟიმების ანგარიშებში რეაქტიული სიმძლავრე გამოიყენება აქტიურის ანალოგიურად. მაგრამ ეს არ ნიშნავს მას, რომ ეს სიმძლავრეები ანალოგიური ხასიათის სიდიდეებია.

აქტიური სიმძლავრე ძირითადად მოიხმარება ელექტრომომღებების მიერ, სადაც ელექტრული ენერგია გარდაიქმნება სხვა სახის ენერგიად (მექანიკური, სითბური, სხივური და სხვ.). ნაწილობრივ აქტიური სიმძლავრე იკარგება ქსელის ელემენტების აქტიურ წინააღობებში სითბოს სახით. რეაქტიული სიმძლავრე მოიხმარება არა მარტო ელექტრომომღებების მიერ, არამედ მნიშვნელოვან წილად ქსელის ელემენტების მიერაც.

აქტიური სიმძლავრის გენერაცია წარმოებს ელექტროსადგურებზე სინქრონული გენერატორების მიერ. რეაქტიული სიმძლავრე კი შეიძლება გენერირებულ იქნას ქსელის ნებისმიერ წერტილში. იგი შეიძლება გენერირდეს სინქრონული მანქანებით ჭარბი აგზნების პირობებში, ხაზების ტევადურ გამტარობაში, კონდენსატორთა ბატარეებში და ა. შ.

აქტიური სიმძლავრის გადაცემის მიზანია მომხმარებელთა ელექტრომომარაგება, ხოლო რეაქტიული სიმძლავრე ცვლადი დენის წრედში მიმდინარე გარდამავალი პროცესების თანმდევი მოვლენაა. უნდა აღინიშნოს, რომ რეაქტიული სიმძლავრე ახასიათებს მხოლოდ ცვლად დენს. რეაქტიული სიმძლავრის ქსელში განაწილების სურათის შეცვლა შესაძლებელია სპეციალური მაკომპენსირებელი დანადგარების მეშვეობით. ამ სიმძლავრის კომპენსაცია გარკვეულ წილად იძულებითი ღონისძიებაა, რადგანაც რიგ შემთხვევებში გენერატორების ქონებული რეაქტიული სიმძლავრე არასაკმარისია მომხმარებელთა მიერ მოთხოვნილი რეაქტიული დატვირთვის დასაკმაყოფილებლად, ან პირიქით – ქსელში არსებობს ჭარბი რეაქტიული სიმძლავრე.

რეაქტიული სიმძლავრის გადაცემის არაეკონომიკურობა კარნახობს მას, რომ ამ სიმძლავრის მაკომპენსირებელი დანადგარები

დაყენებული უნდა იქნეს მანაწილებელ ქსელებში უშუალოდ მომხმარებლებთან. ამასთან ეს დანადგარები რეაქტიული სიმძლავრის გენერირების თვალსაზრისით უნდა იყოს რეგულირებადი, რადგანაც მომხმარებლის მიერ მოხმარებული რეაქტიული სიმძლავრე იცვლება მომხმარებელთა მუშაობის რეჟიმის ცვლილებასთან ერთად.

როგორც ცნობილია ცვლადი დენის ნებისმიერი ელექტრული ქსელისთვის დროის ყოველ მომენტში უნდა სრულდებოდეს სრული სიმძლავრის ბალანსი. სიმძლავრეთა ბალანსი აუცილებელი პირობაა. რეაქტიულ სიმძლავრესთან მიმართებაში მნიშვნელოვანია, რომ სიმძლავრის ბალანსი სრულდებოდეს არა მხოლოდ მთელი სისტემისთვის, არამედ რეგიონული ქსელებისთვის, რადგანაც მთელი რიგი ტექნიკური მიზეზების გამო რეაქტიული სიმძლავრის გადაცემისას შეიძლება წარმოიშვას სხვადასხვა სახის სიძნელებები.

რეაქტიული სიმძლავრის ბალანსის დარღვევა იწვევს ქსელში ძაბვის ცვლილებას. კერძოდ, ჭარბი რეატიული სიმძლავრის პირობებში ძაბვა ქსელში მაღალია, ხოლო დეფიციტის პირობებში კი პირიქით — დაბალი. როცა სისტემა დეფიციტურია აქტიური სიმძლავრის მიხედვით, იგი დეფიციტურია რეაქტიული სიმძლავრის მიხედვითაც. ბალანსის უზრუნველყოფის მიზნით აქტიური სიმძლავრის დეფიციტის დაფარვა ზორციელდება სათანადო სიდიდის აქტიური სიმძლავრის იმპორტის გაზით მეზობელი ენერგოსისტემიდან. რეაქტიული სიმძლავრის დეფიციტის დასაფარავად მისი მეზობელი ენერგოსისტემიდან შემოტანა არაეფექტურია. უფრო ეფექტურია დეფიციტი დაფარულ იქნეს მოცემულ სისტემაში მაკომპენსირებელი დანადგარების დაყენების გზით.

ელექტრულ სისტემაში რეაქტიული სიმძლავრის ძირითად წყაროს, როგორც ზემოთ აღვნიშნეთ, წარმოადგენს ელექტორსადგურების სინქრონული გენერატორები. ამასთან ამ გენერატორთა რეაქტიული სიმძლავრის შეცვლა მიიღწევა აგზნების დენის ცვლილებით. ნომინალური დატვირთვის რეჟიმში გენერატორები გამოიმუშავენ ნომინალურ აქტიურ და რეაქტიულ სიმძლავრეს. აგზნების დენის შემცირებით შევამცირებთ გენერატორის მიერ ქსელში გაცემულ რეაქტიულ სიმძლავრეს. გენერატორის აქტიური დატვირთვის შემცირებისას შესაძლებელია გაეზარდოს მის მიერ გენერირებული რეაქტიული სიმძლავრე. მაგრამ ასეთი გაზრდა დასაშვებია მხოლოდ გარკვეულ ფარგლებში, რომელიც ზემოდან იზღუდება, ერთი მხრივ, სტატორის და, მეორე მხრივ, როტორის ნომინალური დენის მიხედვით.

მომხმარებელთან ძაბვის საჭირო დონის უზრუნველსაყოფად მთლიანად სისტემაში და, ასევე, მის ცალკეულ რაიონებში აუცი-

ლებელია გაგვანდეს რეაქტიული სიმძლავრის საკმარისი წყარო. ამიტომ ენერგოსისტემის (ან მისი ცალკეული რაიონის) განვითარების პროექტირების საწყის სტადიაზე, მაქსიმალური დატვირთვის რეჟიმისთვის, შედგენილი უნდა იქნას რეაქტიული სიმძლავრის საორიენტაციო ბალანსი, რომელსაც შემდეგი სახე აქვს:

$$Q_{აფ} + Q_{აგ} + \Delta Q_C - Q_{აზ} = Q_{აბ} + \Delta Q_{\beta} + \Delta Q_{\delta} \pm Q_{ა\alpha} \quad (2.9)$$

სადაც: $Q_{აფ}$ - სისტემის გენერატორების რეაქტიული სიმძლავრე;

$Q_{აგ}$ - მაკომპენსირებელი დანადგარების სიმძლავრე;

ΔQ_C - ელექტროგადაცემის ხაზების მიერ გენერირებული რეაქტიული სიმძლავრე;

$Q_{აზ}$ - რეაქტიული სიმძლავრის რეზერვი;

$Q_{აბ}$ - მომხმარებელთა ჯამური რეაქტიული დატვირთვა;

$\Delta Q_{\beta}, \Delta Q_{\delta}$ - ქსელის ხაზებსა და ტრანსფორმატორებში რეაქტიული სიმძლავრის დანაკარგები;

$Q_{ა\alpha}$ - მეზობელ სისტემაში გაცემული (+) ან მეზობელი სისტემიდან მიღებული (-) რეაქტიული სიმძლავრე.

რეაქტიული სიმძლავრის საორიენტაციო რეზერვი შეიძლება აღებულ იქნას ჯამური რეაქტიული დატვირთვის (15-17) %-ის ფარგლებში [29].

პროექტირების საწყის ეტაპზე ძნელია ზუსტად განვსაზღვროთ ხაზების მიერ გენერირებული ჯამური რეაქტიული სიმძლავრე და ხაზებსა და ტრანსფორმატორებში რეაქტიული სიმძლავრის დანაკარგები. ამიტომ სიმძლავრის ბალანსის შედგენისას მათი რიცხვითი მნიშვნელობები შეიძლება მივიღოთ მიახლოებით.

კონცენტრირებული ელექტრული სისტემების შემთხვევაში გენერატორების მიერ გენერირებული რეაქტიული სიმძლავრე შეიძლება განვსაზღვროთ მათი ნომინალური $\cos \varphi$ -ის მიხედვით. თუ ელექტროსადგური სისტემიდან დაშორებულია, დაახლოებით, 100-200 კმ-ით, მაშინ რეკომენდირებულია მისი სიმძლავრის კოეფიციენტი ავიღოთ ფარგლებში $\cos \varphi = 0.90 - 0.95$ [29].

როცა ელექტროსისტემის კვანძების რეაქტიული დატვირთვების შესახებ არ გაგვანია, დაზუსტებული ინფორმაცია, მაშინ ეს დატვირთვები შეიძლება განვსაზღვროთ ამ კვანძების რეაქტიუ-

რი დატვირთვის კოეფიციენტების მიხედვით, რომელთა რიცხვითი მნიშვნელობები დამოკიდებულია კვანძის ნომინალურ ძაბვაზე [29]:

ნომინალური ძაბვა, კვ	190
6-10	0.54-0.48,
35	0.62-0.57,
110	0.70-0.62.

ტრანსფორმატორებში რეაქტიული სიმძლავრის დანაკარგები დამოკიდებულია ტრანსფორმატორთა პარამეტრებზე და მათ დატვირთვულობაზე, რაც პროექტირების საწყის სტადიაზე არასრული ინფორმაციის სახით გაგვაჩნია. რეკომენდირებულია ტრანსფორმატორებში რეაქტიული სიმძლავრის დანაკარგები განვსაზღვროთ გამოსახულებით [5]:

$$\Delta Q_{\phi} = 0.1 \cdot m \cdot S_{\phi} = 0.1 \cdot m \cdot \sqrt{P_{\phi}^2 + Q_{\phi}^2},$$

სადაც: $S_{\phi}, P_{\phi}, Q_{\phi}$ – ელექტრული სისტემის მოსალოდნელი ჯამური სრული, აქტიური და რეაქტიული დტვირთვები;

m – ელექტროსადგურებიდან მომხმარებელამდე ელექტრული ენერგიის ტრანსპორტირებისას მისი ტრანსფორმაციის ჯერადობა;

0.1 – ტრანსფორმატორების ფოლადსა და გრაგნილში რეაქტიული სიმძლავრის დანაკარგების ფარდობითი მნიშვნელობა.

თუ მივიჩნევთ, რომ ელექტროგადაცემის ხაზები მუშაობენ მიახლოებით ნატურალური სიმძლავრის რეჟიმით, მაშინ შეგვიძლია მივიღოთ

$$\Delta Q_{\phi} = \Delta Q_c.$$

პროექტირებისას რეაქტიული სიმძლავრის მიმოცვლა მეზობელ სისტემებს შორის არ იგეგმება და გვაქვს $Q_{\phi} \approx 0$.

ამრიგად, ელექტროსისტემაში რეაქტიული სიმძლავრის ბალანსის განტოლება (2.9) მიიღებს სახეს

$$Q_{\phi} + Q_{\phi} = 1.15 \cdot Q_c + 0.1 \cdot m \cdot \sqrt{P_{\phi}^2 + Q_{\phi}^2}$$

ანუ

$$Q_{\phi} = 1.15 \cdot Q_c + 0.1 \cdot m \cdot \sqrt{P_{\phi}^2 + Q_{\phi}^2} - Q_{\phi} \quad (2.10)$$

ამ გამოსახულებაში კოეფიციენტი 1.15 გულისხმობს სისტემაში რეაქტიული სიმძლავრის 15 %-იან რეზერვს.

თუ მივიღეთ, რომ $Q_{აღ} > 0$, მაშინ აუცილებელია სისტემაში დაიდგას რეაქტიული სიმძლავრის შესაბამისი მაკონპენსირებელი დანადგარი. თუ $Q_{აღ} < 0$, მაშინ სისტემაში არსებობს რეაქტიული სიმძლავრის საკმარისი რეზერვი. იმ შემთხვევაში, როცა ელექტრულ ქსელში გვაქვს ზემალაღი ძაბვის (330 კვ. და მეტი) ელექტროგადამცემის ხაზები, მაშინ შეიძლება აღმოჩნდეს (განსაკუთრებით, მინიმალური დატვირთვების რეჟიმში) $Q_{აღ} < 0$. ამ შემთხვევაში აუცილებელი იქნება სისტემაში დაიდგას მაშუნტებელი რეაქტორები.

თავი 3. ელექტრული ქსელის ტექნიკურ-ეკონომიკური მაჩვენებლები

3.1. შესავალი

ელექტრული ქსელების განვითარებისა და ექსპლუატაციის ეფექტურობის დონის გამოსავლენად დიდი მნიშვნელობა ენიჭება მისი მუშაობის ტექნიკურ-ეკონომიკურ ანალიზს. პროექტირების კონკრეტული ამოცანის შინაარსიდან გამომდინარე ქსელების მშენებლობის ტექნიკურ-ეკონომიკური გაანგარიშების მოცულობა შეიძლება სხვადასხვა იყოს. ზოგადად, ეკონომიკური რეგიონების ენერგომომარაგების პროექტირებას წინ უსწრებს ამ რეგიონის ეკონომიკური მაჩვენებლების დაზუსტების სამუშაოები. კერძოდ, პერსპექტიული განვითარების მიმართულებისა და მისი ეფექტურობის დასადგენად რეგიონის შესახებ გამოვლენილი უნდა იქნას შემდეგი მონაცემები:

- ბუნებრივი რესურსები და მათი განთავსების ადგილები;
- ენერგორესურსების პოტენციური მარაგი და მისი ათვისების ტექნიკური შესაძლებლობა;
- რეგიონში მრეწველობის განვითარების გეგმები;
- სამრეწველო საწარმოთა განთავსების ადგილები;
- მეურნეობის ცალკეული დარგების მოთხოვნები ელექტროენერგია-სა და სიმძლავრეზე;
- რეგიონის თბო- და ჰიდრორესურსების ათვისების პერსპექტივა;
- ადგილობრივი ენერგორესურსების ბაზაზე აგებული თბო- და ჰიდროელექტროსადგურების შესაძლო ტექნიკური და ეკონომიკური მაჩვენებლები;

ამ მონაცემების საფუძველზე დადგინდება რეგიონის ენერგობალანსის სტრუქტურა განვითარების 10-15 წლიანი პერსპექტივის გათვალისწინებით, რაც საკმარისად რთული ამოცანაა. სასწავლო პროექტების შესრულებისას მომხმარებელთა დატვირთვები და დატვირთვის გრაფიკის დაფარვაში მონაწილე ელექტროსადგურები, როგორც წესი, მოცემულია და, ამდენად, ამ შეთხვევაში ენერგობალანსის შედგენასთან დაკავშირებით არ გვიწევს ზემოთ ხსენებული რთული სამუშაოს შესრულება.

ზოგადად, პროექტირებისას ტექნიკური-ეკონომიკური გაანგარიშების ძირითად მიზანს წარმოადგენს მოცემული მომხმარებლების ელექტრომომარაგების ოპტიმალური სქემისა და პარამეტრების დადგენა სხვადასხვა ალტერნატიული ვარიანტების შედარების გზით. ქსელის განვითარების დინამიკის გათვალისწინებით ვარიანტთა შედარებისას განხილული უნდა იქნეს ისეთი მნიშვნელოვანი ეკონომიკური მაჩვენებლები, როგორიცაა: მშენებლობის პირველდაწყებითი კაპიტალური ხარჯები; ქსელში სიმძლავრისა და ენერგიის დანაკარგები; წლიური საექსპლუატაციო ხარჯები. ამასთან, ამ ხარჯების დასადგენად გამოყენებული უნდა იქნეს ისეთი ფორმულები და თანაფარდობები (მათემატიკური მოდელი), რომელიც საშუალებას მოგვცემს პროექტირების საწყის ეტაპზე გარკვეული სიზუსტით განესაზღვროთ ეკონომიკური პარამეტრების საორიენტაციო მნიშვნელობები. მათი შემდგომი დაზუსტება განხორციელდება ვარიანტთა დეტალური ტექნიკურ-ეკონომიკური შედარების გზით. უპირატესობა მიეცემა იმ ვარიანტს, რომელიც უმცირესი სიდიდის დაყვანილი ხარჯებით გამოირჩევა. თუ ამ ხარჯებს შორის განსხვავება არ აღემატება 5%-ს, მაშინ შესადარებელი ვარიანტები პრაქტიკულად ტოლფასოვანია და საბოლოო გადაწყვეტილების მისაღებად უნდა გამოვიყენოთ დამატებითი პირობები და მოთხოვნები.

3.2. კაპიტალური ხარჯები

ელექტროგადაცემის ხაზებისა და ქვესადგურების მშენებლობის კაპიტალური ხარჯების სწორი შეფასებისას და ხაზების სადენთა განიკეთების, ტრანსფორმატორების (ავტოტრანსფორმატორების) რიცხვისა და ნომინალური სიმძლავრის და, აგრეთვე, ქსელში სიმძლავრის (ელექტრული ენერგიის) დანაკარგებით გამოწვეული ხარჯების შედარებით ზუსტი განსაზღვრისას, უნდა ვისარგებლოთ შესაბამისი საპროექტო ორგანიზაციების მიერ შემუშავებული მეთოდითა და სახელმწიფო სტანდარტით დადგენილი მოთხოვნებით.

კაპიტალური ხარჯები (კაპიტალური დაბანდება) ეს არის საშუალებანი, რომელიც იხარჯება ქვეყნის მეურნეობის ძირითადი ფონდების გაფართოებულ კვლავწარმოებაზე და ახალი ძირითადი ფონდების შექმნაზე. ძირითადი ფონდები იყოფა საწარმოო და არა-საწარმოო ფონდებად. პირველს მიეკუთვნება შრომის საშუალებანი, რომლებიც მონაწილეობენ წარმოების პროცესში და ხელს უწყობენ მის განხორციელებას, ხოლო მეორეს მიეკუთვნება ის ფონდები, რომლებიც წარმოების პროცესში არ მონაწილეობენ, მაგრამ ხელს უწყობს მის ნორმალურ მიმდინარეობას. ძირითად საწარმოო ფონდებს წარმოადგენს: საწარმოო შენობები და ნაგებობები; ძაღოვანი მოწყობილობები (გენერატორები, ტურბინები, საქებაე დანადგარები, ტრანსფორმატორები და ავტოტრანსფორმატორები, კომპრესორები, ელექტრული ძრავები, ამომრთველები და ა. შ.); საწარმოო მოწყობილობები (ჩარხები, წნეხები, სხვადასხვა სახის მექანიზმები); საწარმოო პროცესების ავტომატიზირებული სისტემები; სატრანსპორტო საშუალებანი (ბუნებრივი აირის, მაზუთის და ორთქლის მიღგაყვანილობანი, ტრანსპორტიორები, ელევატორები და ა. შ.); სამეურნეო ინვენტარი; ინსტრუმენტები და ა. შ. არასაწარმოო ფონდებს წარმოადგენს საცხოვრებელი შენობები, სკოლები, ბაღები, კლუბები, გადაადგილების სატრანსპორტო საშუალებანი, სასადილოები და ა. შ.

ახალი ძირითადი ფონდების შექმნისთვის და არსებულის გაფართოება-რეკონსტრუქციისთვის საჭიროა კაპიტალური მშენებლობა და, აგრეთვე, მოწყობილობებისა და ინვენტარის შეძენა. აქედან გამომდინარე, ქსელის ძირითადი ფონდები ($K_{\text{ქ}}$) მოიცავს სამშენებლო-სამონტაჟო ხარჯებს ($K_{\text{გ}}$) და ხარჯებს მოწყობილობებისა და ინვენტარის შეძენა-ტრანსპორტირებაზე ($K_{\text{აფყ}}$)

$$K_{\text{ქ}} = K_{\text{გ}} + K_{\text{აფყ}} \quad (3.1)$$

ენერგეტიკაში სამშენებლო-სამონტაჟო სამუშაოთა ხარჯებისა და მოწყობილობა-ინვენტარის შეძენა-ტრანსპორტირების ხარჯების მიახლოებითი თანაფარდობა ნაჩვენებია 3.1 ცხრილში [6.29]. ნომინალური ძაბვის გაზრდისას იზრდება მოწყობილობა-ინვენტარის წილი.

ცხრილი 3.1 ობიექტების კაპიტალური ხარჯების თანაფარდობა

ობიექტის დასახელება	კაპიტალური ხარჯები, %	
	სამშენებლო- სამონტაჟო სამუშაოები	მოწყობილობა- ინვენტარის შე- ძენა-ტრანსპორტ- ჩივება
თბოელექტროსადგურები	40	60
ჰიდროელექტროსადგურები	70-77	30-23
ელექტროლი ქსელი	80-90	20-10
ქვესადგურები	33-44	67-56

კაპიტალური ხარჯები განისაზღვრება საპროექტო-საძიებო სამუშაოების საფუძველზე, რაც წინ უსწრებს კაპიტალური მშენებლობის პროცესს. ამასთან მშენებლობის ღირებულება გაანგარიშდება ხარჯთაღრიცხვის მიხედვით, რომელიც წარმოადგენს ძირითად ეკონომიკურ დოკუმენტს. მისი დანიშნულებაა მშენებლობის განსახორციელებლად საჭირო შრომითი, მატერიალური და ფულადი ხარჯების დადგენა. ხარჯთაღრიცხვა მშენებლობის დაგეგმვის საწყისი დოკუმენტი და მშენებლობის დაფინანსების საფუძველია. მის საფუძველზე ხორციელდება სამშენებლო-სამონტაჟო მოიჯარე და მოწყობილობების მომწოდებელ ორგანიზაციებთან შესაბამისი ხელშეკრულების გაფორმება.

ტექნიკურ-ეკონომიკური ანალიზის ჩატარებისას ფართოდ გამოიყენება გამსხვილებული ტექნიკურ-ეკონომიკური მაჩვენებლები, რომლებიც დადგენილია მშენებლობისა და ექსპლუატაციის გამოცდილებისა და საპროექტო გაანგარიშების საფუძველზე. ეს მაჩვენებლები საშუალებას გვაძლევს მარტივად შევაფასოთ მშენებლობის კაპიტალური ხარჯები და მოვახდინოთ ენერგეტიკული ობიექტების მშენებლობის ტექნიკურად მისაღები ვარიანტების შედარება.

ელექტროსისტემის ცალკეული ენერგობიძეების გამსხვილებული ტექნიკურ-ეკონომიკური მაჩვენებლების გაანგარიშება და ხარჯთაღრიცხვის შედგენის საკითხები დეტალურად განიხილება ენერგეტიკის ეკონომიკის კურსში. აქ მოყვანილია ქსელის ცალკეული ელემენტების კაპიტალური ხარჯების საორიენტაციო საანგარიშო გამოსახულებები.

ელექტროგადაცემის ხაზების მშენებლობის კაპიტალური ხარჯების საანგარიშო გამოსახულების უმარტივესი სახეა

$$K_{\Sigma} = (a + bF)l = K_0 \cdot l \text{ ლარი,} \quad (3.2)$$

სადაც: a — ხაზის მშენებლობის ხარჯები, რომელიც არ არის დამოკიდებული სადენის განიკვეთზე, ლარი/კმ; b — დამზადებული სადენის ერთეულოვანი მოცულობის ღირებულება, ლარი/კმ³; F — სადენის გამტარი ნაწილის განიკვეთი, მმ²; l — ელექტროგადაცემის ხაზის სიგრძე, კმ; K_0 — 1 კმ ხაზის მშენებლობის ღირებულება.

$$K_0 = a + bF \text{ ლარი/კმ} \quad (3.3)$$

ხაზის მშენებლობის ხარჯების პირველი შემდგენი a მოიცავს ხარჯებს პროექტირებაზე, ხაზის ტრასის შესწავლასა და გეოლოგიურ დამუშავებაზე, მიწის სამუშაოების შესრულებაზე, საყრდენის შეძენაზე, საყრდენებისა და სადენების მონტაჟზე და სხვ. ეს ხარჯები ხაზის ნომინალური ძაბვის პროპორციულია და დამოკიდებულია ხაზის ტრასის გვარობაზე (ვაკე, მთა-გორიანი, დასახლებული და ა. შ.) და, ასევე, იმ რეგიონის მეტეოროლოგიურ პირობებზე, სადაც გათვალისწინებულია ხაზის მშენებლობა.

მშენებლობისას ძირითადად გამოიყენებენ უნიფიცირებულ საყრდენებს, რომელთა კონსტრუქცია შერჩეულია ხაზის ნომინალური ძაბვის შესაბამისად და გათვლილია მექანიკურ სიმტკიცეზე ამ ძაბვაზე გამოყენებული სადენების გათვალისწინებით. აქედან გამომდინარე, სადენის განიკვეთი, პრაქტიკულად, გაელენას ვერ ახდენს მშენებლობის ხარჯების a შემდგენზე.

მშენებლობის ხარჯების მეორე შემდგენი bF სადენის განიკვეთის პირდაპირპროპორციულია და მოიცავს სადენის მასალისა და ამ სადენის დამზადების ხარჯებს.

როგორც (3.3) გამოსახულებიდან ჩანს 1 კმ ხაზის აგების ღირებულება სადენის განიკვეთთან წრფივ დამოკიდებულებაშია, თუმცა აღმოჩნდა, რომ გართულებული მეტეოროლოგიური პირობებისას ამ დამოკიდებულებას, განსაკუთრებით 35-110 კვ ძაბვის ხაზებისთვის, არაწრფივი ხასიათი აქვს (ღებულობს U-სებრ ფორმას). ეს არაწრფივობა შეიძლება შემდგენიარად აეხსნათ. ფოლად-ალუმინის სადენში ფოლადის გულარას არსებითი მნიშვნელობა

აქვს სადენის მექანიკური სიმტკიცის გაზრდის თვალსაზრისით. ალუმინის იმავე განიკვეთისას ფოლადის განიკვეთის გაზრდა იწვევს სადენის ღირებულების გაზრდას. გაზრდილი მექანიკური სიმტკიცის სადენების გამოყენებისას, რიგ შემთხვევებში, იზრდება მანძილი საყრდენებს შორის (მაღლის სიგრძე) და, შესაბამისად, მცირდება საყრდენების საერთო რაოდენობა ტრასაზე. ეს, თავის მხრივ, აკომპენსირებს ხაზის მშენებლობის ღირებულების იმ ნაზრდს, რომელიც გამოწვეულია სადენის ფოლადის გულარის განიკვეთის გაზრდით.

სადენის განიკვეთსა და ნომინალურ ძაბვასთან დამოკიდებულებაში 1 კმ სიგრძის ხაზის აგების ღირებულება შეიძლება წარმოვადგინოთ, შედარებით, უფრო ზოგადი გამოსახულებით [6; 29]

$$K_0 = A + BU + CF\sqrt[n]{n}, \text{ ლარი/კმ} \quad (3.4)$$

სადაც: A — ხაზის აგების ღირებულების მუდმივი შემდგენი, ლარი/კმ;

BU — ნომინალურ ძაბვაზე დამოკიდებული შემდგენი, ლარი/კვ.კმ;

$CF\sqrt[n]{n}$ — სადენის განიკვეთზე დამოკიდებული შემდგენი, ლარი/კმ.მმ²;

n — სადენთა რაოდენობა გახლეჩილ ფაზაში.

(3.3) და (3.4) გამოსახულებებში შემავალი კოეფიციენტების (a , b , A , B , C) რიცხვითი მნიშვნელობები დამოკიდებულია ქვეყნის ეკონომიკური პოტენციალის დონეზე და საბაზრო ეკონომიკის პირობებზე.

ქვესადგურის კაპიტალური ხარჯები მოიცავს მშენებლობის ტერიტორიის მომზადების, ძალოვანი ტრანსფორმატორებისა და მანაწილებელი მოწყობილობების დანადგართა (ამომრთველები, გამთიშველები, პორტალები და ა. შ.), მეორეული წრედების ელემენტების შეძენისა და მშენებლობა-მონტაჟის ხარჯებს და ხარჯებს ქვესადგურის პროექტირებაზე და მის გაწყობა-გამართვაზე. ქვესადგურის ჯამურ კაპიტალურ ხარჯებში დიდი ხვედრითი წილი უჭირავს ტრანსფორმატორების (ავტოტრანსფორმატორების) ღირებულებას, რომელიც ქვესადგურის მაღალი ნომინალური ძაბვისა და

ქვესადგურის ტრანსფორმატორებში (ავტოტრანსფორმატორებში) გამავალი სიმძლავრის პროპორციულია

$$K_{\text{ახ.}} = \Pi_0 + \Pi_1 U_{\text{ფ}} + \Pi_2 S, \text{ ლარი} \quad (3.5)$$

სადაც: Π_0 — ქვესადგურის აგების მუდმივი ხარჯები, ლარი;

Π_1 — კოეფიციენტი, რომელიც ითვალისწინებს ქვესადგურის ნომინალურ ძაბვაზე დამოკიდებულ ხარჯებს, ლარი/კვ;

Π_2 — კოეფიციენტი, რომელიც ითვალისწინებს ქვესადგურის ტრანსფორმატორებში (ავტოტრანსფორმატორებში) გამავალ სიმძლავრეზე დამოკიდებულ ხარჯებს, ლარი/კვა;

თანამედროვე ელექტრულ ქსელებში ხშირად გამოიყენება მაშუნტებელი რეაქტორები და გრძივი ან/და განივი მაკომპენსირებელი დანადგარები, რომელთა კაპიტალური ხარჯები მათი ნომინალური სიმძლავრის პროპორციულია.

როგორც ვხედავთ, ქსელის აგების კაპიტალური ხარჯები ნომინალური ძაბვის ამალღებასთან ერთად იზრდება, მაგრამ ამავე დროს იზრდება ქსელის გამტარუნარიანობაც. ამასთან დაკავშირებით, ქსელის ტექნიკურ-ეკონომიკური შეფასებისას მიზანშეწონილია ვიმსჯელოთ არა მარტო მისი აგების კაპიტალური ხარჯებით, არამედ ხვედრითი კაპიტალური ხარჯებით

$$K_{\text{ხ.}} = \frac{K_{\text{ფ.}}}{P_{\text{აფ.}}}, \text{ ლარი/მგვტ,}$$

სადაც: $P_{\text{აფ.}}$ — გადასაცემი მაქსიმალური სიმძლავრე, მგვტ;

ელექტროგადაცემის ხაზებისთვის ხვედრითი კაპიტალური ხარჯების ქვეშ განიხილება სიდიდე

$$K'_{\text{ხ.}} = \frac{K_{\text{ხ.}}}{P_{\text{აფ.}} \cdot l}, \text{ ლარი/მგვტკმ,}$$

სადაც: l — ელექტროგადაცემის ხაზის სიგრძე, კმ.

3.3 სიმძლავრისა და ენერგიის დანაკარგები ქსელში

ენერგოსისტემის მუშაობის ძირითად ამოცანას წარმოადგენს, მინიმალური დანახარჯების პირობებში, მომხმარებელთა საიმედო ელექტრომომარაგება მაღალი ხარისხის ელექტრული ენერგიით. დანახარჯების ერთ-ერთი ძირითადი შემდგენია აქტიური ენერგიის ტექნიკური დანაკარგები ქსელის ელემენტებში, რომელიც შეიძლება დაიყოს ორ ჯგუფად – დანაკარგები ქსელის ელემენტთა განივ G გამტარობაში და დანაკარგები ამავე ელემენტების გრძივ R წინაღობაში.

დატვირთვის რეჟიმის მიხედვით ქსელის ელემენტზე მოდებული ძაბვა გარკვეულ ფარგლებში იცვლება. ასევე იცვლება ქსელის ელემენტის აქტიური წინაღობა, რომელზედაც გავლენას ახდენს როგორც თვით ამ ელემენტის დატვირთულობა (მისი გახურება), ასევე გარემოს ტემპერატურა. ამ პარამეტრთა აღნიშნული ცვალებადობის გათვალისწინება საკმარისად რთულია და ამიტომ ენერგიის დანაკარგების გაანგარიშებისას ვიღებთ მათ გასაშუალოებულ მნიშვნელობებს.

განივ გამტარობაში დანაკარგები დამოკიდებულია მხოლოდ ელემენტზე მოდებული მუშა ძაბვის მნიშვნელობაზე, რომლის გასაშუალოებული მნიშვნელობა დროის განსახილველ პერიოდში შეიძლება ჩაითვალოს ნომინალურის ტოლად. ამ შემთხვევაში ენერგიის დანაკარგების საანგარიშო გამოსახულებას აქვს სახე

$$\Delta \Theta_G = \Delta P_G \cdot T_0, \quad (3.6)$$

სადაც: ΔP_G - სიმძლავრის დანაკარგი ელემენტის G გამტარობაში ნომინალური ძაბვის დროს; T_0 – ამ ელემენტის ჩართული მდგომარეობის ხანგრძლივობა.

თუ ქსელის ელემენტი დროის განსახილველ t ინტერვალში მუშაობს მუდმივი $S(t)=\text{const}$ დატვირთვის რეჟიმში, მაშინ სიმძლავრის დანაკარგები მის გრძივ აქტიურ წინაღობაში მუდმივია $\Delta P_R = \text{const}$ და დაკარგული ენერგია იანგარიშება (3.6) ფორმულის ანალოგიურად

$$\Delta\mathcal{D}_R = \Delta P_R \cdot t. \quad (3.7)$$

პრაქტიკულად, ქსელის ელემენტების დატვირთულობა წლის განმავლობაში საკმარისად დიდ ფარგლებში იცვლება და, შესაბამისად, მათ გრძივ წინაღობაში ელექტრული ენერგიის დანაკარგების გაანგარიშებაც საკმარისად გართულებულია. ასეთ პირობებში სარგებლობენ გაანგარიშების სხვადასხვა მეთოდით.

ყველაზე უფრო მარტივი და ზუსტი მეთოდია დანაკარგების გაანგარიშება დატვირთვის გრაფიკის მიხედვით, რომელსაც ხშირად გრაფიკული ინტეგრირების მეთოდს უწოდებენ [5; 8; 13; 25; 28; 30]. ამ მეთოდით ენერგიის დანაკარგების გაანგარიშება ტარდება ყოველი საათისთვის, რომლის განმავლობაშიც იგულისხმება, რომ ელექტრული დატვირთვა სიდიდით მუდმივია.

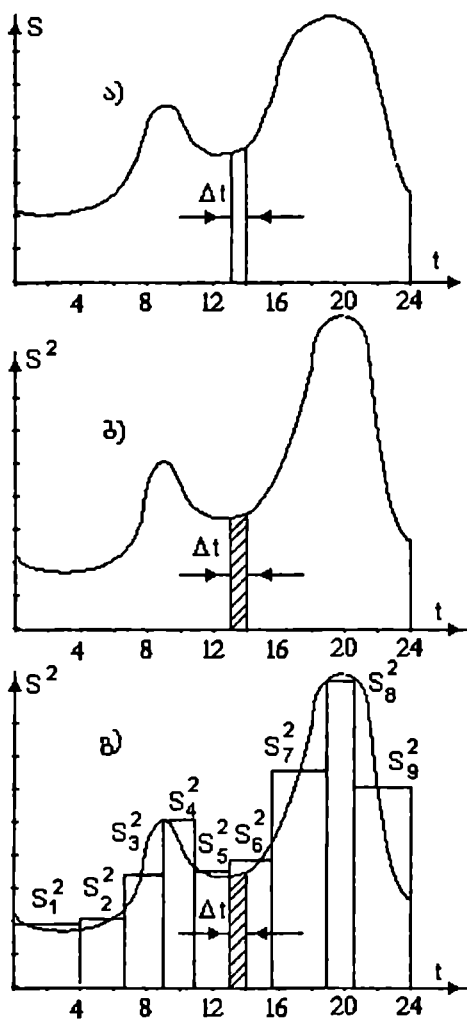
განვიხილოთ დატვირთვის დღელაბური გრაფიკი, რომელსაც გააჩნია $S=S(t)$ მრუდი წირის ფორმა (ნახ.3.1ა). დროის რაიმე მცირე Δt ინტერვალში ქსელის ელემენტის R წინაღობაში მოცემული დატვირთვით გამოწვეული დანაკარგები

$$\Delta(\Delta\mathcal{D}_R) = \frac{(S(t))^2}{U_g^2} R \cdot \Delta t ,$$

ანუ საანგარიშო T_0 დროის შუალედში

$$\Delta\mathcal{D}_R = \frac{R}{U_n^2} \int_0^{T_0} (S(t))^2 dt . \quad (3.8)$$

როგორც ვიცით $S=S(t)$ დატვირთვა ანალიზური სახით არ არსებობს, იგი მოიცემა მხოლოდ გრაფიკის ან ცხრილის სახით. აქედან გამომდინარე, ზემოთ აღნიშნული ინტეგრირების ჩატარება ანალიზური გზით არ მოხერხდება. იგი შეიძლება გამოვთვალოთ გრაფიკული ინტეგრირების მეთოდით.



ნახ. 3.1 ენერგიის დანაკარგების გაანგარიშებისთვის: ა-დატვირთვის დღელამური გრაფიკი; ბ-დატვირთვის კვადრატული გრაფიკი; გ-საფეხუროვანი გრაფიკი

ამ მიზნით მოცემულ გრაფიკს დაყოფენ n რაოდენობის მცირე Δt_i ინტერვალებად და ააგებენ ე.წ. დატვირთვის კვადრატულ

გრაფიკს (ნახ.3.1ბ). დროის 1-ურ ინტერვალში ვიპოვოთ ენერგიის დანაკარგები (ნახაზზე დაშტრიხული ფართი)

$$\Delta(\Delta\Theta_R)_1 = \frac{(S_1(t))^2}{U_6^2} R \cdot \Delta t_1,$$

მაშინ საანგარიშო პერიოდისთვის გვექნება

$$\Delta\Theta_R = \sum_{i=1}^n \frac{(S_i(t))^2}{U_6^2} R \Delta t_i,$$

ანუ

$$\Delta\Theta_R = \frac{R}{U_6^2} \sum_{i=1}^n (S_i(t))^2 \Delta t_i = \frac{R}{U_6^2 \cos^2 \varphi} \sum_{i=1}^n (P_i(t))^2 \Delta t_i. \quad (3.9)$$

რაც უფრო მცირეა Δt_i , ანუ რაც უფრო დიდია n , მით უფრო ზუსტია (3.9) გამოსახულებით მიღებული შედეგები.

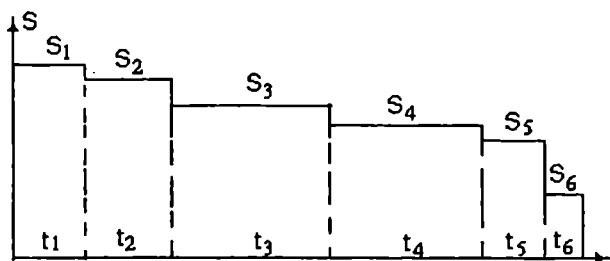
აღნიშნული მეთოდი მარტივია, მაგრამ შრომატევადია. მისი გამარტივების მიზნით დატვირთვის კვადრატული გრაფიკი დავყოთ ისეთ Δt_i ინტერვალებად, რომლის შუალედში დატვირთვის კვადრატის ცვლილების ხასიათი უახლოვდება წრფეწირს. ამ გზით დროის ცალკეული ინტერვალისთვის მივიღებთ დატვირთვის კვადრატის ტრაპეციულ გრაფიკს. ეს, რიგ შემთხვევაში, საშუალებას გვაძლევს შევამციროთ ინტერვალთა n რაოდენობა და, შესაბამისად, გაანგარიშების შრომატევადობა. გაანგარიშების შრომატევადობა კიდევ უფრო შემცირდება, თუ ყოველი მიღებული ტრაპეციისთვის წინასწარ დავადგენთ დატვირთვის კვადრატის საშუალო მნიშვნელობას $S_1^2, S_2^2 \dots$ (ნახ. 3.1გ)

აღნიშნული მეთოდით ადვილად შეგვიძლია გამოვთვალოთ ელექტრული ენერგიის წლიური დანაკარგები, თუ მოცემულია წლიური დატვირთვის გრაფიკი ხანგრძლიეობის მიხედვით (ნახ. 3.2).

ელექტრული ენერგიის წლიური დანაკარგების შეფასების მიზნით პრაქტიკაში ფართოდ გამოიყენება მნიშვნელოვნად მარტივი, მაგრამ, უფრო დაბალი სიზუსტის მქონე მეთოდი, რომელსაც მაქსიმალური დანაკარგების დროის მეთოდს უწოდებენ

$$\Delta \Theta_R = \Delta P_{R, \text{მაქს}} \cdot \tau = \frac{S_{\text{მაქს}}^2}{U_G^2} R \cdot \tau, \quad (3.10)$$

სადაც: $\Delta P_{R, \text{მაქს}}$ - ქსელის ელემენტის R წინააღობაში აქტიური სიმძლავრის დანაკარგები წლის იმ მომენტში, როცა მოცემული ელემენტი დატვირთული არის მაქსიმალურად ($S_{\text{მაქს}}$); τ - მაქსიმალური დანაკარგის დრო.

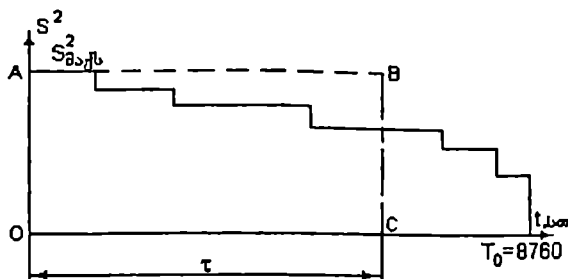


ნახ. 3.2 წლიური დატვირთვის გრაფიკი ხანგრძლივობის მიხედვით

მაქსიმალური დანაკარგების დრო τ , დროის ის შუალედია, რომლის განმავლობაში მომხმარებელი თუ იმუშავებდა მაქსიმალური დატვირთვით, ქსელში გვექნებოდა იგივე დანაკარგები, რაც რეალური გრაფიკით მუშაობისას. (3.8) და (3.10) გამოსახულებათა შედარებით ვღებულობთ

$$\tau = \frac{1}{S_{\text{მაქს}}^2} \int_0^{\tau_0} [S(t)]^2 dt.$$

τ - ს გრაფიკული წარმოდგენა ნაჩვენებია 3.3 ნახაზზე. აქ OABC მართკუთხედის ფართობი დატვირთვის კვადრატული გრაფიკით შემოსაზღვრული ფართის ტოლია.



ნახ. 3.3 მაქსიმალური დანაკარგების დროის (τ) გრაფიკული განსაზღვრა

მაქსიმალური დანაკარგების დროის მეთოდი გულისხმობს, რომ აქტიური და რეაქტიული დატვირთვების წლიური გრაფიკები ერთმანეთის მსგავსია, ანუ რეაქტიული დატვირთვის კოეფიციენტი $\cos \varphi$ და, შესაბამისად, აქტიური სიმძლავრის კოეფიციენტი $\cos \varphi$, წლის განმავლობაში მცირე ფარგლებში იცვლება.

მაქსიმალური დანაკარგების დრო დაშოკიდებულია მაქსიმალური დატვირთვის გამოყენების ხანგრძლივობაზე ($T_{\text{მაქს}}$) და აქტიური სიმძლავრის კოეფიციენტზე ($\cos \varphi$). მისი მნიშვნელობა შეიძლება დავადგინოთ: 1) შესაბამისი მრუდების საშუალებით (ნახ.3.4); 2) ემპირული ფორმულით, როცა $\cos \varphi = 0,80 \div 0,85$

$$\tau = (0,124 + T_{\text{მაქს}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760; \quad (3.11)$$

3) წლიური გრაფიკის მოხაზულობის გათვალისწინებით [31]

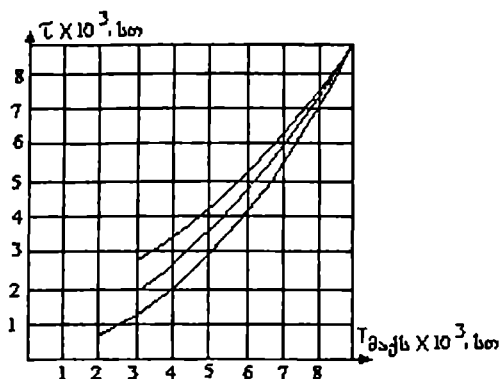
$$\tau = 2T_{\text{მაქს}} - 8760 + \frac{8760 - T_{\text{მაქს}}}{1 + \frac{T_{\text{მაქს}}}{8760} - 2 \frac{P_{\text{მინ}}}{P_{\text{მაქს}}}} \left(1 - \frac{P_{\text{მინ}}}{P_{\text{მაქს}}} \right)^2. \quad (3.12)$$

ამრიგად, ქსელის ნებისმიერ ელემენტში ენერგიის ჯამური წლიური დანაკარგები შეიძლება ჩავწეროთ შემდეგ სახეში

$$\Delta \Theta = \Delta \Theta_G + \Delta \Theta_R,$$

ანუ (3.6) და (3.10) გამოსახულებათა გათვალისწინებით გვაქვს

$$\Delta \Theta = \Delta P_G \cdot T_0 + \Delta P_{R, \text{მაქს}} \cdot \tau.$$



ნახ. 3.4 $\tau = \tau(T_{\text{მაქს}}, \cos \varphi)$ ფუნქციონალური დამოკიდებულება

მიღებული გამოსახულება ელექტროგადაცემის ხაზებისთვის მიიღებს სახეს

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ხაზ}} = \Delta P_{\text{გა}} \cdot T_0 + \Delta P_{R, \text{მაქს}} \cdot \tau. \quad (3.13)$$

ანალოგიურად, ორგრაგნილიანი ტრანსფორმატორებისთვის გვაქვს

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{გრ}} = \Delta P_{\text{გა}} \cdot T_0 + \Delta P_{\text{გა}} \left(\frac{S_{\text{მაქს}}}{S_6} \right)^2 \cdot \tau, \quad (3.14)$$

ხოლო სამგრაგნილიანი ტრანსფორმატორებისთვის და ავტოტრანსფორმატორებისთვის კი

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}_{\text{გრ}} = & \Delta P_{\text{გა}} \cdot T_0 + \Delta P_{\text{გა}(g)} \left(\frac{S_{\text{მაქს}(g)}}{S_6} \right)^2 \tau_g + \Delta P_{\text{გა}(k)} \left(\frac{S_{\text{მაქს}(k)}}{S_6} \right)^2 \tau_k + \\ & + \Delta P_{\text{გა}(d)} \left(\frac{S_{\text{მაქს}(d)}}{S_6} \right)^2 \tau_d. \end{aligned} \quad (3.15)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{გ}} = \Delta P_{\text{გ}} \cdot T_0 + \frac{1}{U^2} \cdot \quad (3.16)$$

· $\left[(P_3^2 + Q_3^2) \cdot R_3 \cdot \tau_3 + (P_4^2 + Q_4^2) \cdot R_4 \cdot \tau_4 + (P_5^2 + Q_5^2) \cdot R_5 \cdot \tau_5 \right]$
 აქ $P_3, Q_3, P_4, Q_4, P_5, Q_5$ არის შესაბამის გრაგნილში გამავალი მაქსიმალური დატვირთვა.

როცა მოცემულ ელემენტში გადის $P_1, P_2 \dots$ სხვადასხვა დატვირთვა, რომლებიც ხასიათდებიან მაქსიმალური დატვირთვის გამოყენების $T_1, T_2 \dots$ სხვადასხვა ხანგრძლივობებითა და აქტიური სიმძლავრის სხვადასხვა კოეფიციენტებით $\cos \varphi_1, \cos \varphi_2 \dots$, მაშინ საჭიროა მოცემული ელემენტისთვის წინასწარ დადგენილი იქნეს მაქსიმალური დატვირთვის საშუალოშეწონილი ხანგრძლივობა

$$T_{\text{საშ.შეწ}} = \sum P_i T_i / \sum P_i \quad (3.17)$$

და აქტიური სიმძლავრის კოეფიციენტის საშუალოშეწონილი მნიშვნელობა

$$\cos \varphi_{\text{საშ.შეწ}} = \sum P_i / \sum (P_i / \cos \varphi_i) \quad (3.18)$$

შემდეგ (3.11) ან (3.12) გამოსახულებებით ან 3.4 ნახაზზე ნაჩვენები მრუდეების დახმარებით განესაზღვრავთ მაქსიმალური დანაკარგების დროს τ .

მთლიანად ენერგოსისტემაში ენერგიის წლიური დანაკარგები განისაზღვრება ცალკეულ ელემენტში ენერგიის წლიური დანაკარგების აჯამების გზით

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{სისტ}} = \sum_{j=1}^m \left(\Delta P_{Gj} T_{0j} + \Delta P_{Rj, \text{გაქს}} \cdot \tau_j \right),$$

სადაც m - ელემენტთა საერთო რაოდენობა სისტემაში.

ამ გამოსახულების გამოყენება გარკვეულწილად მოუხერხებელია სისტემის საწყის ინფორმაციათა ღირდი რაოდენობისა და ამ ინფორმაციათა მოპოვების სირთულის გამო. ამიტომ სარგებლობენ უფრო გამარტივებული გამოსახულებით

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{სისტ}} = \left(\sum_{j=1}^m \Delta P_{Gj} \right) \cdot 8760 + \Delta P_{R, \text{გაქს}} \cdot \tau, \quad (3.19)$$

სადაც: $\sum_{j=1}^m \Delta P_{Gj}$ - სისტემის ყველა ელემენტის განივ აქტიურ გამტარობაში აქტიური სიმძლავრის დანაკარგები (თითქმის მუდმივი სიდიდის დანაკარგები ტრანსფორმატორების ფოლადში, რეაქტორებში, გვირგვინის მოვლენაზე და სხვა); 8760 - საათების რაოდენობა წელიწადში; $\Delta P_{R,მაქს}$ - ელექტრული ქსელის ყველა ელემენტის აქტიურ წინაღობებში აქტიური სიმძლავრის ჯამური დანაკარგები სისტემის მაქსიმალური დატვირთვის რეჟიმში; τ - მაქსიმალური დანაკარგების დრო მთელი სისტემისთვის, რომელიც გამოითვლება (3.11) ან (3.12) გამოსახულებებით ან 3.4 ნახაზზე წარმოდგენილი მრუდების დახმარებით, რისთვისაც წინასწარ უნდა დავადგინოთ სისტემის მაქსიმალური დატვირთვის გამოყენების ხანგრძლივობის საშუალოშეწონილი მნიშვნელობა

$$T_{საშ.მეწ} = \Theta_{\Sigma} / P_{მაქს}, \quad (3.20)$$

და აქტიური სიმძლავრის საშუალოშეწონილი კოეფიციენტი

$$\cos \varphi_{საშ.მეწ} = P_{მაქს} / \sqrt{P_{მაქს}^2 + Q_{მაქს}^2}. \quad (3.21)$$

ამ გამოსახულებებში: Θ_{Σ} - სისტემის მიერ მოხმარებული წლიური ენერგია; $P_{მაქს}$, $Q_{მაქს}$ - სისტემის მაქსიმალური დატვირთვის რეჟიმში აქტიური და რეაქტიული სიმძლავრე.

დანაკარგების გაანგარიშების τ -ს მეთოდი მნიშვნელოვან ცდომილებას იძლევა, განსაკუთრებით იმ შემთხვევაში, როცა რეაქტიული დატვირთვის კოეფიციენტი ($\text{tg} \varphi$) შედარებით ფართო დიაპაზონში იცვლება. ცდომილების შემცირების მიზნით სარგებლობენ 2τ -ს მეთოდით. ამ შემთხვევაში ქსელში აქტიური სიმძლავრის მაქსიმალური დანაკარგები განიხილება როგორც დანაკარგების ჯამი, გამოწვეული ცალ-ცალკე აქტიური და რეაქტიული დატვირთვებით

$$\Delta P_{მაქს} = \frac{P_{მაქს}^2 + Q_{მაქს}^2}{U^2} R = \frac{P_{მაქს}^2}{U^2} R + \frac{Q_{მაქს}^2}{U^2} R = \Delta P_{P,მაქს} + \Delta P_{Q,მაქს}$$

შესაბამისად, მაქსიმალური დანაკარგების დროს წარმოდგენენ τ_P და τ_Q სიდიდეებით

$$\tau_p = \frac{1}{P_{\text{ა.გ.}}^2} \int_0^{T_p} [P(t)]^2 dt$$

და

$$\tau_Q = \frac{1}{Q_{\text{ა.გ.}}^2} \int_0^{T_Q} [Q(t)]^2 dt.$$

ამ პირობებში დანაკარგების საანგარიშო გამოსახულება მიიღებს სახეს

$$\Delta \Theta_R = \Delta P_{P, \text{ა.გ.}} \cdot \tau_p + \Delta P_{Q, \text{ა.გ.}} \cdot \tau_Q. \quad (3.22)$$

2 τ -ს მეთოდი ამცირებს ცდომილებას, მაგრამ მოითხოვს დამატებით ინფორმაციას რეაქტიული დატვირთვის გრაფიკის შესახებ, რაც როგორც წესი ნაკლები სიზუსტითაა მოცემული ან საერთოდ არ გაგვარჩნია.

3.4 წლიური საექსპლუატაციო დანარიცხები

ელექტრული ქსელის წლიური საექსპლუატაციო დანარიცხები (ხარჯები) წარმოადგენს წლის განმავლობაში მომხმარებლებისთვის მიწოდებული ელექტრული ენერგიის გადაცემასა და განაწილებაზე გაწეულ ხარჯებს. ეს ხარჯები არ ითვალისწინებს ელექტრული ენერგიის წარმოებაზე გაწეულ ხარჯებს და იგი შეიძლება განვიხილოთ როგორც დამხმარე ეკონომიკური მაჩვენებელი ქვეყნის ენერგეტიკული სექტორის ფუნქციონირების შეფასებისას.

წლიური საექსპლუატაციო დანარიცხები შეიცავს ხარჯებს მოწყობილობა-დანადგარების ამორტიზაციაზე, მიმდინარე რემონტსა და მომსახურებაზე და, აგრეთვე, ქსელში ელექტრული ენერგიის დანაკარგებით გამოწვეულ ხარჯებს.

• ამორტიზაციაზე ხარჯები ანუ საამორტიზაციო დანარიცხები განკუთვნილია წარმოების გაცვეთილი ძირითადი ფონდების აღსადგენად. ამ ხარჯების ნაწილი გამოიყენება მწყობრიდან გამოსული

ძირითადი ფონდების შესაცვლელად და მას რენოვაციაზე დანარიცხებს უწოდებენ. დანარჩენი ნაწილი კი გამოიყენება ძირითადი ფონდების კაპიტალური რემონტისთვის.

საამორტიზაციო დანარიცხების დადგენისას ითვალისწინებენ მას, რომ მოწყობილობა თავისი სამსახურის ვადის ამოწურვის შემდეგ კიდევ ინარჩუნებს გარკვეულ ღირებულებას, რომელსაც ნარჩ ღირებულებას უწოდებენ, რომლის გათვალისწინებითაც დადგინდება ამორტიზაციის ფონდი. მაშასადამე, ამორტიზაციის ხარჯები დანადგარის სამსახურის მთელ პერიოდზე იქნება

$$\sum H_{\text{ა}} = K + K_{\text{კარგ.}} - K_{\text{ნარჩ.}}, \text{ ლარი}$$

სადაც: K - დანადგარის კაპიტალური ხარჯები;

$K_{\text{კარგ.}}$ - დანადგარის კაპიტალური რემონტის ხარჯები
სამსახურის მთელ პერიოდში;

$K_{\text{ნარჩ.}}$ - ნარჩი ღირებულება სამსახურის ვადის ამოწურვის შემდეგ.

საამორტიზაციო ხარჯების გათვლისას გათვალისწინებული უნდა იქნეს დანადგარის არა მარტო ფიზიკური, არამედ მორალური ცვეთაც. ზოგადად, დანადგარის როგორც ფიზიკური, ასევე, მორალური ცვეთა დროში მიმდინარეობს არაწრფივი კანონით, რომლის წინასწარი განჭვრეტა, პრაქტიკულად, შეუძლებელია და, ამასთან, გაანგარიშებაში არაწრფივი დამოკიდებულების გათვალისწინება მნიშვნელოვან სირთულეებთანაა დაკავშირებული. აღნიშნულის გამო მიიჩნევენ, რომ დანადგარის ცვეთა დროში მიმდინარეობს წრფივი კანონით. აქედან გამომდინარე ამორტიზაციის ყოველწლიური ანარიცხები

$$H_{\text{ა}} = \frac{\sum H_{\text{ა}}}{T_{\text{საზ.}}} = \frac{K + K_{\text{კარგ.}} - K_{\text{ნარჩ.}}}{T_{\text{საზ.}}}, \text{ ლარი/წელი}$$

სადაც: $T_{\text{საზ.}}$ - დანადგარის სამსახურის ვადა, წელი.

საამორტიზაციო ანარიცხები პროცენტებში კაპიტალური ხარჯების მიმართ

$$\alpha_{\text{შ}} \% = \frac{H_{\text{შ}}}{K} \cdot 100 = \frac{K + K_{\text{კარგ}} - K_{\text{ნაშ}}}{KT_{\text{ნაშ}}} \cdot 100,$$

აქედან

$$H_{\text{შ}} = \alpha_{\text{შ}} \% \cdot 10^{-2} \cdot K, \text{ ლარი/წელი} \quad (3.23)$$

დანადგარის სამსახურის ვადა, ენერგეტიკული სისტემების პროექტირებისა და ექსპლუატაციის არსებული გამოცდილების საფუძველზე, შეიძლება საკმარისი სიზუსტით განისაზღვროს.

სხვადასხვა ტიპის დანადგარებისთვის ამორტიზაციის ნორმა სხვადასხვაა, რომელიც პერიოდულად უნდა გადამოწმდეს და დაზუსტდეს. ეს ნორმები ძალოვანი ელექტროტექნიკური დანადგარებისთვის და ქვესადგურის მანაწილებელი მოწყობილობებისთვის მათ ნომინალურ ძაბვაზე არ არის დამოკიდებული, ხოლო საპაერო ხაზებისთვის სხვადასხვაა როგორც ნომინალური ძაბვის, ასევე ხაზზე გამოყენებული საყრდენის მასალის მიხედვით (ცხრ. 3.2) [6].

მიმდინარე რემონტის დანიშნულებაა მოწყობილობის მუშა მდგომარეობაში შენარჩუნება. ამ რემონტისას აღმოფხვრიან მცირე დაზიანებებს, შეცვლიან დაზიანებულ იზოლატორებს, შეღებავენ საყრდენებსა და მოწყობილობათა გარსაცმს და ა. შ. მიმდინარე რემონტზე ხარჯები ითვალისწინებს რემონტის პერსონალის ხელფასს და რემონტის ჩასატარებლად საჭირო მატერიალური ფონდების შეძენის ხარჯებს.

ხარჯები მომსახურებაზე კი ითვალისწინებს მომსახურე პერსონალის ხელფასს, დანარიცხებს ადმინისტრაციულ-სამეურნეო მართვის აპარატის მუშაკთათვის და სხვა არასაწარმოო ხარჯებს.

ტექნიკურ-ეკონომიკური გაანგარიშების ჩატარებისას ხარჯები მიმდინარე რემონტსა და მომსახურებაზე ობიექტის (დანადგარის, მოწყობილობის) კაპიტალური ხარჯების პროპორციულ სიდიდედ განიხილება

$$H_{\text{მომსახ. + რემ.}} = \frac{\alpha_{\text{მომსახ. + რემ.}} \% \cdot K}{100}, \quad (3.24)$$

სადაც: $\alpha_{\text{მომსახ. + რემ.}} \%$ — მიმდინარე რემონტსა და მომსახურებაზე დანარიცხების ნორმა.

ცხრილი 3.2 ძალოვანი ელექტროტექნიკური დანადგარების, ღია მანანაილებელი მოწყობილობებისა და ელექტროგადაცემის ხაზების ამორტიზაციის ნორმები.

ძირითადი ფონდები	სამსახურის ვადა წელი	ამორტიზაციის ნორმა, %			შემასწავლებელი კოეფიციენტი ამორტიზაციის ნორმის მიმართ
		ტენიანობა	კაპიტალური ტემპი	სულ	
ძალოვანი ელექტროტექნიკური დანადგარები და ღია მანანაილებელი მოწყობილობები	30	3,3	3,0	6,3	
სამაგრო ხაზები:					
1. 35-150 კვ ძაბვის ლითონისა და ტკინაბეტონის საყრდენებზე;	50	2,0	0,8	2,8	0,8 - 220 კვ და მეტი ძაბვის ხაზებისთვის
2. 35-150 კვ ძაბვის ბაქალენთილი ხის საყრდენებზე.	30	3,3	2,0	5,3	1,25 - ბაქალენთილი ხის საყრდენებიანი ხაზებისთვის
					0,8 - ტკინაბეტონის ნაჯღის მქონე ხის საყრდენებიანი ხაზებისთვის
საკაბელო ხაზები:					
1. 10 კვ-მდე ძაბვის, ტომელიც ბაყვანილია: მიწაში	25	4,0	0,3	4,3	
შენობაში	50	2,0	0,3	2,3	
2. 20-35 კვ ძაბვის, ტომელიც ბაყვანილია: მიწაში და შენობაში	30	3,3	0,3	3,6	
წყლის ქვეშ	20	5,0	0,8	5,8	
3. 110-220 კვ ძაბვის, ტომელიც ბაყვანილია: მიწაში და შენობაში	50	2,0	0,5	2,5	
წყლის ქვეშ	50	2,0	1,0	3,0	

უნდა აღინიშნოს, რომ ელექტროგადაცემის ხაზებთან მიმართებაში მიმდინარე რემონტისა და მომსახურების ნორმა სხვადასხვაა გარემოს ატმოსფეროს გაჭუჭყიანების ხარისხისგან დამოკიდებული.

დებულებაში. კერძოდ, ძლიერ გაჭუჭყიანებული ატმოსფეროს შემთხვევაში ხაზის მიმდინარე რემონტისა და მომსახურების ხარჯები თითქმის ორჯერ მეტია, ვიდრე ნაკლებად გაჭუჭყიანებული ატმოსფეროს შემთხვევაში.

ამორტიზაციის, მიმდინარე რემონტისა და მომსახურების ხარჯები მუდმივ ხარჯებს წარმოადგენს. განსხვავებით ამათგან ქსელში ენერგიის დანაკარგებით გამოწვეული ხარჯები ($H_{\Delta\vartheta}$) ცვლად ხარჯებს განეკუთვნება და გამოითვლება ფორმულით

$$H_{\Delta\vartheta} = \Delta\vartheta \cdot C, \quad (3.25)$$

სადაც: $\Delta\vartheta$ – წლის განმავლობაში ელექტროენერგიის დანაკარგები ქსელში (ან კონკრეტულ მოწყობილობა-დანადგარში), კვტს/წელი;

C – დაკარგული ენერგიის ღირებულება, ლარი/კვტს.

ამრიგად, წლიური საექსპლუატაციო ხარჯები

$$H = H_{\text{მ}} + H_{\text{რემონტ. + მომ.}} + H_{\Delta\vartheta}$$

ანუ, (3.23), (3.24) და (3.25) გამოსახულებათა გათვალისწინებით, გვაქვს

$$H = \frac{\alpha\%}{100} \cdot K + \Delta\vartheta \cdot C = \alpha K + \Delta\vartheta \cdot C \quad (3.26)$$

სადაც: $\alpha\% = \alpha_{\text{მ}}\% + \alpha_{\text{რემონტ. + მომ.}}\%$ – ჯამური დანარიცხები ამორტიზაციაზე, მიმდინარე რემონტსა და მომსახურებაზე, %;

α – იგივე, ფარდობით ერთეულებში.

ამორტიზაციაზე, მიმდინარე რემონტსა და მომსახურებაზე დანარიცხების ამჟამად რეკომენდირებული პროცენტული მნიშვნელობები მოცემულია 3.3 ცხრილში [6; 31].

ცხრილი 3.3 ჯამური წლიური დანარიცხვები ამორტიზაციაზე, მიმდინარე რემონტსა და მომსახურებაზე

ნომინალური ძაბვა, კვ	საქტდენის მასალა	წმედების ტიპი	ჯამური დანაშრცხებრი, %			
			ამორტიზაცია		მიმდინარე რემონტი და მომსახურება	სულ
			ტენოვაცია	კაპიტალური რემონტი		
საძაფრო ხაზები						
35-150 220 და მეტი	ლითონი, ტკინაბეტონი	1	2,0	0,8	0,4	3,2
		2	2,0	0,8	0,3	3,1
	ბაელენთილი ხე	1	3,3	2,0	0,5	5,8
		2	2,0	0,4	0,2	2,6
	ლითონი, ტკინაბეტონი	1	2,0	0,3	0,1	2,4
		2	2,0	0,3	0,1	2,4
ბაელენთილი ხე	1	3,3	1,0	0,3	4,6	
	მიწაში გაყვანილი საკაბელო ხაზები					
35-მდე 110-220	-	-	3,3	0,3	2,0	5,6
	-	-	2,0	0,5	2,0	4,5
მანაწილებელი მოწყობილობა						
35-150 220 და მეტი	-	-	3,5	2,8	3,0	9,3
	-	-	3,5	2,8	2,0	8,3
ძველადგუბები						
-	-	-	3,3	3,0	2-4	8-10

3.5 ელექტრომომარაგების შეწყვეტით გამოწვეული ტექნიკურ-ეკონომიკური ზარალი

3.5.1 მომხმარებელთან ელექტრომომარაგების შეწყვეტის ალბათობა

ელექტრული ქსელის ნებისმიერი ელემენტი (ხაზი, ტრანსფორმატორი, ამომრთველი და სხვ.) ექსპლუატაციის პროცესში სხვადასხვა მიზეზით შეიძლება დაზიანდეს. დაზიანების მიზეზი შეიძლება იყოს: სტიქიური მოვლენა (მეხის დაცემის გამო იზოლატორის გადაფარვა; ძლიერი ქარის დროს სადენის გაწყვეტა ან

საყრდენის წაქცევა და ა. შ.); არაკვალიფიციური ექსპლუატაციის მიზეზით დანადგარ-მოწყობილობაში ტექნიკური უწყესიერობის წარმოქმნა; მოკლე შერთვა ქსელში; მოწყობილობის გადატვირთვა; მორიგე პერსონალის არასწორი მოქმედება; რელეური დაცვისა და ავტომატიკის ყალბი მოქმედება და ა. შ.

ელექტრულ ქსელში შეიძლება იყოს ისეთი დაზიანებებიც, რომელიც არ იწვევს ამა თუ იმ ელემენტის ავარიულ ამორთვას. ასეთი ელემენტი შეიძლება შეკეთდეს (ავარიული რემონტი) მისი ქსელიდან ამორთვით ან ამორთვის გარეშე. მაგალითად, საპაერო ხაზებზე დაზიანებული იზოლატორის გამოცვლა, ხის საყრდენის ნაჯღის შეცვლა და სხვ. ავარიულად ამორთული ელემენტის მუშაობაში ჩართვა უნდა მოხდეს ამორთვის მიზეზის დადგენისა და შესაბამისი დაზიანების (თუ კი ასეთი არის) აღმოფხვრის ანუ ავარიული რემონტის შემდეგ. ავარიული რემონტის ხანგრძლივობა მრავალ ფაქტორზეა დამოკიდებული (დაზიანების სახე, ელემენტის ტიპი, რემონტის პერსონალის კვალიფიკაცია, შესაბამისი სათადარიგო ნაწილებისა და ტრანსპორტით უზრუნველყოფის დონე და ა. შ.) და შეიძლება გაგრძელდეს რამდენიმე საათიდან რამდენიმე დღემდე.

ქსელის მოწყობილობა-დანადგარების მუშაობის საიმედოობის დონის ამაღლების მიზნით პერიოდულად ტარდება მათი პროფილაქტიკური შემოწმება, მიმდინარე და კაპიტალური რემონტი, რისთვისაც ქსელის ესა თუ ის ელემენტი ექვემდებარება გეგმიურ ამორთვებს, რომლის დრო და ხანგრძლივობა წინასწარ ცნობილია. ავარიული ამორთვები კი განეკუთვნება შემთხვევით მოვლენებს და, შესაბამისად, ავარიული რემონტების დრო და ხანგრძლივობა უცნობია, რაც დამოკიდებულია მასზე, თუ როდის მოხდა ელემენტის ავარიული დაზიანება და რა სახისაა იგი.

მომხმარებელთან ელექტრომომარაგების შეწყვეტის ხანგრძლივობის ალბათობის განსაზღვრის მათემატიკური მოდელის ფორმირება ეყრდნობა ალბათობის თეორიის კანონებს და საკმარისად რთულ ამოცანას წარმოადგენს. ქვემოთ განიხილება ელექტრომომარაგების შეწყვეტის ხანგრძლივობის ალბათობის რაოდენობრივი შეფასების გამარტივებული მიდგომა.

ქსელის ექსპლუატაციის პროცესში დაგროვილი სტატისტიკური მასალების საფუძველზე შეიძლება შეფასებულ იქნეს ამა თუ იმ ელემენტის ავარიული დაზიანების (ამორთვების) საშუალო ხვედრითი რაოდენობა და ავარიული და გეგმიური რემონტების ჩატარების საშუალო ხანგრძლივობა ანუ ელემენტის ამორთული მდგომარეობის ხანგრძლივობა. დროის ნებისმიერ მომენტში ქსელის ცალკეული ელემენტი შეიძლება აღმოჩნდეს სამი შესაძლო მდგომარეობიდან ერთერთში: მუშა მდგომარეობა, გეგმიური რემონტი და ავარიული რემონტი. თითოეული ეს მდგომარეობა დროის საკმარისად დიდი პერიოდის განმავლობაში განისაზღვრება მისი ალბათობით, რომელიც წარმოადგენს მოცემული მდგომარეობის ხანგრძლივობის ფარდობას საანგარიშო პერიოდთან

$$q_{\text{მუშა}} = \frac{T_{\text{მუშა}}}{T}, \quad q_{\text{გეგმ.}} = \frac{T_{\text{გეგმ.}}}{T}, \quad q_{\text{ავარ.}} = \frac{T_{\text{ავარ.}}}{T} \quad (3.27)$$

სადაც: $T_{\text{მუშა}}, T_{\text{გეგმ.}}, T_{\text{ავარ.}}$ — მუშა მდგომარეობისა და გეგმიური და ავარიული რემონტების ხანგრძლივობა, შესაბამისად, სთ.

ავარიული რემონტის ხანგრძლივობა

$$T_{\text{ავარ.}} = n_{\text{ავარ.}} \cdot t_{\text{ავარ.}} \quad (3.28)$$

სადაც: $n_{\text{ავარ.}}$ — საანგარიშო პერიოდში მოცემული ელემენტის ავარიული დაზიანების რაოდენობა;

$t_{\text{ავარ.}}$ — ავარიული რემონტის ხანგრძლივობა ერთ დაზიანებაზე.

აღნიშნულ პარამეტრთა რიცხვითი მნიშვნელობები ქსელის სხვადასხვა ელემენტისთვის მოცემულია 3.4 ცხრილში [5; 31].

(3.27) გამოსახულებათა ანალიზი გვიჩვენებს, რომ

$$q_{\text{მუშა}} = 1 - (q_{\text{გეგმ.}} + q_{\text{ავარ.}}) \quad (3.29)$$

ქსელის ცალკეული ელემენტის ავარიული და გეგმიური რემონტების ცნობილი ალბათობების საფუძველზე შეიძლება განვსაზღვროთ მომხმარებელთან ელექტრომომარაგების შეწყვეტის ალბათობა.

**ცხრილი 3.4 ქსელის ელემენტების ამორთვითა საშუალო რიცხვი
და ავარიული და გეგმიური რემონტების ხანგრძლივობა**

ქსელის ელემენტის დასახელება	ნომინალური ძაბვა, კვ	ავარიული და- ზიანების საშუ- ალო: რიცხვი ერთობიექტზე ან ხაზის ერთ კმ-ზე, იანვ. (საანგარიშო პერიოდი 10 წელი)	ავარიული დღეობის საშუალო ხანგრძლივო- ბა ერთ ამოთ- ვებზე, იანვ. ხო	ბუნებრივი ტერმინტის ხანგრძლი- ვობა, ტენდრ. სთ (საანგარიშო პერიოდი 10 წელი)
ტრანსფორმა- ტორები და ავტოტრანს- ფორმატო- რები	500	0,3	150	600
	330	0,3	120	400
	220	0,25	90	300
	110	0,2	60	200
	35-20	0,2	50	150
	6-10	0,05	2	75
მონაერთი ღია მანქანაზე მოწყობილ ბაზე	500	0,6	240	1000
	330	0,5	150	800
	220	0,4	100	500
	110	0,3	40	200
	35-20	0,2	25	100
	6-10	0,05	2	50
საქარო ხაზები ავტომატური ბანკოები ჩართვის ლითონისა და ტკინაბუნების საყრდენებზე	500	0,06	15	1200
	330	0,07	11,5	1000
	220	0,08	10,0	850
	110	0,1	8,0	700
	35-20	0,06	11,0	500
	6-10	0,25	11,5	700
საკაბლო ხაზები ავ- ტომატური ბანკოები ჩართვის ლითონის ხაზზე	3-10	0,02	4,5	

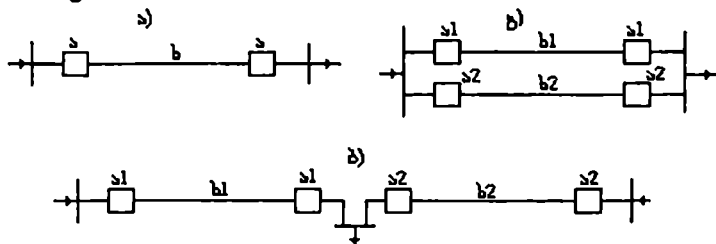
ალბათობის თეორიის თანახმად რაიმე ელემენტის (ობიექტის) შესაძლო მდგომარეობას მარტივ შემთხვევით ხდომილებას უწოდებენ. რამდენიმე ელემენტის ერთდროული შესაძლო მდგომარეობა კი განიხილება, როგორც რთული შემთხვევითი ხდომილება.

რთული შემთხვევითი ხდომილებები (მდგომარეობა) შეიძლება იყოს თავსებადი და არათავსებადი, დამოკიდებული და დამოუკიდებელი. არათავსებადია ხდომილებები, რომელთაც არ შეიძლება ადგილი ჰქონდეს დროის ერთსა და იმავე მომენტში. მაგალითად,

არათავსებადია ერთი და იგივე მომხმარებლის კვების ყველა ხაზის ერთდროული გეგმიური რემონტი, რასაც მომსახურე პერსონალი არ დაუშვებს. თავსებად ხდომილებას წარმოადგენს მომხმარებლის მკვებავი ორი ხაზის ერთდროული ავარიული ამორთვა ან ერთი ხაზის გეგმიური რემონტი და მეორე ხაზის ავარიული ამორთვა. დამოუკიდებელ ხდომილებებს მიეკუთვნება სხვადასხვა ელემენტის ავარიული ამორთვის შემთხვევები, თუ ეს გამოწვეული არ არის ავარიის განვითარებით.

განვიხილოთ რთული შემთხვევითი ხდომილებების ალბათობის განსაზღვრის რამდენიმე სახასიათო მაგალითი.

ელექტრულ ქსელზე მომხმარებელი (დატვირთვა) შეიძლება მიერთებულ იქნეს ერთწრედიანი ხაზით (ნახ. 3.5 ა), ორი სხვადასხვა ერთწრედიანი ხაზით (ნახ. 3.5 ბ) ან ორწრედიანი ხაზით (ნახ. 3.5 გ).



ნახ. 3.5 მომხმარებლის კვების სქემის ვარიანტები

მიმდევრობით ჩართული ელემენტების შემთხვევაში (ნახ. 3.5 ა) მომხმარებელთან ელექტრომომარაგების შეწყვეტა მოსალოდნელია ერთ-ერთი ელემენტის ავარიული ამორთვისას ან ერთ-ერთი მათგანის გეგმიურ რემონტში ჩაყენებისას. ასეთი სქემისას რთული შემთხვევითი ხდომილების ალბათობა ცალკეული ელემენტის ავარიული დგომისა და გეგმიური რემონტების ალბათობათა ჯამის ტოლია

$$q = q_{\text{ავარ.}} + 2q_{\text{გეგ.}}$$

სადაც: $q_{\text{ავარ.}}$ - ხაზის ამორთული მდგომარეობის ალბათობა;

$q_{\text{გეგ.}}$ - ამომრთველის ამორთული მდგომარეობის ალბათობა.

იმ შემთხვევაში, თუ ელემენტები ერთდროულად იქნება ჩაყენებული გეგმიურ რემონტში, მაშინ გათვალისწინებულ უნდა იქნას მხოლოდ იმ ელემენტის გეგმიური რემონტის ალბათობა, რომლისთვისაც ეს ალბათობა უდიდესია:

$$\text{ან } \left. \begin{aligned} q &= q_{\text{ავარ.ბ.}} + 2q_{\text{ავარ.ა.}} + q_{\text{ავგ.ბ.}}, \text{ როცა } q_{\text{ავგ.ბ.}} > q_{\text{ავგ.ა.}} \\ q &= q_{\text{ავარ.ბ.}} + 2q_{\text{ავარ.ა.}} + q_{\text{ავგ.ა.}}, \text{ როცა } q_{\text{ავგ.ა.}} > q_{\text{ავგ.ბ.}} \end{aligned} \right\} \quad (3.30)$$

ორი დამოუკიდებელი ერთწრედიანი ხაზით მომხმარებელთა კვების (ნახ. 3.5 ბ) შემთხვევაში მომხმარებელთან ენერგიის მოწოდების შეწყვეტის ალბათობის დასადგენად უნდა ვისარგებლოთ ალბათობის თეორიის იმ დებულებით, რომლის თანახმადაც რთული დამოუკიდებელი შემთხვევითი ხდომილების ალბათობა ამ ხდომილებათა ალბათობების ნამრავლის ტოლია. განსახილველ კონკრეტულ შემთხვევაში, თუ დაუშვებთ, რომ $q_{\text{ავგ.ბ.}} > q_{\text{ავგ.ა.}}$, მომხმარებელთან ენერგიის მიწოდების შეწყვეტის ალბათობა გამოითვლება ფორმულით

$$q = q_1 \cdot q_2 = (q_{\text{ავარ.ბ.1}} + 2q_{\text{ავარ.ა.1}} + q_{\text{ავგ.ბ.1}}) \cdot (q_{\text{ავარ.ბ.2}} + 2q_{\text{ავარ.ა.2}} + q_{\text{ავგ.ბ.2}}),$$

ანუ

$$q = q_{\text{ავარ.ბ.1}} \cdot q_{\text{ავარ.ბ.2}} + 2(q_{\text{ავარ.ბ.1}} \cdot q_{\text{ავარ.ა.2}} + q_{\text{ავარ.ბ.2}} \cdot q_{\text{ავარ.ა.1}}) +$$

$$+ K(q_{\text{ავარ.ბ.1}} \cdot q_{\text{ავგ.ბ.2}} + q_{\text{ავარ.ბ.2}} \cdot q_{\text{ავგ.ბ.1}}) + \quad (3.31)$$

$$+ 4q_{\text{ავარ.ა.1}} \cdot q_{\text{ავარ.ა.2}} + 2K(q_{\text{ავარ.ა.1}} \cdot q_{\text{ავგ.ბ.2}} + q_{\text{ავარ.ა.2}} \cdot q_{\text{ავგ.ბ.1}})$$

ამ გამოსახულებაში თითოეული წევრი გვიჩვენებს:

- პირველი — ორივე ხაზის ერთდროული ავარიული ამორთვის ალბათობას;
- მეორე — პირველი ხაზისა და მეორე ხაზის ერთ-ერთი ამომართველის ერთდროული ავარიული ამორთვის ალბათობისა და მეორე ხაზისა და პირველი ხაზის ერთ-ერთი ამომართველის ერთდროული ავარიული ამორთვის ალბათობის ჯამს;

- მესამე – იმ ხდომილებების ჯამურ ალბათობას, როცა ერთი ხაზი გეგმიურ რემონტში იმყოფება და ამ დროს ავარიულად გამოირთვება მეორე ხაზი ან პირიქით. ამ წვერის $K < 0.5$ კოეფიციენტი მიუთითებს მას, რომ შესაძლებელია ერთი ხაზის ავარიული გამორთვა დროში დაემთხვეს მეორე ხაზის გეგმიურ რემონტს, ხოლო პირიქითი ხდომილებები არათავსებადია;
- მეოთხე – ერთი ხაზის ერთ-ერთი ამომრთველისა და მეორე ხაზის, ასევე, ერთ-ერთი ამომრთველის ერთდროული ავარიული ამორთვის ალბათობას;
- მეხუთე – იმ ხდომილებების ჯამურ ალბათობას, როცა ერთ-ერთი ხაზი გეგმიურ რემონტშია და ამ დროს ავარიულად ამორთვება მეორე ხაზის ერთ-ერთი ამომრთველი.

ორი პარალელური ხაზით მომხმარებელთა კვებისას (ნახ. 3.5 გ), ერთიდაიგივე ელემენტის როგორც გეგმიური, ასევე ავარიული ხდომილებების ალბათობები ტოლია

$$q_{\text{გეგმ.ხ. 1}} = q_{\text{გეგმ.ხ. 2}}; q_{\text{ავარ.ხ. 1}} = q_{\text{ავარ.ხ. 2}}; q_{\text{ავარ.ა. 1}} = q_{\text{ავარ.ა. 2}}$$

და ამ შემთხვევაში მომხმარებელთან ენერგიის მიწოდების შეწყვეტის ალბათობა, (3.31) გამოსახულების თანახმად, იქნება

$$q = q_{\text{ავარ.ხ.}}^2 + 4 \cdot q_{\text{ავარ.ხ.}} \cdot q_{\text{ავარ.ა.}} + 2 \cdot K \cdot q_{\text{ავარ.ხ.}} \cdot q_{\text{გეგმ.ხ.}} + 4 \cdot q_{\text{ავარ.ა.}}^2 + 4 \cdot K \cdot q_{\text{ავარ.ა.}} \cdot q_{\text{გეგმ.ხ.}} \quad (3.32)$$

როგორც სტატისტიკური მასალების ანალიზი გვიჩვენებს, ხაზის ავარიული ამორთვის ალბათობა მნიშვნელოვნად მეტია, ვიდრე ამომრთველის ავარიული ამორთვის ალბათობა. ამიტომ ხშირად ამომრთველის ავარიული ამორთვის ალბათობას ან უგულებელყოფენ, ან გაითვალისწინებენ ხაზის ავარიული ამორთვის ალბათობის დადგენისას.

აღნიშნულიდან გამომდინარე, (3.31) და (3.32) გამოსახულებათა შესაბამისად მომხმარებელთან ენერგიის მიწოდების შეწყვეტის ალბათობა იქნება:

- ორმხრივი კვებისას (ნახ. 3.5, ბ)

$$q = q_{\text{ავარ.1}} \cdot q_{\text{ავარ.2}} + K \cdot (q_{\text{ავარ.1}} \cdot q_{\text{გეგმ.2}} + q_{\text{ავარ.2}} \cdot q_{\text{გეგმ.1}}) \quad (3.33)$$

- ორწრედიანი ხაზით კვებისას (ნახ. 3.5, გ)

$$q = q_{\text{ჯარ.}}^2 + 2K \cdot q_{\text{ჯარ.}} \cdot q_{\text{კვლ.}} \quad (3.34)$$

მომხმარებელთა კვების უფრო რთული სქემის შემთხვევაში ენერგიის მიწოდების შეწყვეტის ალბათობა დადგინდება ზემოთ ჩატარებული გაანგარიშების ანალოგიურად ალბათობის თეორიის შესაბამისი დებულებების გამოყენების საფუძველზე.

3.5.2 ენერგიის მიწოდების შეწყვეტით გამოწვეული ზარალი

მომხმარებელთან ელექტრული ენერგიის მიწოდების შეწყვეტისას ადგილი აქვს ტექნიკურ-ეკონომიკურ ზარალს, რომლის სიდიდე და ხასიათი დამოკიდებულია თვითონ მომხმარებლის გვარობაზე და ენერგიის შეწყვეტის ხანგრძლივობაზე. ზარალი, ზოგადად, შეიძლება იყოს პირდაპირი და არაპირდაპირი.

პირდაპირ ზარალში იგულისხმება: მოცდენილი მუშახელის ხელფასი; ნედლეულის, პროდუქციის, დანადგარის დაზიანებით ან პროდუქციის წუნით გამოწვეული ზარაკები; ტექნოლოგიური პროცესის აღდგენა-მოწყობასთან დაკავშირებულ სამუშაოთა ღირებულება და ა. შ. არაპირდაპირი ზარალი ითვალისწინებს საწარმოო გეგმის შეუსრულებლობით გამოწვეულ ზარალს ან გეგმის შესრულების მიზნით მუშახელის დამატებით საათებში დასაქმების ანაზღაურებას.

უნდა აღინიშნოს, რომ ენერგიის მიწოდების შეწყვეტა და წარმოების გაჩერება ყოველთვის არ იწვევს დანადგართა დაზიანებას, პროდუქციის წუნს ან ტექნოლოგიური პროცესის აშლას. ასეთ საწარმოებში არსებითია მხოლოდ ენერგიის შეწყვეტის ხანგრძლივობა და მასთან დაკავშირებული არაპირდაპირი ზარალი. მაგალითად, სამკერვალო ფაბრიკაში ენერგომომარაგების შეწყვეტისას ადგილი აქვს მხოლოდ გეგმის შეუსრულებლობით გამოწვეულ ზარალს.

ზოგიერთი ტექნოლოგიური პროცესებისთვის ენერგომომარაგების შეწყვეტა იწვევს ამ პროცესების გახანგრძლივებას. მაგალითად, ფოლადის გამოდნობის ტექნოლოგიური პროცესისთვის ენერგიის მიწოდების შეწყვეტა იწვევს დნობის პროცესის შეჩერებას. ადგილი აქვს ღუმელების გაცივებას და ტექნოლოგიური პროცესის აღდგენის შემდეგ საჭიროა დამატებითი ელექტროენერგია.

იმ საწარმოებში, სადაც პროდუქციის წარმოების ტექნოლოგიური პროცესი განხორციელებულია ავტომატური ნაკადური ხაზების გამოყენებით, ენერგომომარაგების რამდენიმე წამით შეწყვეტაც კი იწვევს ტექნოლოგიური პროცესის ისეთ აშლას, რომ მისი გამართვა გრძელდება რამდენიმე საათს.

ამრიგად, ენერგომომარაგების შეწყვეტით გამოწვეული ზარალი გაანგარიშებული უნდა იქნეს ყოველი კონკრეტული მომხმარებლისთვის ცალკ-ცალკე წარმოების სპეციფიკისა (გვარობის) და უქმად დგომის ხანგრძლივობისგან დამოკიდებულებაში.

რიგ შემთხვევაში მომხმარებლის ენერგომომარაგების საიმედოობის აუცილებელი ხარისხის შეფასებისას სარგებლობენ გასაშუალოებული ეკონომიკური მაჩვენებლებით. ასეთი მიდგომა გამართლებულია იმით, რომ ქსელთან (ან მის რომელიმე კვანძში) მიერთებულია სხვადასხვა სახის მომხმარებლები, რომლებთანაც ენერგომომარაგების შეწყვეტით გამოწვეული ტექნიკო-ეკონომიკური ზარალის ზუსტი შეფასება ცალკეული მომხმარებლის მიმართ დიდ სიძნელეს წარმოადგენს. ზარალის შეფასების ასეთი მიდგომისას სარგებლობენ საშუალო ხვედრითი ზარალის ცნებით y_0 ლარი/კვტსთ, რომელიც გვიჩვენებს მომხმარებელთან 1 კვტსთ ელექტროენერგიის მიუწოდებლობით გამოწვეულ ზარალს ლარებში.

ამ შემთხვევაში მომხმარებელთან ენერგიის მიუწოდებლობით გამოწვეული ზარალი

$$Y = y_0 \cdot \mathcal{E}_{\text{აუფ.}} \cdot \text{ლარი/წელი} \quad (3.35)$$

სადაც: $\mathcal{E}_{\text{აუფ.}}$ - ენერგომომარაგების შეწყვეტის მიზეზით მომხმარებელთან მიუწოდებელი ელექტროენერგია საანგარიშო პერიოდში კვტსთ/წელი.

ენერგიის მიწოდების სრული შეწყვეტისას მიუწოდებელი ელექტროენერგიის რაოდენობა იანგარიშება ფორმულით

$$\mathcal{E}_{\text{აუფ.}} = q P_{\text{აქს.}} \cdot T_{\text{აქს.}} \cdot \text{კვტსთ/წელი} \quad (3.36)$$

სადაც: $P_{\text{აქს.}}$ - მომხმარებლის მაქსიმალური დატვირთვა, კვტ;

$T_{\text{აქს.}}$ - მაქსიმალური დატვირთვის გამოყენების ხანგრძლივობა, სთ/წელი;

q — ავარიული დგომის ხანგრძლივობის ალბათობა, რომელიც განისაზღვრება (3.30) ÷ (3.34) გამოსახულებით.

იმ შემთხვევაში, როცა ავარიის შედეგად აღდგომა აქვს მომხმარებლის ნაწილობრივ შეზღუდვას, მაშინ მიუწოდებელი ელექტროენერგია გამოითვლება ფორმულით

$$\Theta_{\text{აღწ.}} = qP_{\text{აზღ.}} \cdot T_{\text{ავარ.}}, \text{ კვტსთ} \quad (3.37)$$

სადაც: $P_{\text{აზღ.}}$ — სიმძლავრე, რომელიც არ მიეწოდება მომხმარებელს მისი კვების ქსელის ტექნიკური შესაძლებლობის ნაწილობრივი შეზღუდვის მიზეზით, კვტ;

$T_{\text{ავარ.}}$ — ავარიული დგომის ხანგრძლივობა, სთ, რომელიც განისაზღვრება (3.28) გამოსახულებით.

3.6 დაყვანილი ხარჯები

ელექტრული ქსელის განვითარების ტექნიკურ-ეკონომიკური მაჩვენებლების შესაფასებლად და მისი მუშაობის საუკეთესო რეჟიმის დასადგენად გამოიყენება დაყვანილი ხარჯები, რომელიც მოიცავს კაპიტალური ხარჯების გამოსყიდვის დანარიცხებს და წლიურ საექსპლუატაციო ხარჯებს.

კაპიტალური ხარჯების გამოსყიდვის ყოველწლიური დანარიცხების მოცულობა დამოკიდებულია ქსელის აგების ხარჯების გამოსყიდვის ვადაზე და ამ ხარჯებზე საბანკო (საინვესტიციო) დანარიცხების სიდიდეზე. მის საანგარიშოდ სარგებლობენ ე. წ. კაპიტალური ხარჯების გამოსყიდვის ეფექტურობის ნორმატიული კოეფიციენტით

$$E_{\text{კ}} = \frac{1 + \beta}{T_{\text{კა}}}, \quad (3.38)$$

სადაც: $T_{\text{კა}}$ — კაპიტალური ხარჯების გამოსყიდვის ვადა, წელი;

β — კაპიტალური საბანკო დანარიცხების ფარდობითი მნიშვნელობა გამოსყიდვის მთელი პერიოდისთვის.

ამ პარამეტრთა რიცხვითი მნიშვნელობა დამოკიდებულია მშენებლობის დამფინანსებელთან (ინვესტორთან) მიღწეულ შეთანხმება-

ზე. კერძოდ, როცა მიღწეული შეთანხმების მიხედვით კაპიტალური ხარჯების გამოსყიდვის ვადა $T_{გა} = 10$ წელი, ხოლო საბანკო დანარიცხები გამოსყიდვის მთელ პერიოდში $\beta \% = 50$, მაშინ კაპიტალური ხარჯების გამოსყიდვის ეფექტურობის ნორმატიული კოეფიციენტი

$$E_g = \frac{1 + 0.5}{10} = 0.15.$$

ამრიგად, კაპიტალური ხარჯების გამოსასყიდად და საბანკო დანარიცხების დასაფარავად ყოველწლიურად გამოყოფილი უნდა იქნეს გამოსყიდვის ხარჯები

$$E_{გა საღან} = E_g \cdot K. \quad (3.39)$$

თუ გაანგარიშების გამარტივების მიზნით, დაუშვებთ, რომ ქსელის მშენებლობის კაპიტალური დაფინანსება გამოიყოფა ერთდროულად (მშენებლობის ვადა ერთი წელია) და შემდგომ ექსპლუატაციის მთელ პერიოდში წლიური საექსპლუატაციო ხარჯები იქნება მუდმივი, მაშინ (3.36) და (3.39) გამოსახულებათა შესაბამისად დაყვანილი ხარჯების საანგარიშო გამოსახულებას ექნება სახე

$$3 = (E_g + \alpha) K + \Delta \Theta \cdot C, \text{ ლარი/წელი.} \quad (3.40)$$

იმ შემთხვევაში, თუ ქსელის მშენებლობის ვარიანტები ხასიათდება მომხმარებელთა ელექტრომომარაგების საიმედოობის სხვადასხვა დონით, მაშინ (3.35)-ის გამთვალისწინებით გვაქვს

$$3 = (E_g + \alpha) \cdot K + \Delta \Theta \cdot C + \gamma_0 \cdot \Theta_{აოწ}, \text{ ლარი/წელი.} \quad (3.41)$$

ზოგადად, ქსელის განსხვავებული ელემენტების (ხაზები, ტრანსფორმატორები და ა. შ.) შემთხვევაში, ქსელის ჯამური დაყვანილი ხარჯები განისაზღვრება ცალკეული ელემენტის დაყვანილი ხარჯების აჯამვის გზით

$$3 = \sum [(E_g + \alpha) \cdot K + \Delta \Theta \cdot C + \gamma_0 \cdot \Theta_{აოწ}], \text{ ლარი/წელი} \quad (3.42)$$

ქსელის განვითარების ვარიანტთა შედარებისას ერთ-ერთ მნიშვნელოვანი ეკონომიკური მაჩვენებელია ელქტრული ენერგიის გადაცემის ღირებულება

$$C_{გა} = \frac{3}{\Theta_{წლ.}} = \frac{3}{(P_{აქს.} \cdot T_{გა.წ.})}, \text{ ლარი/კვტსთ} \quad (3.43)$$

და გადაცემის თვითღირებულება

$$C_{\text{თვითღირ.}} = \frac{H + Y}{\mathfrak{Z}_{\text{წლ.}}}, \text{ ლარი/კვტსთ} \quad (3.44)$$

ქსელის ექსპლუატაციის გამოცდილება გვიჩვენებს, რომ მისი დატვირთვა დროში უწყვეტად იზრდება. ამიტომ განუწყვეტლივ მიმდინარეობს ახალი ობიექტების მშენებლობა. ასეთ შემთხვევაში მშენებლობისთვის საჭირო კაპიტალური ხარჯების გამოყოფა წარმოებს ეტაპობრივად. შესაბამისად, დაყვანილი ხარჯები განისაზღვრება ცალკეული დროითი ეტაპის ყველა სახის ხარჯების რომელიმე ეტაპზე დაყვანის გზით. დაყვანის ეტაპად მოხერხებულია ავირჩიოთ მშენებლობის დაწყების წელი ანუ მშენებლობის პირველი წელი. მაშინ დაყვანილი ხარჯების საანგარიშო გამოსახულებას ექნება სახე [3; 13; 33]

$$\mathfrak{Z}_{\Sigma}^{(1)} = \sum_{i=1}^{T_{\text{გ.შ.}}} \frac{E_i K_i + \Delta H_i + \Delta Y_i}{(1 + E_{\text{გ.შ.}})^{i-1}}, \text{ ლარი/წელი} \quad (3.45)$$

სადაც: $E_{\text{გ.შ.}} = (0.08 - 0.10)$ – სხვადასხვა დროითი ხარჯების დაყვანის კოეფიციენტი;

K_i – კაპიტალური ხარჯები i წელს, ლარი;

$\Delta H_i = H_i - H_{i-1}$ – საექსპლუატაციო ხარჯების ნაზრდი i წელს წინა წელთან შედარებით, ლარი/წელი. ამასთან, პირველი წლისთვის $\Delta H_1 = H_1 - H_0 = H_1$, რადგანაც $H_0 = 0$;

$\Delta Y_i = Y_i - Y_{i-1}$ – ელექტრული ენერგიის მიუწოდებლობით გამოწვეული ზარალი i წელს წინა წელთან შედარებით, ლარი/წელი, რომელიც ქსელის განვითარებასთან ერთად მცირდება. ამასთან $\Delta Y_1 = Y_1$; რადგანაც $H_0 = 0$;

$T_{\text{გ.შ.}}$ – საანგარიშო (კაპიტალური ხარჯების გამოსყიდვის) პერიოდი, წელი, რომლის შემდეგ წლიური საექსპლუატაციო ხარჯები და ენერგიის მიუწოდებლობა

ბით გამოწვეული ზარალი მუდმივია, ხოლო კაპიტალურ ზარალებს ადგილი არ აქვს.

დაყვანილი ხარჯების საანგარიშო გამოსახულებები $((3.40) \div (3.42))$ გვიჩვენებს, რომ ქსელის განვითარების ვარიანტთა ტექნიკურ-ეკონომიკური შედარება შესაძლებელია მხოლოდ მას შემდეგ, როცა შერჩეული იქნება ქსელის ცალკეული ელემენტი, დადგენილი იქნება ენერგიის დანაკარგები როგორც ცალკეულ ელემენტში, ასევე მთელ ქსელში და შეფასებული იქნება მომხმარებელთან ენერგიის მიწოდების შეწყვეტის ალბათობა და ამ შეწყვეტის შედეგად ენერგიის მიუწოდებლობით გამოწვეული ზარალი.

3.7 მე-3 თავის რიცხვითი მაგალითები

მაგალითი 3.1. მომხმარებელს ელექტრული ენერგია მიეწოდება 35 კვ ძაბვის ერთწრედიანი ხაზით, რომლის სიგრძეა 20 კმ და სადენის მარკა AC-70/11 (ნახ. 3.6 ა). მომხმარებლის მაქსიმალური დატვირთვა $P_{\text{აქტ}} = 5$ მგვტ, დატვირთვის კოეფიციენტის საშუალო მნიშვნელობა $\cos \varphi = 0.85$. დატვირთვის წლიური გრაფიკი მოცემულია (3.6 ბ) ნახაზზე.

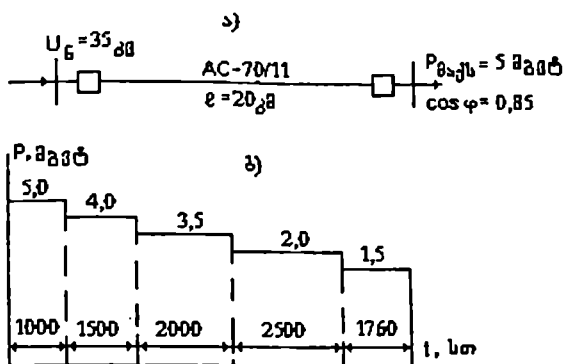
განესაზღვროთ ენერგიის წლიური დანაკარგები ხაზში.

დ-14 ცხრილიდან ვიღებთ $r_0 = 0,428$ ომი/კმ და გვაქვს

$$R = 0,428 \cdot 20 = 8,56 \text{ ომი.}$$

(3.9) გამოსახულების მიხედვით (გრაფიკული ინტეგრირება) გამოვთვალოთ ენერგიის წლიური დანაკარგები

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{წ}} = \frac{8,56 \cdot 10^3}{35^2 \cdot 0,85^2} (5^2 \cdot 1000 + 4^2 \cdot 1500 + 3,5^2 \cdot 2000 + \\ + 2^2 \cdot 2500 + 1,5^2 \cdot 1760) = 845881 \text{ კვტსთ.}$$



ნახ. 3.6

ენერგიის დანაკარგები გამოვთვალოთ τ -ს მეთოდით. ამისთვის ჯერ გამოვთვალოთ სიმძლავრის მაქსიმალური დანაკარგები $\Delta P_{\text{აქს}}$ და მაქსიმალური დატვირთვის გამოყენების ხანგრძლივობა $T_{\text{აქს}}$:

$$\Delta P_{\text{აქს}} = \frac{P_{\text{აქს}}^2}{U_{\text{გ}}^2 \cos^2 \varphi} \cdot R = \frac{5^2}{3,5^2 \cdot 0,85^2} \cdot 8,56 = 0,242 \text{ მგვტ};$$

$$T_{\text{აქს}} = \frac{\mathfrak{E}_{\text{წლ}}}{P_{\text{აქს}}} = \frac{5 \cdot 1000 + 4 \cdot 1500 + 3,5 \cdot 2000 + 2 \cdot 2500 + 1,5 \cdot 1760}{5} = 5128 \text{ სთ.}$$

(3.11) გამოსახულების თანახმად

$$\tau = (0,124 + 5128 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3552 \text{ სთ}$$

და, შესაბამისად (3.10)-ის მიხედვით, გვაქვს

$$\Delta \mathfrak{E}_{\text{წლ}} = 0,242 \cdot 3552 = 859658 \text{ კვტსთ}$$

ორივე მეთოდით მიღებულ შედეგებს შორის განსხვავება არ აღემატება 1,6%-ს.

მაგალითი 3.2. 3.1 მაგალითში ნაჩვენებ ელექტროგადაცემაში გამოვთვალოთ მომხმარებელთან ელექტროენერგიის მიწოდების შეწყვეტის ალბათობა და ენერგიის მიუწოდებლობით გამოწვეული ეკონომიკური ზარალი.

3.4 ცხრილის მიხედვით მოცემული ძაბვის ელექტროგადაცემის ხაზის ამორთული მდგომარეობის ხვედრითი პარამეტრებია:

$$n_{0, \text{კარ.ხ.}} = 0,006 \text{ 1/კმ}; t_{\text{კარ.ხ.}} = 11,0 \text{ სთ}; T_{\text{გვმ.ხ.}} = 50 \text{ სთ.}$$

ამავე ძაბვის სახაზო ამომრთველისთვის

$$n_{\text{კარ.ა.}} = 0,02; t_{\text{კარ.ა.}} = 25 \text{ სთ}; T_{\text{გვმ.ა.}} = 10 \text{ სთ.}$$

(3.27) და (3.28) გამოსახულებათა თანახმად განსაზღვრული ელექტროგადაცემის შემთხვევისთვის გვაქვს

$$q_{\text{კარ.ხ.}} = \frac{0.006 \cdot 20 \cdot 11}{8760} = 0.15 \cdot 10^{-3}; q_{\text{გვმ.ხ.}} = \frac{50}{8760} = 5.71 \cdot 10^{-3};$$

$$q_{\text{კარ.ა.}} = \frac{0.02 \cdot 25}{8760} = 0.057 \cdot 10^{-3}; q_{\text{გვმ.ა.}} = \frac{10}{8760} = 1.14 \cdot 10^{-3}.$$

(3.30)-ის მიხედვით ელექტროგადაცემის ამორთული მდგომარეობის ალბათობა

$$q = (0.15 + 2 \cdot 0.057 + 5.71) \cdot 10^{-3} = 5.97 \cdot 10^{-3}$$

ამრიგად, მომხმარებელთან მიუწოდებული ენერგია შეადგენს (გამოსახულება 3.36)

$$\Delta_{\text{ა.ფ.}} = 5.97 \cdot 10^{-3} \cdot 5 \cdot 10^{-3} \cdot 5128 = 153071 \text{ კვტსთ/წელი.}$$

ენერგიის მიუწოდებლობით გამოწვეული საშუალო ხვედრითი ზარალი მივიღოთ $\gamma_0 = 1$ ლარი/კვტსთ და, შესაბამისად, ეკონომიკური ზარალი იქნება (გამოსახულება 3.35)

$$Y = 1 \cdot 153071 = 153071 \text{ ლარი/წელი}$$

როგორც ვხედავთ ზარალი საკმარისად დიდია, რაც ძირითადად განპირობებულია $q_{\text{გვმ.}}$ -ის დიდი ხვედრითი მნიშვნელობით ($q_{\text{გვმ.}}$ q -ს 96%-ს შეადგენს)

მაგალითი 3.3. შევაფასოთ 3.1 მაგალითში განხილულ ელექტროგადაცემისთვის მეორე ხაზის აგების ტექნიკურ-ეკონომიკური მიზანშეწონილობა.

არსებული ქსელის (ნახ. 3.36 ა) ხასიათდება შემდეგი ტენიკურ-ეკონომიკური მაჩვენებლებით:

- ხაზის ხვედრითი ღირებულება (ცხრ. დ-8) $k_{0, \text{ხ.}} = 78000$ ლარი/კმ;
- ერთი ამომრთველის ღირებულება (ცხრ. დ-11) $k_{0, \text{ა.}} = 37000$ ლარი;
- ენერგიის დანაკარგი ელექტროგადაცემაში (მაგალითი 3.1)

$$\Delta \Delta = 845881 \text{ კვტსთ/წელი;}$$

• ენერგიის მიუწოდებლობით გამოწვეული ეკონომიკური ზარალი (მაგ. 3.2) $Y = 153071$ ლარი/წელი;

დაკარგული ენერგიის ტარიფი მივიღოთ $C = 0,1$ ლარი/კვტსთ.

3.3 ცხრილიდან ჯამური დანარიცხები ხაზისთვის ამორტიზაციაზე, მიმდინარე რემონტსა და მომსახურებაზე $\alpha_{\%} = 3.2$, ხოლო ამორთველისთვის $\alpha_{\%} = 8$.

კაპიტალდაბანდების გამოსყიდვის ნორმატიული კოეფიციენტი ავიღოთ $E_c = 0.15$.

ამ მონაცემების საფუძველზე ვღებულობთ:

ელექტროგადაცემის კაპიტალური ხარჯები

$$k_{\text{კ}} = 78000 \cdot 20 = 1560000 \text{ ლარი};$$

ამორთველების კაპიტალური ხარჯები

$$k_{\text{კ}} = 2 \cdot 37000 = 74000 \text{ ლარი};$$

ელექტროგადაცემის დაყვანილი ხარჯები (გამოსახულება 3.42)

$$3_1 = \left(0.15 + \frac{3.2}{100} \right) 1560000 + \left(0.15 + \frac{8}{100} \right) 74000 +$$

$$+ 845881 \cdot 0.1 + 153071 = 538258 \text{ ლარი/წელი}.$$

მეორე ხაზის აგების შემთხვევაში ელექტროგადაცემის კაპიტალური ხარჯები იზრდება ორჯერ, ხოლო ელექტროენერგიის დანაკარგები კი შემცირდება ორჯერ:

$$k_{\text{კ}} = 3120000 \text{ ლარი}; \quad k_{\text{კ}} = 148000 \text{ ლარი};$$

$$\Delta \mathcal{C} = 422940,5 \text{ კვტსთ/წელი}.$$

ვისარგებლოთ 3.2 მაგალითში გამოთვლილი სიდიდეებით და გამოვთვალოთ მომხმარებელთან ენერგიის შეწყვეტის ალბათობა (გამოსახულება 3.32)

$$q = q_{\text{ჰარ.ხ.}}^2 + 4 \cdot q_{\text{ჰარ.ხ.}} \cdot q_{\text{ჰარ.ა.}} + 2 \cdot k \cdot q_{\text{ჰარ.ხ.}} \cdot q_{\text{გვმ.ხ.}} +$$

$$+ 4 \cdot q_{\text{ჰარ.ა.}}^2 + 4 \cdot k \cdot q_{\text{ჰარ.ა.}} \cdot q_{\text{გვმ.ხ.}} =$$

$$= (0.0225 + 0.034 + 0.8565 + 0.013 + 0.65) \cdot 10^{-6} = 1.577 \cdot 10^{-6}$$

შესაბამისად, ენერგიის მიუწოდებლობით გამოწვეული ზარალი

$$Y_1 = y_0 \cdot q \cdot P_{\text{ა.გ.}} \cdot T_{\text{ა.გ.}} = 1.1,577 \cdot 10^{-6} \cdot 5 \cdot 10^3 \cdot 5128 = 40.4 \text{ ლარი/წელი.}$$

დაყვანილი ხარჯები

$$Z_2 = \left(0.15 + \frac{3.2}{100}\right) \cdot 3120000 + \left(0.15 + \frac{8}{100}\right) \cdot 148000 +$$

$$+ 422940.5 \cdot 0.1 + 40.4 = 644210 \text{ ლარი/წელი.}$$

მივიღეთ, რომ $Z_2 > Z_1$. ე. ი. მეორე ხაზის აგება ეკონომიკურად არამიზანშეწონილია.

მაგალითი 3.4. შევადაროთ ორი ვარიანტი ეკონომიკური მაჩვენებლების მიხედვით და შევარჩიოთ მათგან უკეთესი.

საანგარიშო პერიოდად ავიღოთ $T_{\text{გ.შ.}} = 10$ წელი. მათ შორის მშენებლობის ხანგრძლივობა შეადგენს სამ წელს, ხოლო ქსელის ექსპლუატაცია იწყება საანგარიშო პერიოდის მეორე წლიდან.

კაპიტალურ ხარჯებზე საინვესტიციო დანახარჯები მივიღოთ $\beta\% = 50$ და, შესაბამისად $E_6 = 0.15$ (გამოისახება 3.38). დანარიცხები ამორტიზაციაზე, რემონტსა და მომსახურებაზე ავიღოთ $\alpha = 6\%$.

ქსელის კაპიტალური ხარჯები, ქსელში ელექტრული ენერგიის დანაკარგებით გამოწვეული ხარჯები და მომხმარებელთან ენერგიის მიუწოდებლობით გამოწვეული ტექნიკურ-ეკონომიკური ზარალი წლების მიხედვით მოცემულია 3.5 ცხრილში.

სხვადასხვა დროითი ხარჯების დაყვანის კოეფიციენტი მივიღოთ $E_{\text{დაყ.}} = 0.1$.

(3.45) გამოსახულების მიხედვით გამოვთვალოთ დაყვანილი ხარჯები ორივე ვარიანტისთვის (დაყვანილი მაშენებლობის პირველ წელზე)

$$\begin{aligned} Z_{\Sigma(t)}^{(1)} = & \frac{0.15 \cdot 1500 + 90 + 0}{(1 + 0.08)^0} + \frac{0.15 \cdot 500 + 80 + 8}{(1 + 0.08)^1} + \frac{0.15 \cdot 400 + 44 + 2}{(1 + 0.08)^2} + \\ & + \frac{0.15 \cdot 0 + 10 + 1}{(1 + 0.08)^3} + \frac{0.15 \cdot 0 + 5 + 1}{(1 + 0.08)^4} + \frac{0.15 \cdot 0 + 3 + 0}{(1 + 0.08)^5} + \frac{0.15 \cdot 0 + 2 + 0}{(1 + 0.08)^6} + \\ & + \frac{0.15 \cdot 0 + 2 + 0}{(1 + 0.08)^7} + \frac{0.15 \cdot 0 + 1 + 0}{(1 + 0.08)^8} + \frac{0.15 \cdot 0 + 0 + 0}{(1 + 0.08)^9} = 575,54 \text{ ათასი ლარი;} \end{aligned}$$

ცხრილი 3.5 (მაგალითი 3.4)

დასახელება	ვარიანტი	წელი									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
კასიტალური ხარჯები, $K_i \cdot 10^3$ ლარი/წელი	I	1500	500	400	-	-					
	II	1200	600	200	-	-					
ენერგიის დანაკარგებით გამოწვეული ხარჯები, $(\Delta \cdot C_i)^{10}$ ლარი/წელი	I	-	50	70	80	85	88	90	92	93	93
	II	-	65	75	85	90	93	96	98	100	100
ტექნიკურ-ეკონომიკური ზარალი, $Y_i 10^3$ ლარი/წელი	I	-	8	10	11	12	12	12	13	13	13
	II	-	11	14	15	16	16	16	16	17	17
ყოველწლიური საექს- პლუატაციო ხარჯები $^{10} H_i$ ლარი/წელი	I	90	170	214	224	229	232	234	236	237	237
	II	72	173	195	205	210	213	216	218	220	220
საექსპლუატაციო ხარჯები ყოველწლიური ნაზრდი ΔH_i ლარი/წელი	I	90	80	44	10	5	3	2	2	1	0
	II	72	101	22	10	5	3	3	2	2	0
ტექნიკურ-ეკონომიკური ზარალის ნაზრდი ΔY_i ლარი/წელი	I	-	8	2	1	1	0	0	1	0	0
	II	-	11	3	1	1	0	0	0	1	0

$$\begin{aligned}
 Z_{\Sigma(II)}^{(II)} = & \frac{0,15 \cdot 1200 + 72 + 0}{(1+0,08)^0} + \frac{0,15 \cdot 600 + 101 + 11}{(1+0,08)^1} + \frac{0,15 \cdot 200 + 22 + 3}{(1+0,08)^2} + \\
 & + \frac{0,15 \cdot 0 + 10 + 1}{(1+0,08)^3} + \frac{0,15 \cdot 0 + 5 + 1}{(1+0,08)^4} + \frac{0,15 \cdot 0 + 3 + 0}{(1+0,08)^5} + \frac{0,15 \cdot 0 + 3 + 0}{(1+0,08)^6} + \\
 & + \frac{0,15 \cdot 0 + 2 + 0}{(1+0,08)^7} + \frac{0,15 \cdot 0 + 2 + 1}{(1+0,08)^8} + \frac{0,15 \cdot 0 + 0 + 0}{(1+0,08)^9} = 506,07 \text{ ათასი ლარი.}
 \end{aligned}$$

მივიღეთ, რომ უფრო ნაკლები დაყვანილი ხარჯებით ხა-სიათდება II ვარიანტი, რომელსაც ვირჩევთ როგორც ეკონომიკუ-რად უკეთესი.

თავი 4. ქსელის ელემენტების ნომინალური პარამეტრების შერჩევა

4.1. ქსელის შეერთების სქემები

ელექტრული ენერგიის წყაროებსა და მომხმარებლებს შორის კავშირი ხროციელდება ელექტრული ქსელის საშუალებით, რომლის შეერთების სქემის კონფიგურაცია დამოკიდებულია მომხმარებელთა დატვირთვაზე და მათ ურთიერთგეოგრაფიულ განლაგებაზე.

ელექტროენერგეტიკული სისტემის ქსელი იყოფა სისტემაწარმომქმნელ და მანაწილებელ ქსელებად. სისტემაწარმომქმნელი ქსელის დანიშნულებაა ენერგოსისტემის ფორმირება. კერძოდ, ელექტროსადგურთა პარალელურ მუშაობაში გაერთიანება და ამ სადგურებიდან მძლავრ საკვანძო ქვესადგურებამდე ელექტროენერგიის გადაცემის უზრუნველყოფა. ამ ქსელს ხშირად რაიონულ (მკეებაე) ქსელს უწოდებენ. დღეისთვის სისტემაწარმომქმნელ ქსელს წარმოადგენს 220 კვ და უფრო მაღალი ძაბვის ქსელი. მანაწილებელი ქსელის დანიშნულებაა სისტემაწარმომქმნელი ქსელის საკვანძო ქვესადგურებიდან (ზოგჯერ ელექტროსადგურთა საგენერატორო ძაბვის სალტებიდან) ელექტროენერგიის შემდგომი გადაცემა სამრეწველო, საქალაქო და სასოფლო ქსელების კვების ცენტრებამდე და მომხმარებლებს შორის ამ ენერგიის განაწილება. ამ ქსელებს ადგილობრივ ქსელებს უწოდებენ. იგი მოიცავს 35 კვ-მდე (ჩათვლით) ძაბვის ქსელებს. 110 კვ ძაბვის ქსელები შეიძლება ეკუთვნოდეს როგორც მანაწილებელ (ადგილობრივი), ასევე სისტემაწარმომქმნელ (რაიონულ) ქსელებს. იმ ენერგოსისტემებში, სადაც კარგადაა განვითარებული 220-500 კვ ძაბვის ქსელები, 110 კვ ძაბვის ქსელები, ძირითადად, ასრულებენ ადგილობრივი ქსელების ფუნქციას.

ელექტრომომარაგების სისტემის პროექტირების ამოცანას შეადგენს ელექტრული ქსელის შეერთების სქემის საუკეთესო კონფიგურაციის დადგენა ტექნიკურად შესაძლო ვარიანტთა ტექნიკურ-ეკონომიკური შეფასების გზით. ამ ამოცანის გადაწყვეტისას გათვალისწინებულ უნდა იქნეს ქსელებისადმი წაყენებული ძირითა-

დი მოთხოვნები: საიმედოობა, მოქნილობა, ეკონომიკურობა, სიმარტივე და სხვ.

საიმედოობის ქვეში იგულისხმება ქსელის შესაძლებლობა უზრუნველყოს მომხმარებელთა უწყვეტი ელექტრომომარაგება სათანადო ხარისხის ელექტროენერგიით. ელექტროდანადგართა ექსპლუატაციის წესების თანახმად ელექტრომომხმარებლები იყოფა სამ კატეგორიად, რომელთაგანაც თითოეულს ელექტრომომარაგების საიმედოობის დონის მიმართ თავიანთი სახასიათო მოთხოვნები გააჩნიათ.

I კატეგორიას განეკუთვნება მომხმარებლები, რომლებთანაც ენერგიის მიწოდების შეწყვეტა საფრთხეს უქმნის ადამიანთა სიცოცხლეს და იწვევს მეურნეობის მნიშვნელოვან ზარალს, ძვირადღირებული ძირითადი დანადგარების დაზიანებას, წარმოებული პროდუქციის წუნს, რთული ტექნოლოგიური პროცესის აშლას და ა. შ. ამ კატეგორიის მომხმარებელთა ელექტრომომარაგება უნდა ხორციელდებოდეს არანაკლებ ორი დმოუკიდებელი ურთიერთმარეზერვირებული გზით. მათთან ენერგიის მიწოდების შეწყვეტა დასაშვებია იმ დროით, რაც საკმარისი იქნება სარეზერვო კვების ავტომატური ჩართვისთვის. ამ კატეგორიის მომხმარებლებს შორის შეიძლება გამოეყოთ მომხმარებელთა განსაკუთრებული ჯგუფი, რომელთანაც ენერგიის მიწოდების შეწყვეტა ეზუქრება ადამიანის სიცოცხლეს, ან მოსალოდნელია ძირითადი ტექნოლოგიური დანადგარების აფეთქება-დანგრევა. მომხმარებელთა ამ ჯგუფის ელექტრომომარაგებისთვის დამატებით ითვალისწინებენ ავტონომიურ კვებას, რომელიც ავტომატურად ჩაირთვება ძირითადი კვების მოულოდნელად ამორთვისას და, რომლის სიმძლავრე საკმარისი უნდა იყოს წარმოების უავარიო გაჩერებისთვის.

მომხმარებელთა II კატეგორიაში შედის მომხმარებლები, რომლებთანაც ელექტროენერგიის მიწოდების შეწყვეტა იწვევს პროდუქციის წარმოების მკვეთრ შემცირებას, მუშახელისა და მექანიზმების მოცდენას, ადამიანთა მნიშვნელოვანი ნაწილის ნორმალური მოღვაწეობის პირობების მოშლას და ა. შ. ამ მომხმარებელთა ელექტრომომარაგება უნდა ხორციელდებოდეს ორი დამოუკიდებელი მარეზერვირებული გზით. მათთან ენერგიის მიწოდების შეწყვეტა დასაშვებია იმ დროით, რაც საკმარისი იქნება სარეზერ-

ვო კვების ხელით ჩართვისთვის მორიგე პერისონალის ან გამსვლელი ოპერატიული ბრიგადის მიერ, მაგრამ არაუმეტეს 1 საათისა.

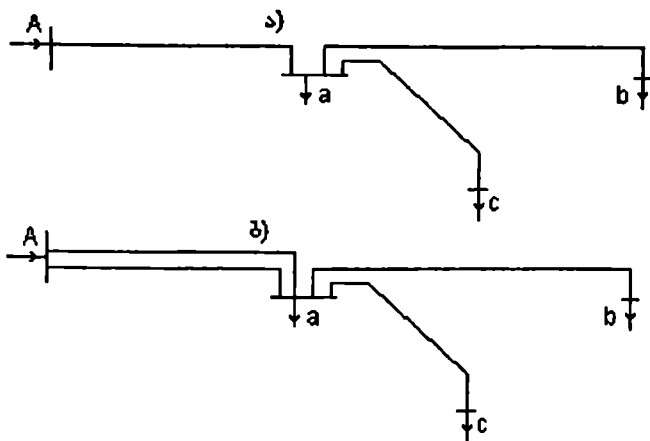
III კატეგორიას მიეკუთვნება დანარჩენი მომხმარებლები, რომელთა ელექტრომომარაგება დასაშვებია ერთი კვების ცენტრიდან, იმ პირობით, რომ ენერგიის მიწოდების შეწყვეტის ხანგრძლივობა არ აღემატებოდეს ერთ დღელამეს, რაც საკმარისი იქნება დაზიანებული ელემენტის შეკეთებისთვის ან გამოცვლისთვის.

მაღაზლებელი ქვესადგურების შემკრები სალტებიდან შეიძლება ერთდოულად იკვებებოდეს სხვადასხვა კატეგორიის მომხმარებლები. ამ შემთხვევაში მაღალი ძაბვის ქსელის მხრიდან ამ ქვესადგურის ელექტრომომარაგება უნდა განხორციელდეს უმაღლესი კატეგორიის მომხმარებელთა მოთხოვნების გათვალისწინებით.

ელექტრული ქსელის მოქნილობის ქვეშ იგულისხმება სქემის თვისება შეინარჩუნოს მასზე დაკისრებული ფუნქციის შესრულების უნარი სისტემის მუშაობის სხვადასხვა რეჟიმების დროს, რომელიც გამოწვეულია კვების წყაროებისა და მომხმარებელთა დატვირთვების ცვლილებით ან ელექტროენერგიის გადაცემის ნებისმიერი ელემენტის ხანგრძლივ თუ ხანმოკლე გეგმიურ ან ავარიულ რემონტში ჩაყენებით.

ელექტრული ქსელი, როგორც ინჟინრული ნაგებობა, უნდა იყოს ეკონომიკური და, ამასთან, ექსპლუატაციის გაადვილების მიზნით, მარტივი. მაგრამ ქსელის ეკონომიკურობისა და სიმარტივის მოთხოვნამ ქსლისადმი წაყენებულ სხვა მოთხოვნებზე (კვების საიმედოობა, მომხმარებელთან მიწოდებული ელექტროენერგიის მაღალი ხარისხი და ა. შ.) არ უნდა მოახდინოს უარყოფითი გავლენა.

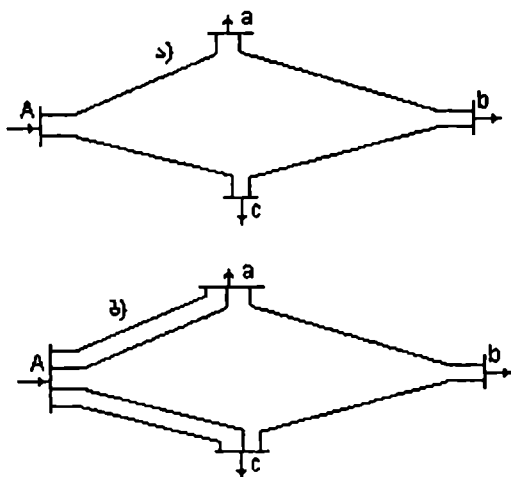
ღია ქსელები (ნახ. 4.1 ა) ხასიათდება საიმედოობის დაბალი დონით. ასეთ ქსელები, ძირითადად, გამოიყენება III კატეგორიის მომხმარებელთა კვებისთვის. საიმედოობის დონის ამაღლების მიზნით შეიძლება ვისარგებლოთ დარეზერვირებული ქსელით, რაც ხორციელდება ღია ქსელის სათავე უბანზე ორწრედიანი ელექტროგადაცემის ხაზის აგების გზით (ნახ. 4.1, ბ).



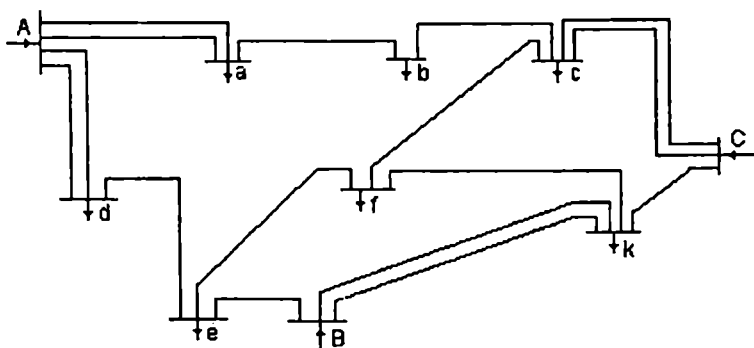
ნახ. 4.1 ღია ქსელი: ა) დარეზერვების გარეშე;
ბ) დარეზერვებით სათავე უბანზე

შეკრული ქსელი ეს უკვე დარეზერვირებული ქსელია (ნახ. 4.2 ა). მისი ერთ-ერთი უბნის მოულოდნელი ამორთვა არ გამოიწვევს მომხმარებლებთან კვების მიწოდების შეწყვეტას. ამ დროს მოხდება სიმძლავრეთა გადანაწილება და მოსალოდნელია მომხმარებელთან მიწოდებული ელექტრული ენერგიის ხარისხის პარამეტრის, კერძოდ, ძაბვის გაუარესება (დაცემა). ამ უარყოფითი მოვლენის თავიდან ასაცილებლად შეკრული ქსელის სათავე უბნებზე განახორციელებენ ორწრედიან ელექტროგადაცემას (ნახ. 4.2, ბ).

სისტემაწარმომქმნელი ქსელი უნდა ხასიათდებოდეს ელექტრომომარაგების საიმედოობის მაღალი დონით. ამ მიზნით ეს ქსელები რთულ შეკრულ ქსელებს წარმოადგენენ და რამდენიმე შეკრულ კონტურს შეიცავს. ამ ქსელებში საკვანძო ქვესადგურები (მანაწილებელი ქსელის კვების ცენტრები), უმრავლეს შემთხვევაში, კვებას ღებულობენ ორი და მეტი დამოუკიდებელი გზით (ნახ. 4.3).



ნახ. 4.2 მარტივი შეკრული ქსელი ერთნრედიანი (ა); ორნრედიანი (ბ) ელექტროგადაცემით სათავე უბანზე



ნახ. 4.3 რთული შეკრული ქსელი დარეზერვებული სათავე უბნებით

კონსტრუქციული შესრულების მიხედვით გვაქვს საჰაერო და საკაბელო ქსელები. საჰაერო ქსელები, პრაქტიკულად, ყველა ნომინალურ ძაბვაზე აიგება და, შესაბამისად, ერთმანეთისგან განსხვავდებიან კონსტრუქციული შესრულებით. საკაბელო ქსელი კი, ძირითადად, აიგება სამრეწველო საწარმოებისა და საქალაქო ელექტრომომხმარებელთა ელექტრომომარაგებისთვის. კაბელები ჩაიდება უშუალოდ მიწაში ან მიწაში მოწყობილ საკაბელო არხებსა

და გვირაბებში. საკაბელო ქსელი გაცილებით ძვირია, ვიდრე იმავე ნომინალური ძაბვის საჰაერო ქსელი, თუმცა მათი დაზიანების ალბათობა მნიშვნელოვნად დაბალია.

ზემოთ ჩამოყალიბებული მოსაზრებებისა და ელექტრული ქსელისადმი წაყენებული მოთხოვნების გათვალისწინებით შევადგენთ შეერთების სქემის ტექნიკურად შესაძლო რამდენიმე ვარიანტს, რომელთა მიახლოებითი ტექნიკურ-ეკონომიკური შეფასება შეიძლება ჩატარდეს ელექტროგადაცემის ხაზების ჯამური სიგრძის მინიმუმის პირობით. ამასთან ეუშვებთ, რომ ქსელის ყველა ხაზი შესრულებულია ერთსა და იმავე ნომინალურ ძაბვაზე და ორწრედიანი ხაზი შეცვლილია ეკვივალენტური სიგრძის ერთწრედიანი ხაზით. ეკვივალენტური სიგრძე დადგინდება ორწრედიანი ხაზის სიგრძის გამრავლებით ეკვივალენტობის კოეფიციენტზე, რომელიც წარმოადგენს ერთეულოვანი სიგრძის ორ- და ერთწრედიანი ხაზების კაპიტალურ დაბანდებათა შეფარდებას და, რომელიც შეიძლება აღებულ იქნეს 1.4-1.5 ფარგლებში.

ამ პროცედურის ჩატარების შემდეგ ვტოვებთ ორ, კონკურენტუნარიან ვარიანტს, რომელთა შემდგომი დეტალური ანალიზის საფუძველზე გამოვლინდება ქსელის განვითარების საუკეთესო (ოპტიმალური) ვარიანტი.

ცალკეული ელექტროგადაცემის ხაზის ტექნიკური პარამეტრების (ნომინალური ძაბვა, წრედების რიცხვი, სადენთა განიკვეთი) დასადგენად წინასწარ დადგენილ უნდა იქნეს ამ ელექტროგადაცემის ხაზის მოსალოდნელი მაქსიმალური დატვირთვა. რადგანაც პროექტირების საწყის ეტაპზე ცნობილი არ არის ელექტროგადაცემის ელექტრული პარამეტრები, ამიტომ ქსელის შეკრულ ნაწილში სიმძლავრეთა განაწილების დასადგენად საჭირო კონტურულ განტოლებათა სისტემაში უბანთა კომპლექსური წინააღობების ნაცვლად გამოვიყენებთ მათ სიგრძეებს. ასეთ სახეში ჩაწერილი განტოლებათა სისტემის ამოხსნით მივიღებთ სიმძლავრეთა მიახლოებით განაწილებას, რაც საკმარისი იქნება ელექტროგადაცემის ტექნიკური პარამეტრების დასადგენად.

იმისთვის, რომ კონტურულ განტოლებათა სისტემამ მიიღოს კანონიკური სახე, საჭიროა დავიცვათ შემდეგი მოთხოვნები [17]:

1) კონტურთა შემოვლის მიმართულება იყოს ერთნაირი; 2) თი-

თოეულ კონტურში საძიებელი კონტურული სიმძლავრე მოენიშნოთ ამ კონტურის რომელიმე საკუთარ უბანზე (უბანი, რომელიც ეკუთვნის მხოლოდ ამ კონტურს); 3) კონტურული სიმძლავრის მიმართულება ემთხვეოდეს კონტურის შემოვლის მიმართულებას.

ამ მოთხოვნების შესრულებით განტოლებათა სისტემის კანონიკურ სახეს აქვს შემდეგი სტრუქტურული წყობა:

- განტოლებათა სისტემაში პირველი კონტურის განტოლებას უჭირავს პირველი სტრიქონი, მეორე კონტურის განტოლებას მეორე სტრიქონი და ა. შ.
- განტოლებათა სისტემის პირველ სვეტში ჩაიწერება პირველი კონტურის კონტურული სიმძლავრე N_1 , მეორე სვეტში მეორე კონტურის კონტურული სიმძლავრე N_2 და ა. შ. ამრიგად, თითოეული კონტურის კონტურული სიმძლავრე ჩაწერილია განტოლებათა სისტემის დიაგონალზე;
- კონტურის განტოლებაში მისი კონტურული სიმძლავრე მრავლდება ამავე კონტურის საკუთარ შეუღლებულ წინაღობაზე (კონტურის უბანთა სიგრძეების ჯამზე) და ნამრავლი აიღება „+“ ნიშნით, ხოლო სხვა კონტურის კონტურული სიმძლავრე მრავლდება კონტურთა ურთიერთ შეუღლებულ წინაღობაზე (კონტურთა საერთო უბნის სიგრძეზე) და ნამრავლი აიღება „-“ ნიშნით;
- კვანძურ დატვირთვებს „ეკრძალებათ“ გაიაროს იმ უბნებზე, რომლებზედაც მონიშნულია კონტურული სიმძლავრეები.
- თითოეული კონტურის კონტურული განტოლების თავისუფალი წევრი წარმოადგენს პოლინომს, რომელის წევრებია ცალკეული კვანძური დატვირთვები გამრავლებული ამავე კონტურის იმ უბნების შეუღლებულ წინაღობათა (სიგრძეთა) ჯამზე, რომლებსაც გაივლის მოცემული კვანძური დატვირთვა მახალანსებელი კვანძიდან მისი მოდების კვანძამდე „აკრძალვის“ გათვალისწინებით. ამასთან, ამ წევრს აქვს „+“ ნიშანი, თუ აღნიშნული კვანძური დატვირთვის მიმართულება უბანზე ემთხვევა კონტურის შემოვლის მიმართულებას და პირიქით (თუ კვანძში გვაქვს გენერაცია, მაშინ ამ კვანძის კვანძური დატვირთვა აიღება „-“ ნიშნით).

4.2 ელექტროგადაცემის ნომინალური ძაბვა

ელექტრომოწყობილობებისა და დანადგარების ნომინალური ძაბვა ეწოდება ძაბვის იმ მნიშვნელობას, რომელზედაც გაანგარიშებულია და დამზადებულია მოცემული მოწყობილობა-დანადგარი ნორმალურ რეჟიმში ხანგრძლივი და ეფექტური მუშაობისთვის. ელექტროგადაცემის ნომინალური ძაბვის სიდიდე გაელენას ახდენს მის ტექნიკურ მახასიათებლებზე – გადაცემის ზღვრული სიმძლავრე, ზღვრული სიგრძე, სიმძლავრისა და ენერგიის დანაკარგები, ძაბვის დანაკარგები და სხვა.

ელექტროგადაცემის ამა თუ იმ ხაზის ნომინალური ძაბვის ოპტიმალური მნიშვნელობის განმსაზღვრელი ფაქტორებია: მაქსიმალური გადასაცემი სიმძლავრე; ხაზის სიგრძე; სიმძლავრისა და ენერგიის გადაცემის რეჟიმი; ხაზში დაკარგული ენერგიის ღირებულება; მოწყობილობათა ტექნიკური და ეკონომიკური მაჩვენებლები; არსებული ქსელის განვითარების დონე; ქსელში არსებული ხაზების ნომინალური ძაბვის საფეხური და სხვა.

ხაზის ნომინალური ძაბვის დადგენა რთულ ტექნიკურ-ეკონომიკურ ამოცანას წარმოადგენს, რომლის გადაჭრა დაკავშირებულია სადენის განიკვეთის, ფაზაში სადენების რაოდენობის, წრედების რიცხვის შერჩევასთან და მოითხოვს კომპლექსურ გადაწყვეტას. შედარებით დაბალი ნომინალური ძაბვის ხაზი უფრო იაფია, მაგრამ ენერგიის დიდი დანაკარგების გამო ხასიათდება ამაღლებული საექსპლუატაციო ხარჯებით. მაღალი ნომინალური ძაბვის შემთხვევაში მცირდება ენერგიის დანაკარგები, გამტარი მასალის ხარჯი (გარდა იმ შემთხვევებისა, როცა ხაზზე სადენის განიკვეთი შერჩეულია საერთო გვირგვინის თავიდან აცილების მიზნით), მართვდება ელექტრული ქსელის შემდგომი განვითარების ამოცანა, მაგრამ იზრდება მშენებლობისა და მომსახურების ხარჯები.

4.1 ცხრილში მოცემულია საერთაშორისო ელექტროტექნიკური კომისიის მიერ რეკომენდირებული 50 ჰერცი სიხშირის ცვლადი დენის დანადგარების სტანდარტული ხაზური ძაბვები [31].

სინქრონული გენერატორების ნომინალური ძაბვა, მასთან მიერთებულ ქსელში ძაბვის დანაკარგების კომპენსაციის მიზნით, ამ ქსელის ნომინალურ ძაბვასთან შედარებით ამაღლებულია 5%-ით. გარდა ცხრილში ნაჩვენები ძაბვებისა მძლავრი სინქრონული გენერატორებისთვის მიღებულია კიდევ შემდეგი ნომინალური ძაბვები: 13,8; 15,75; 18; 20; 24 და 27 კვ.

**ცხრილი 4.1. სამფაზა ცვლადი დენის დანადგარების
ფაზათაშორისი (ხაზური) ნომინალური ძაბვები**

ნომინალური ძაბვა, კვ	გენერატორები და სინქრონული კომპენსა- ტორები	ტრანსფორმატორები და ავტოტრანსფორმატორები				მაქსიმალური მუშა ძაბვა
		დატვირთვის ქვეშ ძაბვის რეგული- რების გარეშე (ПБВ)		დატვირთვის ქვეშ ძაბვის რეგული- რებით (РПН)		
		პირვე- ლადი გრადენ- ტი	მეორე- ული გრადენ- ტი	პირველ- ადი გრადენ- ტი	მეორე- ული გრადენ- ტი	
3	3,15	3; 3,15	3,15; 3,3		3,15	3,6
6	6,3	6; 6,3	6,3; 6,6	6,0; 6,3	6,6; 6,3	7,2
10	10,5	10; 10,5	10,5; 11	10,0; 10,5	11,0; 10,5	12,0
20	21,0	20	22	20; 21	22	24,0
35		35	38,5	35; 36,75	38,5	40,5
110			121	110; 115	115; 121	126
150			165	158	158	172
220			242	220; 230	230; 242	252
330		330	347	330	330	363
500		500	525	500		525
750		750	787	750		787
1150				1150		1200

ტრანსფორმატორებისა და ავტოტრანსფორმატორებისთვის სტანდარტით გათვალისწინებულია ძაბვათა ორი შკალა: ტრანსფორმატორებისთვის, რომლებიც აღჭურვილია დატვირთვის ქვეშ რეგულირებით (РПН რეგულირება) და ტრანსფორმატორებისთვის, რომლებზედაც ძაბვის მარეგულირებელი გამომყვანების გადართვა წარმოების მხოლოდ ტრანსფორმატორის ქსელიდან ამორთვის შემდეგ (ПБВ რეგულირება).

ტრანსფორმატორები და ავტოტრანსფორმატორები РПН რეგულირებით მზადდება მაღალი ძაბვის გრადენტიზე მოწყობილი

ძაბვის მარეგულირებელი გამოყენებით. მათი საშუალებით შეიძლება ძაბვის რეგულირება ტრანსფორმატორის ქსელიდან ამორთვის გარეშე $\pm (12-16)\%$ -ის ფარგლებში 1,5-2% ბიჯით. ПБВ რეგულირებით ძირითადად მზადდება საგენერატორო ძაბვების სამალღებელი ტრანსფორმატორები, რომლებიც უზრუნველყოფენ ძაბვის რეგულირებას $\pm 2X2,5\%$ -ის ფარგლებში.

ტრანსფორმატორებისა და ავტოტრანსფორმატორების პირველადი და მეორეული გრაგნილების ნომინალური ძაბვები შეესაბამება გრაგნილის ძირითად (0%-იან) გამოყენებს უქმი სელის რეჟიმში. სამალღებელი ტრანსფორმატორის შემთხვევაში პირველადი გრაგნილი წარმოადგენს ენერგიის მიმღებს და ამიტომ, მისი ნომინალური ძაბვა მასთან მიერთებული გენერატორის ან მკვებავი ქსელის ნომინალურ ძაბვის ტოლია ან მაღალია მასზე 5%-ით. მეორეული გრაგნილი, მასთან მიერთებული ქსელისთვის, წარმოადგენს მკვებავ გრაგნილს და ამიტომ მისი ნომინალური ძაბვა, თვით ტრანსფორმატორში და ქსელში ძაბვის დანაკარგების გარკვეულ წილად კომპენსაციისთვის, აიღება 5-10%-ით უფრო მაღალი, ვიდრე ქსელის ნომინალური ძაბვა.

დაბალი ძაბვის მანაწილებელ ქსელში გამოიყენება 380 და 600 ვ ნომინალური ძაბვა. 380 ვ გავრცელებულია საქალაქო და სასოფლო ქსელების გარე და შიგა განათების სისტემებში და, აგრეთვე, მცირე სიმძლავრის ძრავული მოძმმარებლების კვებისთვის. 600 ვ ნომინალური ძაბვა გამოიყენება მხოლოდ ძალოვანი დატვირთვის კვებისთვის.

3, 20 და 150 კვ ძაბვები ნაკლებად გამოყენებულია და ახლადპროექტირებისას არარეკომენდირებულია. 6-10 კვ ძაბვაზე აიგება ქალაქების, სოფლებისა და სამრეწველო საწარმოთა ელექტრომომარაგების ქსელები, რომელიც გამოიყენება, ძირითადად, 380 ვ ძაბვის კვების ცენტრების შესაქმნელად. 10 კვ ძაბვის ქსელი უფრო ფართოდაა გავრცელებული, ვიდრე 6 კვ. ეს უკანასკნელი გამოიყენება იმ შემთხვევაში, როცა სამრეწველო საწარმოთა ელექტრულ ძრავებს გააჩნიათ ამ საფეხურის ნომინალური ძაბვა.

35 კვ ძაბვა გამოიყენება ძირითადად სოფლის ადგილებში 6-10 კვ ძაბვის კვების ცენტრების შესაქმნელად (ტრანსფორმატორები 35/0,38 კვ ძაბვაზე იშვიათად მზადდება).

110 კვ ძაბვის გამოყენებით ხორციელდება ქალაქების, სამრეწველო საწარმოთა, ელექტროფიციერებული რკინიგზის მომხმარებელთა ელექტრომომარაგება 6-10 კვ ძაბვის კვების ცენტრების შექმნის გზით და შედარებით მცირე სიმძლავრის ელექტროსადგურებიდან სიმძლავრის გააცემა.

220 კვ ძაბვა გამოიყენება 110 კვ ძაბვის კვების ცენტრების შესაქმნელად და საშუალო სიმძლავრის ელექტროსადგურებიდან სიმძლავრის გასაცემად.

330 კვ ძაბვა 500 კვ ძაბვის ექსპლუატაციაში შეყვანამდე გამოიყენებოდა სისტემაწარმოქმნელი ქსელის ასაგებად, მძლავრი ელექტროსადგურებიდან სიმძლავრის გასაცემად და სისტემათაშორისი კავშირებისთვის. მომხმარებელთა დატვირთვისა და ელექტროსადგურების სიმძლავრეთა ზრდასთან ერთად 330 კვ ძაბვა თანდათან კარგავს სისტემაწარმოქმნელი ქსელისა და სისტემათაშორისი კავშირის ფუნქციას, რომელიც გადადის 500 და 750 კვ ძაბვის ფუნქციებში. ზოგიერთ რეგიონებში (აზერბაიჯანი, დაღესტანი) 330 კვ ძაბვა დღესაც წარმოადგენს სისტემაწარმოქმნელი ქსელის ძაბვას.

500-750 კვ ძაბვა გამოიყენება სისტემაწარმოქმნელი ქსელებისა და 220 კვ ძაბვის კვების ცენტრების შესაქმნელად, მძლავრი ელექტროსადგურებიდან სიმძლავრეთა გადასაცემად და სისტემათაშორისი კავშირებისთვის.

რუსეთის ტერიტორიაზე ექსპლუატაციაშია 1150 კვ ძაბვა, რომლის დანიშნულებაცაა დიდი სიმძლავრის (5000-8000 მგვტ) შორ მანძილზე (2000-3000 კმ) გადაცემა. ზოგიერთ ქვეყანაში (დასავლეთ ევროპა, თურქეთი, ირანი) გამოყენებაშია 400 კვ, როგორც სისტემაწარმოქმნელი ქსელის ასაგებად, ასევე სისტემათაშორისი კავშირებისთვის.

4.2 ცხრილში მოცემულია სხვადასხვა ნომინალური ძაბვის ელექტროგადამცემის ხაზების ეკონომიკური დატვირთვები და გადაცემის ზღვრული სიგრძე იმ განიკვეთის სადენებისთვის, რომლებიც ფართოდ გამოიყენება ამ ძაბვის ხაზებზე.

**ცხრილი 4.2 6-1150კვ ხაზების ეკონომიკური და დასაშვები
დატვირთვები და გადაცემის ზღვრული სიგრძე**

ნომინალური ძაბვა, კვ	სადენის განიგვეთი, მმ ²	ეკონომიკური დატვირთვა, მგვტ ($\gamma_{\text{კვ}}=1,1$ ა/მმ ² და $\cos\phi=0,85$)	დასაშვები დატვირთვა, მგვტ ($\gamma_{\text{ხაზ}}=250$ C და $\cos\phi=0,85$)	გადაცემის ზღვრული სიგრძე, კმ ($P=P_{\text{კვ}}$)		
				მ.კ.გ		ძაბვის დანაკარგი $\Delta U=5\%$
				0,9	0,98	
6	25-50	0,25-0,50	1,2-2,4	8,0	1,6	4,8-4,2
10	25-50	0,40-0,80	2,4-4,0	14,0	2,8	8,1-7,0
20	25-70	0,80-2,30	4,1-5,6	28,0	5,6	16,2-12,5
35	25-95	1,43-5,42	8,2-17,0	48,0	9,6	28,3-19,5
110	70-185	12,6-33,2	43,9-82,5	152	30,4	68,9-43,7
150	150-300	36,7-73,4	99,3-152,2	207	41,0	67,1-43,6
220	240-400	86,1-143,4	232,2-316	304	61,0	74,4-51,9
330	2x240-2x400	258,2-430	592-805	455	91,0	-
500	3x300-3x500	733-1223	1544-2084	690	138	-
750	4x300-4x500	1467-2445	3088-4235	1040	204	-
1150	8x300-8x500	4500-7500	9470-12987	1600	320	-

ელექტროგადაცემის ხაზის გამტარუნარიანობის, მასში სიმძლავრისა და ძაბვის დანაკარგებისა და მისი მშენებლობისა და მონტაჟის ხარჯების ნომინალურ ძაბვაზე დამოკიდებულება საშუალებას გვაძლევს მივიღოთ ელექტროგადაცემის საორიენტაციო ნომინალური ძაბვის საანგარიშო გამოსახულება.

ერთწრედიანი საპარო ელექტროგადაცემის ხაზებისთვის სხვადასხვა ავტორის მიერ რეკომენდირებულია თეორიულად ოპტიმალური ძაბვის საანგარიშო გამოსახულებები, რომლებიც მეტნაკლები სიზუსტით იძლევიან დამაკმაყოფილებელ პასუხებს:

ა) სტილის ფორმულა, რომელიც რეკომენდირებულია გამოყენებულ იქნას $P \leq 60$ მგვტ გადასაცემი სიმძლავრისა და $L \leq 250$ კმ სიგრძის ხაზებისთვის

$$U = 4,34\sqrt{L+16P}, \text{ კვ}; \quad (4.1)$$

ბ) ზალესკის ფორმულა, რომელიც რეკომენდირებულია გამოყენებულ იქნას უფრო მეტი გადასაცემი სიმძლავრისა და $L \leq 1000$ კმ სიგრძის შემთხვევაში

$$U = \sqrt{P(0,1 + 0,015\sqrt{L})}, \text{ კვ}; \quad (4.2)$$

გ) ილარიონოვის ფორმულა, რომელიც დამაკმაყოფილებელ პასუხს იძლევა 35-1150 კვ ძაბვის მთელ დიაპაზონზე ნებისმიერი სიგრძისა და ნებისმიერი გადასაცემი სიმძლავრის შემთხვევაში

$$U = 1000 \sqrt{\frac{2500}{P} + \frac{500}{L}}, \text{ კვ}. \quad (4.3)$$

ძაბვის საორიენტაციო მნიშვნელობის დადგენის შემდეგ ცალკეული ელექტროგადაცემისთვის ვირჩევთ უახლოეს ნომინალურ ძაბვას. რიგ შემთხვევაში მოსალოდნელია, რომ ქსელის ამა თუ იმ კვანძში შემაჯალი ხაზები აღმოჩნდეს სხვადასხვა საფეხურის ნომინალურ ძაბვაზე. ამ შემთხვევაში საჭირო ხდება კვანძში დაკავებით კავშირის ავტოტრანსფორმატორი (ან სამგრავნილიანი ტრანსფორმატორი), რაც დამატებით ზრდის ქსელის კაპიტალდაბანდებას და, გაკრვეულ წილად, რთულდება მისი ექსპლუატაცია. ალტერნატივის არსებობისას ნომინალური ძაბვის ამა თუ იმ საფეხურის საბოლოო შერჩევა უნდა ჩატარდეს ამ ქვევარიანტთა ტექნიკურ-ეკონომიკური გაანგარიშების საფუძველზე, რომლის დროსაც გათვალისწინებული იქნება ქსელის დანარჩენი ნაწილის ტექნიკურ-ეკონომიკური მაჩვენებლების მოსალოდნელი ცვლილებაც.

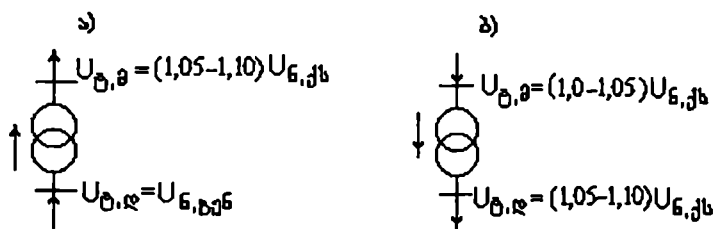
4.3 ქვესადგურებსა და ელექტროსადგურებზე ტრანსფორმატორების შერჩევა

4.3.1. ზოგადი ცნებები

დანიშნულების მიხედვით ტრანსფორმატორები შეიძლება დაჯგოთ ორ ჯგუფად – ძაბვის სამაღლებელი და ძაბვის მდაბლებელი ტრანსფორმატორები (ავტოტრანსფორმატორები). სამაღლებელი ტრანსფორმატორები გამოიყენება ელექტროსადგურებზე, ხოლო მდაბლებელი – ქვესადგურებზე.

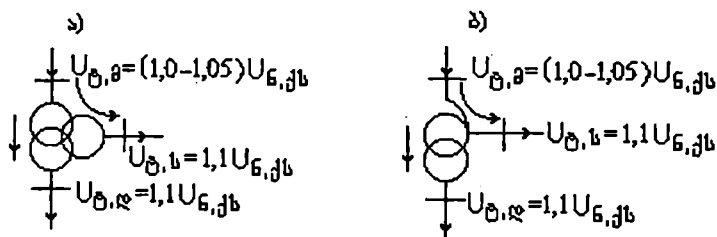
ძაბვის სამაღლებელი ორგრაგნილიანი ტრანსფორმატორების პირველადი (სიმძლავრის მიღების) გრაგნილის ნომინალური ძაბვა, სინქრონული გენერატორის ნომინალური ძაბვის ტოლია, ხოლო მეორეული (სიმძლავრის გაცემის) გრაგნილის ნომინალური ძაბვა კი გადაცემის ქსელის ნომინალურ ძაბვაზე (5-10)%-ით მეტია (ნახ. 4.4 ა).

ძაბვის მდაბლებელი ორგრაგნილიანი ტრანსფორმატორების პირველადი (სიმძლავრის მიღების) გრაგნილის ნომინალური ძაბვა ჩვეულებრივ, მკვებავი ქსელის ნომინალური ან საშუალო ძაბვის ტოლია, ხოლო მეორეული (სიმძლავრის გაცემის) გრაგნილის ნომინალური ძაბვა კი სიმძლავრის მიმღები ქსელის ნომინალურ ძაბვაზე (5-10)%-ით მეტია (ნახ. 4.4,ბ).



ნახ. 4.4. სამაღლებელი (ა) და მდაბლებელი (ბ) ორგრაგნილიანი ტრანსფორმატორების გრაგნილთა ნომინალური ძაბვების თანაფარდობა შესაბამისი ქსელის ნომინალურ ძაბვებთან.

იგივე შეიძლება ითქვას სამგრანულიანი მადაბლებელი ტრანსფორმატორებისა და ავტოტრანსფორმატორების მიმართ (ნახ. 4.5 ა,ბ).



ნახ. 4.5. მადაბლებელი სამგრანულიანი ტრანსფორმატორების (ა) და ავტოტრანსფორმატორების (ბ) გრანულითა ნომინალური ძაბვების თანაფარდობა შესაბამისი ქსელის ნომინალურ ძაბვასთან.

ტრანსფორმატორთა გრანულების ნომინალური ძაბვების ზემოთ მოყვანილი მნიშვნელობები გარკვეულწილად უზრუნველყოფენ ენერგიის მიმღებ ქსელში ძაბვის დანაკარგების კომპენსაციას. ძაბვათა ამ მნიშვნელობებით განსაზღვრავენ ტრანსფორმატორთა ტრანსფორმაციის ნომინალურ კოეფიციენტს

$$K_{ბ.ს.} = \frac{U_{ბ.ს.}}{U_{ბ.გ.}}, \quad (4.4)$$

ხოლო ტრანსფორმაციის მუშა კოეფიციენტი კი დამოკიდებულია გამოყვანის ძაბვაზე

$$K_{ბ.} = \frac{U_{ბ.ს.}}{U_{ბ.გ.}} = \frac{U_{ბ.ს.}}{U_{ბ.გ.}(1+n\alpha)} = \frac{K_{ბ.ს.}}{(1+n\alpha)}, \quad (4.5)$$

სადაც: α — ტრანსფორმატორზე ძაბვის რეგულირების ბიჯის ფარდობითი მნიშვნელობა; n — გამოყვანის ნომერი.

ტრანსფორმატორებისა და ავტოტრანსფორმატორების ტექნიკური მაჩვენებლები მოცემულია დ-3.1÷დ-3.4 ცხრილებში.

4.3.2. ტრანსფორმატორების რიცხვისა და ნომინალური სიმძლავრის შერჩევა მადაბლებელ ქვესადგურებზე

ქვესადგურებზე ტრანსფორმატორების შერჩევა წარმოებს ქვესადგურის ნომინალური ძაბვისა და მის გრაგნილებში გამავალი მოსალოდნელი მაქსიმალური დატვირთვის მიხედვით. ამასთან, გრაგნილში გამავალი დატვირთვა დადგენილ უნდა იქნეს ტრანსფორმატორის მუშაობის ნორმალური და ავარიის შემდგომი (ერთი ტრანსფორმატორის ავარიული ამორთვის შემთხვევა) რეჟიმების მიხედვით.

ქვესადგურზე ტრანსფორმატორების რაოდენობა დამოკიდებულია ელექტრომომარაგების საიმედოობის დონის მიმართ იმ მომხმარებელთა მოთხოვნებზე, რომლებიც კვებას ღებულობენ მოცემული ქვესადგურის დაბალი ძაბვის სალტებიდან. როცა ქვესადგურზე ორი მაღალი ნომინალური ძაბვაა (220/110, 500/220 და ა. შ.), მაშინ ეკონომიკურად მიზანშეწონილია ავტოტრანსფორმატორების დაყენება ამ მაღალი ძაბვების ურთიერთდასაკავშირებლად, ხოლო მომხმარებელთა კვებისთვის გამოყენებული უნდა იქნეს ავტოტრანსფორმატორთა მესამე (დაბალი) ძაბვა ან დამატებით დაყენებულ იქნეს ორგრაგნილიანი ტრანსფორმატორი 110/10(6) ან 220/10(6) კვ. (ნახ. 4.6ა).

პრაქტიკულად, 35 კვ და უფრო მაღალი ძაბვის ყველა ქვესადგურზე აყენებენ ორ-ორ ტრანსფორმატორს [27]. ამ ქვესადგურებზე ერთი ტრანსფორმატორის დაყენება დასაშვებია მხოლოდ მშენებლობის საწყის ეტაპზე, როცა ქვესადგურის დატვირთვა ჯერ კიდევ არ გაზრდილა მის საპროექტო მნიშვნელობამდე. ამ ეტაპზე უზრუნველყოფილი უნდა იქნეს მომხმარებელთა კვების რეზერვირება მეორეული (დაბალი) ძაბვის ქსელიდან. ერთტრანსფორმატორიანი ქვესადგური დასაშვებია, აგრეთვე, 35 კვ და უფრო დაბალი ძაბვის ქვესადგურებზე, თუ ამ ქვესადგურიდან იკვებება არასაპასუხისმგებლო მომხმარებლები (III კატეგორია), რომლებთანაც დასაშვებია ელექტრომომარაგების შეწყვეტა იმ დროით, რაც საკმარისია დაზიანებული ტრანსფორმატორის შესაკეთებლად ან შესაცვლელად.

ქვესადგურზე ორ ტრანსფორმატორზე მეტი შეიძლება დაყენებულ იქნას გამონაკლის შემთხვევაში. კერძოდ, თუ: აუცილებე-

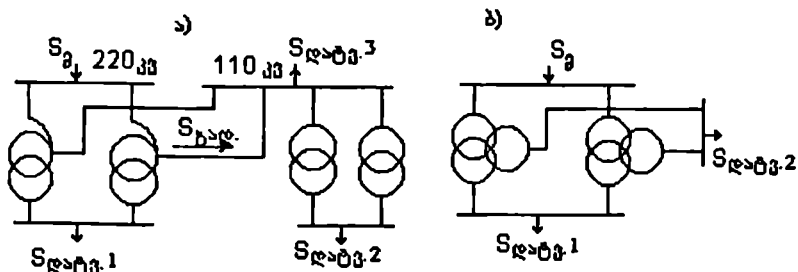
ლია გამოყვით მომხმარებელი თავისი მუშაობის სპეციფიკურობიდან გამომდინარე (ბიძგური დატვირთვები — ელექტროლუმენები); ტექნიკურ-ეკონომიკური მოსაზრებით მიზანშეწონილია ქვესადგურზე განხორციელებულ იქნას ორი საშუალო ძაბვის ფრთა; ტრანსფორმატორების ნომინალურ სიმძლავრეთა არსებული შეკალის პირობებში ტრანსფორმატორების რიცხვის გაზრდით შესაძლებელია შევამციროთ ქვესადგურის დადგმული სიმძლავრე. ამ ბოლო შემთხვევაში უნდა ჩატარდეს ორ- და სამტრანსფორმატორიანი ვარიანტების ტექნიკურ-ეკონომიკური შედარება.

ზოგადად, ქვესადგურზე შეიძლება გვექონდეს ნომინალური ძაბვის რამდენიმე საფეხური. ორი ნომინალური ძაბვის არსებობის შემთხვევაში აყენებენ ორგრაგნილიან ტრანსფორმატორებს. როცა ქვესადგურზე გვაქვს ერთი მაღალი ნომინალური ძაბვა (110 ან 220 კვ) და ორი საშუალო (35, 10(6) კვ), მაშინ აყენებენ სამგრაგნილიან ტრანსფორმატორებს (ნახ. 4.6 ბ), ხოლო იმ შემთხვევაში, როცა ქვესადგურზე გვაქვს ორი მაღალი ნომინალური ძაბვა (220/110 ან 500/220 კვ) და ერთი (ან ორი) დაბალი (35 10(6)კვ), მაშინ 4.6 ნახაზის შესაბამისად ავტოტრანსფორმატორებისა და ტრანსფორმატორების რიცხვისა და ნომინალური სიმძლავრის შერჩევა უნდა განხორციელდეს ცალკ-ცალკე. ამასთან, ავტოტრანსფორმატორების შერჩევისას, ვსარგებლობთ მაღალი ძაბვის ქსელებს შორის $S_{კლ}$ გადადინებისა და დაბალი ძაბვის სალტეზე მიერთებული $S_{დბ}$ დატვირთვის სიმძლავრით (ნახ. 4.6 ა), ხოლო ტრანსფორმატორების (ორგრაგნილიანი ან სამგრაგნილიანი) შერჩევისას კი ვსარგებლობთ გრაგნილებში გამავალი სიმძლავრეებით — S_a , S_b , S_c (ნახ. 4.6 ბ).

ტრანსფორმატორთა რიცხვი n და ნომინალური სიმძლავრე S_c ისე უნდა შევარჩიოთ, რომ მუშაობის ნორმალურ რეჟიმში ტრანსფორმატორის თითოეული გრაგნილისთვის სრულდებოდეს პირობა

$$nS_c \geq S_{დბ, მაქ.} \quad (4.6)$$

სადაც $S_{დბ, მაქ.}$ ტრანსფორმატორებში გამავალი მოსალოდნელი მაქსიმალური დატვირთვაა.



ნახ. 4.6 ქვესადგური ორი მაღალი (ა) და ერთი (ან ორი) დაბალი (ბ) ნომინალური ძაბვით.

ავარიის შემდგომ რეჟიმად განიხილება რეჟიმი, როცა ადგილი აქვს ერთი ტრანსფორმატორის ავარიულად ამორთვის შემთხვევას, რომლის შემდეგ მუშაობაში რჩება $n-1$ რაოდენობის ტრანსფორმატორი. ყველაზე უფრო მძიმეა შემთხვევა, როცა ტრანსფორმატორის ამორთვა მოხდება მაქსიმალური დატვირთვის რეჟიმში, რომლის ხანგრძლივობა დაახლოებით 1,5-2 საათს შეადგენს. დროის ამ ინტერვალში დასაშვებია მუშაობაში დარჩენილი ტრანსფორმატორების გადატვირთვა, მაგრამ არაუმეტეს $(40 \div 30)\%$ -ისა. აღნიშნულიდან გამომდინარე, ავარიის შემდგომ რეჟიმში უნდა სრულდებოდეს პირობა

$$(n-1)(1,3 \div 1,4)S_{\Sigma} \geq S_{\text{დბ. ფარ.}}$$

სადაც $S_{\text{დბ. ფარ.}}$ ტრანსფორმატორებში გამავალი სიმძლავრეა ავარიის შემდგომ რეჟიმში. იმ შემთხვევაში, როცა ტრანსფორმატორის ავარიულად ამორთვისას ადგილი არ აქვს არასაპასუხისმგებლო მომხმარებლების ამორთვას, მაშინ $S_{\text{დბ. ფარ.}} = S_{\text{დბ. მ.ზ.}}$ და გვაქვს

$$(n-1)(1,3 \div 1,4)S_{\Sigma} \geq S_{\text{დბ. მ.ზ.}} \quad (4.7)$$

მაშასადამე, ქვესადგურზე ტრანსფორმატორთა რიცხვისა და ნომინალური სიმძლავრის შესარჩევად გვაქვს უტოლობათა შემდეგი სისტემა

$$\left. \begin{aligned} nS_{\Sigma} &\geq S_{\text{ლატ. მაქ.}} \\ (n-1)(1,3 \div 1,4)S_{\Sigma} &\geq S_{\text{ლატ. მაქ.}} \end{aligned} \right\}, \quad (4.8)$$

ამ სისტემის ამოხსნით ვღებულობთ:

ა) ორტრანსფორმატორიანი ($n = 2$) ქვესადგურის შემთხვევაში

$$S_{\Sigma} \geq (0,71 \div 0,77) S_{\text{ლატ. მაქ.}}; \quad (4.9)$$

ბ) სამტრანსფორმატორიანი ქვესადგურის შემთხვევაში

$$S_{\Sigma} \geq (0,36 \div 0,38) S_{\text{ლატ. მაქ.}}; \quad (4.10)$$

სამგრაგნილიანი ტრანსფორმატორებისა და ავტოტრანსფორმატორების რიცხვისა და ნომინალური სიმძლავრის შერჩევა ხდება ისე, როგორც ორგრაგნილიანი ტრანსფორმატორებისა იმ განსხვავებით, რომ (4.9) და (4.10) პირობები უნდა სრულდებოდეს მათი თითოეული გრაგნილისთვის.

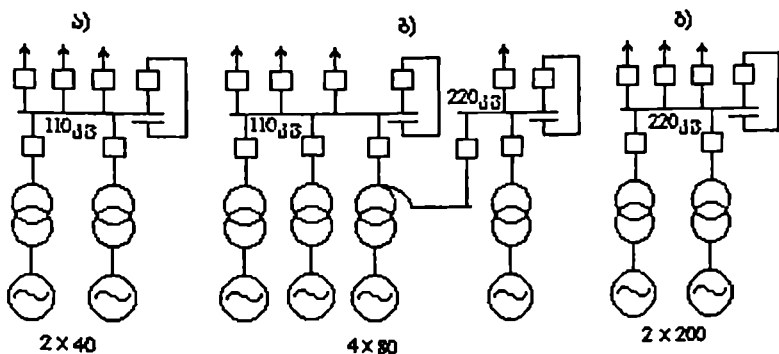
4.3.3. ტრანსფორმატორების რიცხვისა და ნომინალური სიმძლავრის შერჩევა ელექტროსადგურებზე

ელექტროსადგურების ქსელთან მიერთების ელექტრული სქემისა და, შესაბამისად, ელექტროსადგურებზე სამაღლებელი ტრანსფორმატორების რიცხვისა და ნომინალური სიმძლავრის შერჩევის საკითხები დეტალურად განიხილება „ელექტრული სადგურების“ კურსში. „ელექტრული ქსელების დაპროექტების“ სასწავლო პროექტის შესრულებისას აღნიშნული საკითხი განიხილება დეტალური ანალიზის გარეშე.

მძლავრი ელექტროსადგურების ქსელთან მიერთების სქემა, წლის ნებისმიერ პერიოდში სადგურიდან გამავალი ხაზებიდან ერთ-ერთის ამორთვის შემთხვევაშიც კი, უნდა იძლეოდეს სადგურის დადგმული სიმძლავრის ქსელში გაცემის შესაძლებლობას. გამოწვევის შემთხვევაში ერთ-ერთი ხაზის ამორთვის შემთხვევაში დასაშვებია სიმძლავრის გაცემის შეზღუდვა უმძლავრესი გენერატორის ნომინალური სიმძლავრის ფარგლებში.

თანამედროვე მძლავრი კონდენსაციური და ჰიდრაულიკური ელექტროსადგურები (ეესი, ჰესი) შენდება საგენერატორო ძაბვის

მანაწილებელი მოწყობილობების (სალტების) გარეშე. მათ მიერ ქსელში სიმძლავრის გაცემა ხორციელდება ერთი ან ორი მაღალი ძაბვით. შედარებით დაბალი დადგმული სიმძლავრის (100 მკვტ-მდე) მქონე სადგურის შემთხვევაში ღია მანაწილებელი მოწყობილობა აიგება 110 კვ ძაბვაზე (ნახ. 4.7 ა), ხოლო უფრო მძლავრი სადგურების შემთხვევაში კი – 110/220 (ნახ. 4.7, ბ) ან მხოლოდ 220 კვ (ნახ. 4.7 გ) ძაბვაზე. 500 მკვტ და უფრო მძლავრი ელექტროსადგურებიდან ელექტრული ენერგიის გაცემა ხორციელდება ზემაღალი ძაბვის ღია მანაწილებელი მოწყობილობის საშუალებით. სადგურზე ორი მაღალი ნომინალური ძაბვის სალტებს შორის კავშირი ხორციელდება კავშირის ავტოტრანსფორმატორებით (ნახ. 4.7, ბ).

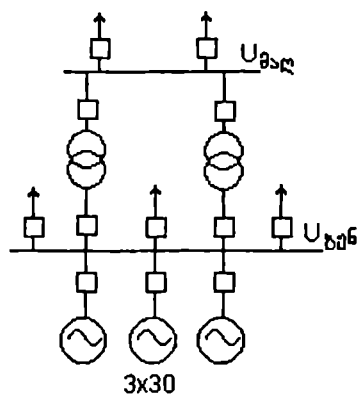


ნახ. 4.7. მძლავრი ელექტრული სადგურებიდან სიმძლავრის გაცემის სქემები

სადგურიდან სიმძლავრის გაცემის ზემოაღნიშნული სქემების შემთხვევაში გენერატორებთან მიმდევრობით ჩაირთება სამალღებელი ტრანსფორმატორები. გენერატორი-ტრანსფორმატორის ჩართვის ასეთ სქემას ბლოკურ სქემას უწოდებენ.

მცირე სიმძლავრის ჰიდროელექტროსადგურები და, განსაკუთრებით, თბოელექტროცენტრალები (თეცი) შენდება დასახლებულ პუნქტებთან და სამრეწველო რეგიონებთან ახლოს. ეს გარემოება განაპირობებს სიმძლავრის გაცემის აუცილებლობას საგენერატორო ძაბვაზე (ადგილობრივი დატვირთვა), რისთვისაც სადგურში უნდა მოეწყოს საგენერატორო ძაბვის (10(6)კვ) მანაწილე-

ბელი მოწყობილობა (სალტები). სადგურის დანარჩენი სიმძლავრის გაცემა განხორციელდება უფრო ამაღლებული ძაბვის (35 ან 110 კვ) სალტებიდან (ნახ. 4.8).



ნახ 4.8 სიმძლავრის გაცემის ელექტრული სქემა სადგურის საგენერატორო და მაღალი ძაბვის სალტებიდან.

ელექტროსადგურებზე გენერატორი-ტრანსფორმატორის შეერთების ბლოკური სქემის შემთხვევაში ბლოკში ჩართული ტრანსფორმატორის ნომინალური სიმძლავრე უნდა აღემატებოდეს გენერატორის ნომინალურ სიმძლავრეს ($S_{გ. ნ.}$)

$$S_{ტ. ნ.} \geq S_{გ. ნ.} \quad (4.11)$$

საგენერატორო ძაბვის მანწილებელი მოწყობილობის არსებობის შემთხვევაში საშაღლებელი ტრანსფორმატორების რიცხვი და ნომინალური სიმძლავრე უნდა შევირჩიოთ (4.8) უტოლობათა სისტემის საფუძველზე. ამასთან, წინასწარ უნდა დადგინდეს ტრანსფორმატორებში გამავალი მოსალოდნელი მაქსიმალური დატვირთვა

$$S_{დ.ტ. მ.ტ.} = S_{საღ.} - S_{აღ.} - S_{სა.} \quad (4.12)$$

სადაც: $S_{საღ.}$ - სადგურის დატვირთვა; $S_{აღ.}$ - ადგილობრივი დატვირთვა ანუ სადგურის დატვირთვის ის ნაწილი, რომელიც მიეწოდება ადგილობრივ მომხმარებელს საგენერატორო ძაბვის სალტებიდან; $S_{სა.}$ - სადგურის საკუთარი მოხმარების დატვირთვა.

4.4. ელექტროგადაცემის ხაზების სადენტო განიკვეთების შერჩევა

4.4.1. სადენტო განიკვეთების შერჩევის საფუძვლები

საპაერო და საკაბელო ხაზების სადენტო დენგამტარ მასალად, ძირითადად, გამოიყენება ალუმინი. მექანიკურ სიმტკიცეზე მოთხოვნების უზრუნველყოფისთვის 1000 ვ და უფრო მაღალი ძაბვის საპაერო ხაზებზე გამოყენებული უნდა იქნეს მხოლოდ მრავალმაეთულიანი სადენტები. ამასთან, 35 კვ და უფრო მაღალი ძაბვის საპაერო ხაზებზე გამოიყენება ფოლად-ალუმინის (კომბინირებული) სადენტები, ხოლო (1-10 კვ) ძაბვის ხაზებზე კი ალუმინის სადენტები. ზოგიერთ შემთხვევაში ალუმინის სადენტები შეიძლება გამოყენებულ იქნას 35 კვ ძაბვის ხაზებზეც.

მარილიანი ტბებისა და ზღვების და, აგრეთვე, ქიმიური საწარმოების მახლობლად გამავალ საპაერო ხაზებზე რეკომენდირებულია გამოყენებულ იქნას ფოლად-ალუმინის სადენტები ანტიკოროზიული საფარით.

220 კვ-მდე (ჩათვლით) ძაბვის ხაზები სრულდება ერთი სადენტით ფაზაში, ხოლო უფრო მაღალი ძაბვის შემთხვევაში, გვირგვინის მოვლენაზე სიმძლავრის (ენერგიის) დანაკარგების თავიდან აცილებისა და ხაზის ინდუქციური წინააღობის შემცირების მიზნით, ფაზაში გვაქვს ორი და მეტი სადენი (გახლეჩილი ფაზა).

პირველი ძირითადი პირობა, რომლის მიხედვითაც შერჩევენ სადენტებსა და კაბელებს, არის მათი ეკონომიკური მიზანშეწონილობა, რომლის რაოდენობრივ მახასიათებელს წარმოადგენს ხაზის მშენებლობისა და ექსპლუატაციის ხარჯები ანუ დაყვანილი ხარჯები.

სადენტებისა და კაბელების შერჩევისას გათვალისწინებულ უნდა იქნეს მშენებლობასთან დაკავშირებული სხვადასხვა ინფორმაცია: სადენტის მასალა; საყრდენტო კონსტრუქცია და მასალა; ხაზის ტრასის ხასიათი (ეაკე, მთაგორიანი. საინჟინრო და ბუნებრივი დაბრკოლებები და ა. შ.); ტრასის გასწვრივ მოსალოდნელი მეტეოროლოგიური პირობები; საკაბელო არხები, გვირაბები, ტრანშეა და სხვა ფაქტორები.

ხაზის კონსტრუქციული შესრულების შერჩევა წარმოებს ქსელის მშენებლობის არსებული პრაქტიკული გამოცდილების გათვალისწინებით და, შესაბამისად, ამ მიმართულებით რაიმე ტექნიკურ-ეკონომიკური გაანგარიშების ჩატარება არ მოითხოვება. ტექნიკურ-ეკონომიკურ გაანგარიშებას ექვემდებარება მხოლოდ სადენტა განიკვეთების შერჩევა. ამასთან, საუკეთესო ეკონომიკური ეფექტის პირობა უნდა სრულდებოდეს ქსელის მუშაობის ნორმალური რეჟიმის მიხედვით. მაგალითად, ორწრედიანი ელექტროგადაცემის ხაზისთვის ნორმალურ რეჟიმად განიხილება რეჟიმი, როცა მუშაობაშია ორივე წრედი და თითოეული მათგანით გადაეცემა ჯამური დატვირთვის ნახევარი. ერთწრედიანი ელექტროგადაცემასთან შედარებით ორწრედიან ელექტროგადაცემაში მნიშვნელოვნად მცირეა სიმძლავრისა და ენერგიის დანაკარგები, თუმცა გაზრდილია მისი კაპიტალური ხარჯები და, შესაბამისად, ხარჯები ამორტიზაციაზე, მიმდინარე რემონტსა და მომსახურებაზე. სწორედ ასეთ გარემოებათა გათვალისწინებით შედგენილ უნდა იქნას ქსელის მშენებლობის თითოეული ვარიანტისთვის დაყვანილი ხარჯების (§ 3.6) საანგარიშო გამოსახულება და გამოვლენილ იქნას საუკეთესო ვარიანტი პირობით

$$3 = \min . \quad (4.13)$$

მეორე ძირითადი პირობა, რომლის გათვალისწინებითაც შერჩეულ იქნება სადენტა (კაბელების) განიკვეთი, ეს არის მომხმარებელთა სალტებზე ძაბვის საჭირო დონის უზრუნველყოფა ანუ ელექტროგადაცემის ქსელში სრულდებოდეს პირობა

$$\Delta U \leq \Delta U_{\text{დს.}}, \quad (4.14)$$

სადაც: $\Delta U_{\text{დს.}}$ – მომხმარებლის სალტებზე ძაბვის ნომინალურიდან გადახრის დასაშვები მნიშვნელობა;

$$\Delta U_{\text{დს.}} = \Delta U_{\text{დს.}} \% \cdot U_6 \cdot 10^{-2}; \quad (4.15)$$

ΔU – მაქსიმალური დატვირთვის რეჟიმში მოხმარებელთან ძაბვის გადახრა, რომელიც 110 კვ-მდე (ჩათვლით) ქსელის შემთხვევაში განისაზღვრება ფორმულით [5; 17; 25]

$$\Delta U = \frac{1}{U_{\varepsilon}} \left(\sum_{i=1}^n P_i R_i + \sum_{i=1}^n Q_i X_i \right) = \Delta U_R + \Delta U_X; \quad (4.16)$$

ამ ბოლო გამოსახულებაში:

$$\Delta U_R = \frac{1}{U_{\varepsilon}} \sum_{i=1}^n P_i R_i = \frac{1}{U_{\varepsilon}} \sum_{i=1}^n P_i r_{0,i} l_i \quad (4.17)$$

წარმოადგენს ძაბვის დანაკარგს, გამოწვეულს აქტიური სიმძლავრით აქტიურ წინააღობაში;

$$\Delta U_X = \frac{1}{U_{\varepsilon}} \sum_{i=1}^n Q_i X_i = \frac{1}{U_{\varepsilon}} \sum_{i=1}^n Q_i x_{0,i} l_i \quad (4.18)$$

წარმოადგენს ძაბვის დანაკარგს, გამოწვეულს რეაქტიული სიმძლავრით რეაქტიულ წინააღობაში.

35 კვ და უფრო დაბალი ძაბვის ქსელებში გამოიყენება შედარებით პატარა განიკვეთის სადენები, რომელთათვისაც ადგილი აქვს $r_0 > x_0$ უტოლობას და, შესაბამისად, გვაქვს $\Delta U_R > \Delta U_X$. აქედან გამომდინარე, რადგანაც სადენის აქტიური წინააღობა მისი განიკვეთის უკუპროპორციულია, განიკვეთის შეცვლა არსებით გაეზარდებს სადენის ძაბვის დანაკარგზე. აღნიშნული ძაბვის ქსელებში სადენის განიკვეთის გაზრდა ძაბვის დანაკარგის შემცირების ეფექტურ ღონისძიებად ითვლება.

110 კვ და უფრო მაღალი ძაბვის ქსელებში სადენთა განიკვეთების შერჩევა (4.14) პირობით არარეკომენდირებულია, რადგანაც, ჯერ-ერთი, ამ ქსელთან მომხმარებლები მიერთებულნი არიან ძაბვის რეგულირების საშუალების მქონე მადაბლებელი ტრანსფორმატორების გავლით და, მეორე, აღნიშნულ ქსელებში გამოიყენება დიდი განიკვეთის სადენები, რომელთათვისაც $r_0 < x_0$ და, შესაბამისად, სადენის განიკვეთის შეცვლა ძაბვის დანაკარგს არსებითად კერ ცვლის.

ამრიგად, (4.13) პირობით სადენთა განიკვეთების შერჩევა რეკომენდირებულია ყველა ძაბვის ქსელებში, ხოლო (4.14) პირობით კი მხოლოდ 35 კვ და უფრო დაბალი ძაბვის ქსელებში.

$U_{\varepsilon} \leq 35$ კვ ძაბვის ქსელებში აღნიშნული ორი პირობით გამოთვლილ სადენთა განიკვეთებიდან საანგარიშოდ აიღება მათ შო-

რის უდიდესი, რომლის მიხედვით დადგინდება სტანდარტული განიკვეთი.

სადენტო განიკვეთების შერჩევისას გათვალისწინებულ უნდა იქნას ისეთი შეზღუდვები, როგორიცაა: დასაშვები გაზურება; გვირგვინის მოვლენა; მექანიკური სიმტკიცე.

დასაშვები გაზურების მიხედვით წარმოებს შერჩეული განიკვეთის შემოწმება იმ რეჟიმებში, როცა ხაზში გაედინება უდიდესი (მაქსიმალური) დენი, რომელიც განიკვეთის შერჩევისას გათვალისწინებული არ იყო. ასეთ რეჟიმს, ძირითადად, ადგილი აქვს პარალელური შტოს ავარიულად ამორთვისას ან შეკრული ქსელის კონფიგურაციის შეცვლისას. სადენტებისთვის დადგენილია ხანგრძლივად დასაშვები დენი, რომელსაც არ უნდა აღემატებოდეს სადენტში გამავალი უდიდესი დენი

გვირგვინის მოვლენაზე სიმძლავრის (ენერგიის) დანაკარგების აცილების პირობით სადენტო განიკვეთებზე შეზღუდვები მოცემულია 4.3 ცხრილში.

ცხრილი 4.3 შეზღუდვები სადენტო განიკვეთებზე გვირგვინის მოვლენის აცილების პირობით

ნომინალური ძაბვა, კვ	ხაღუნის დიამეტრი, მმ	სადენტის მატკა
≤35	-	-
110	11,3	AC-70M1
150	15,2	AC-120M9
220	21,6	AC-240/32
330	2x21,6	2xAC-240/32
500	3x21,6	3xAC-240/32
750	4x26,6	4xAC-400/32

მექანიკური სიმტკიცის უზრუნველყოფის პირობით შეზღუდვები სადენტო განიკვეთებზე ხორციელდება ყველა ძაბვის საპარო ხაზებზე და დამოკიდებულია იმ რეგიონის გარემო კლიმატურ მონაცემებზე და დასახლებულობაზე, სადაც უნდა აიგოს ხაზი.

დაუსახლებელ ადგილებში 1000 ვ-მდე ძაბვის ხაზებისთვის მინიმალური განიკვეთია A-16 ან AC-10/1,8, ხოლო 1-35 კვ ძაბვის ხაზებისათვის კი - A-25 ან AC-16/2,7. დასახლე-

ბულ პუნქტებში, როცა ხაზი გადის ქუჩის გასწვრივ, ნებისმიერი ძაბვის ხაზებისთვის მინიმალური განიკვეთია $A-35$ ან $AC-25/4,2$.

მაღალი ძაბვის (110 კვ და მეტი) ხაზებისთვის შეზღუდვები გვირგვინის მოვლენის აცილების პირობით (ცხრ. 4.3) უზრუნველყოფს მოთხოვნებს მექანიკურ სიმტკიცეზე. განსაკუთრებულ შემთხვევებში, როცა ლიპყინულის კედლის სისქე აღწევს 20 მმ-ს, მექანიკური სიმტკიცის უზრუნველყოფისთვის რეკომენდირებულია მინიმალური განიკვეთი $AC-185/43$ ან $AC-240/32$. ხოლო როცა ლიპყინულის სისქე 20 მმ-ზე მეტია, მაშინ გამოყენებულ უნდა იქნას გაძლიერებული ფოლადის განიკვეთის მქონე ფოლად-ალუმინის სადენი.

4.4.2. სადენებისა და კაბელების ეკონომიკურად მიზანშეწონილი განიკვეთების შერჩევა

სადენის განიკვეთი ელექტროგადაცემის ხაზის მნიშვნელოვანი პარამეტრია. მისი გაზრდისას იზრდება ხაზზე ფერადი ლითონის ხარჯი და, შესაბამისად, ხაზის ღირებულება, მაგრამ მცირდება ენერგიის დანაკარგები და პირიქით. აქდან გამომდინარე, ქსელის ხაზების სადენთა ეკონომიკურად მიზანშეწონილი განიკვეთების შერჩევა წარმოებს ქსელის მშენებლობისა და ექსპლუატაციის ხარჯების მინიმუმის პირობით.

სადენის სტანდარტული განიკვეთები დისკრეტულად ცვლადი პარამეტრია და ამიტომ, პრაქტიკულად, მისაღები აღმოჩნდა ამოცანის გადაწყვეტის გამარტივებული მიდგომა – ქსელის თითოეული ხაზისთვის სადენის განიკვეთი შერჩეს ერთმანეთისგან დამოუკიდებლად. გამოიყენება გაანგარიშების ორი მეთოდი: დენის ეკონომიკური სიმკვრივისა და ეკონომიკურ ინტერვალთა მეთოდი.

დენის ეკონომიკური სიმკვრივე განისაზღვრება იმ დაშვებით, რომ 1 კმ სიგრძის ხაზის ღირებულება სადენთა განიკვეთთან წრფივ დამოკიდებულებაშია (გამოსახულება (3.3)). აქედან გამომდინარე, (3.40) გამოსახულების შესაბამისად, ხაზის მშენებლობისა და ექსპლუატაციის დაყვანილი ხარჯები ჩაიწერება სახეში

$$3 = (E_e + \alpha)(a + bF)l + \Delta \mathcal{O} \cdot C, \text{ ლარი/წელი}$$

სადაც

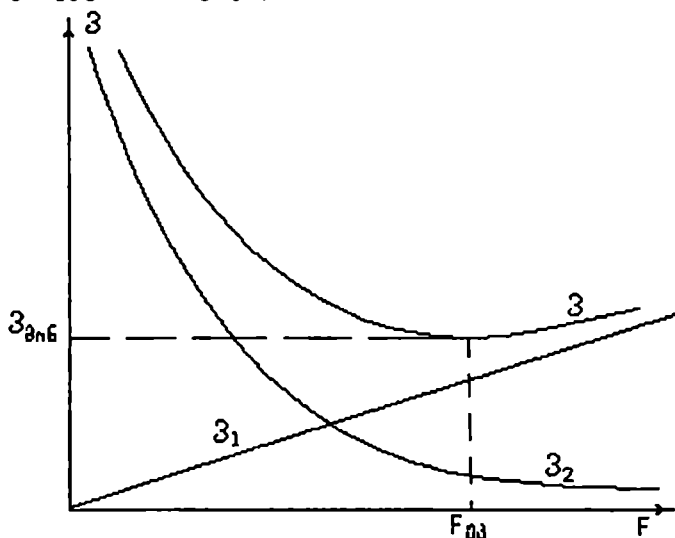
$$\Delta\vartheta = 3I_{\text{აჟ}}^2 \frac{\rho}{F} l\tau, \text{ კვტსთ/წელი}$$

წლის განმავლობაში ელექტრული ენერგიის დანაკარგები ზაზში.

მაშასადამე, ზაზის მშენებლობისა და ექსპლუატაციის დაყვანილი ხარჯები

$$Z = (E_0 + \alpha)(a + bF)l + 3I_{\text{აჟ}}^2 \frac{\rho}{F} l\tau C = Z_1(F) + Z_2(F), \text{ ლარი/წელი (4.19)}$$

აქ პირველი შემდგენი სადენის განიკვეთის პროპორციულია, მეორე კი უკუპროპორციული (ნახ. 4.9).



ნახ. (4.9). სადენის განიკვეთისგან ზაზის დაყვანილი ხარჯების დამოკიდებულების გრაფიკი

დაყვანილი ხარჯების მინიმუმს შეესაბამება სადენის $F_{\text{აჟ}}$ მნიშვნელობა, რომელსაც ეკონომიკურ განიკვეთს უწოდებენ, ხოლო მაქსიმალური დატვირთვის რეჟიმის დროს ამ სადენში გამაჟალი დენის შესაბამის სიმკვრივეს უწოდებენ დენის ეკონომიკურ სიმკვრივეს

$$\delta_{\text{ა}} = \frac{I_{\text{აჟ.}}}{F_{\text{ა}}}, \text{ ა/მმ}^2 \quad (4.20)$$

აქედან,

$$F_{\text{ა}} = \frac{I_{\text{აჟ.}}}{\delta_{\text{ა}}}, \text{ მმ}^2 \quad (4.21)$$

დენის ეკონომიკური სიმკვრივე შეიძლება დავადგინოთ პირობიდან

$$\frac{\partial \beta}{\partial F_{\text{ა}}} = 0,$$

ანუ (4.19) გამოსახულების თანახმად, გვაქვს

$$(E_{\text{ე}} + \alpha)bl - 3 \frac{I_{\text{აჟ.}}}{F_{\text{ა}}^2} \rho l \tau C = 0,$$

აქედან

$$\delta_{\text{ა}} = \frac{I_{\text{აჟ.}}}{F_{\text{ა}}} = \sqrt{\frac{(E_{\text{ე}} + \alpha)b}{3\rho\tau C}}, \text{ ა/მმ}^2 \quad (4.22)$$

როგორც ამ გამოსახულების ანალიზი გვიჩვენებს, დენის ეკონომიკური სიმკვრივე მით ნაკლებია, რაც უფრო დიდია სადენის ზვედრითი წინაღობა ρ , დაკარგული ენერგიის ღირებულება C და მაქსიმალური დატვირთვის გამოყენების ხანგრძლივობა $T_{\text{აჟ.}}$ ($T_{\text{აჟ.}}$ -ის გაზრდით იზრდება τ (გამოსახულება (3.11)). ეკონომიკური სიმკვრივე დამოკიდებულია, აგრეთვე, სადენის ღირებულებაზე b , ამორტიზაციის, მიმდინარე რემონტისა და მომსახურების ხარჯებზე α და კაპიტალური ხარჯების გამოსყიდვის ეფექტურობის ნორმატიულ კოეფიციენტზე $E_{\text{ე}}$. ყველა ეს სიდიდე იცვლება ქვეყნის ენერგეტიკული სექტორის განვითარებასთან ერთად და დამოკიდებულია დროის მოცემულ პერიოდში ქვეყნის ეკონომიკური განვითარების დონეზე.

დღეისთვის ელექტრული ქსელების პროექტირებისას ელექტროგადაცემის ხაზების სადენთა ეკონომიკურად მიზანშეწონილი განიკვეთების შერჩევისთვის ესარგებლობთ დენის ეკონომიკური

სიმკვრივის იმ მნიშვნელობებით, რომელიც ელექტროდანადგართა მოწყობის წესებით იყო ნორმირებული ყოფილ საბჭოთა კავშირში [5; 13; 20; 25; 31] (ცხრ. 4.4).

ცხრილი 4.4 დენის ეკონომიკური სიმკვრივე, ა/მმ²

სადენის დასახელება	მაქსიმალური დატვირთვის ჯამოყენების ხანგრძლივობა, სთ		
	1000-3000	3000-5000	5000-7000
ათაიზოლიტებული სადენები და სალტებო სპილენძი	2,5	2,1	1,8
ალუმინი	1,3	1,1	1,0
კაბელები ქაღალდის იზოლა- ციით და სადენები ტეზინისა და პოლიეტოლენილის იზოლაციით:			
სპილენძის მავთულები	3,0	2,5	2,0
ალუმინის მავთულები	1,6	1,4	1,2
კაბელი ტეზინისა და პლასტმასის იზოლაციით :			
სპილენძის მავთულები	3,5	3,1	2,7
ალუმინის მავთულები	1,9	1,7	1,6

პრაქტიკული გაანგარიშებებისას, დენის ეკონომიკური სიმკვრივის მეთოდით სადენთა განიკვეთების შერჩევისთვის ჯერ 4.4 ცხრილის მიხედვით დაადგენენ $\delta_{\text{კ}}$ -ს და შემდეგ (4.21) გამოსახულების შესაბამისად გამოთვლიან $F_{\text{კ}}$ -ს.

ანალიზი გვიჩვენებს, რომ ეკონომიკური განიკვეთიდან მცირედ გადაზრისას დაყვანილი ხარჯები უმნიშვნელოდ იზრდება (ნახ. 4.9). ეს გარემოება საშუალებას გვაძლევს შევიჩიოთ $F < F_{\text{კ}}$ განიკვეთი (უახლოესი სტანდარტული). ამით შევამცირებთ ფერადი ლითონის, სახაზო არმატურისა და ხაზის მშენებლობის ღირებულებას და, აგრეთვე, ამორტიზაციისა და მიმდინარე რემონტის ხარჯებს.

დენის ნორმირებული ეკონომიკური სიმკვრივის მეთოდით სადენტო განიკვეთების შერჩევა ხორციელდება 220 კვ-მდე (ჩათვლით) ძაბვის ხაზებზე. 330 კვ და უფრო მაღალი ძაბვის ხაზებზე დენის ეკონომიკური სიმკვრივე არ ნორმირდება. ამ ხაზებზე სადენტო ეკონომიკურად მიზანშეწონილი განიკვეთი დადგინდება იმ ვარიანტთა დაყვანილი ხარჯების შედარების გზით, რომელთა განხორციელება, მოცემული ძაბვის ხაზისთვის გახლენილი ფაზის კონსტრუქციისა და მისი ჯამური განიკვეთის მიხედვით, ტექნიკურად შესაძლებელია. ამ ძაბვის ხაზებზე სადენტო განიკვეთების შერჩევისადმი ასეთი მიდგომა განპირობებულია იმით, რომ: ჯერ ერთი, დენის ნორმირებული ეკონომიკური სიმკვრივე ვერ იძლევა დაყვანილ ხარჯებზე მოქმედი ყველა ფაქტორის სრულად გათვალისწინების საშუალებას, რადგანაც (4.22) გამოსახულებაში შემავალი კოეფიციენტები რამდენადმე განზოგადოებული და გასაშუალებული მნიშვნელობებისაა, მეორე, წარმოება ამზადებს უნიფიცირებულ საყრდენებს, რომელთაგანაც ცალკეული ტიპის საყრდენი გამოიყენება რამდენიმე სტანდარტული განიკვეთის სადენტო გაკიდებისთვის. ამ პირობებში სადენტო განიკვეთის შეცვლა დაყვანილ ხარჯებზე არსებით გავლენას ვერ ახდენს, რაც არ არის გათვალისწინებული (4.22)-ში.

ამ და სხვა მრავალ გარემოებათა გათვალისწინება მაქსიმალურად შესაძლებელია ეკონომიკურ ინტერვალთა მეთოდის გამოყენებისას. ამ მეთოდის არსი მდგომარეობს მასში, რომ მოცემული ძაბვის ხაზისთვის განიხილება სხვადასხვა სტანდარტული განიკვეთის სადენტის გამოყენების ვარიანტები. ამასთან, სადენტო შესაძლო სტანდარტული განიკვეთები აიღება ამ ძაბვის ხაზებისთვის არსებული შეზღუდვების გათვალისწინებით (დასაშვები გახურება, გვირგვინის მოვლენა, მექანიკური სიმტკიცე). თითოეული ამ ვარიანტისთვის ჩაიწერება დაყვანილი ხარჯების საანგარიშო გამოსახულება, როგორც დატვირთვის მაქსიმალური დენის ფუნქცია

$$3 = f(I_{\text{ა.გ.}}) = (E_6 + \alpha) \cdot K + 3I_{\text{ა.გ.}}^2 R \tau C, \quad (4.23)$$

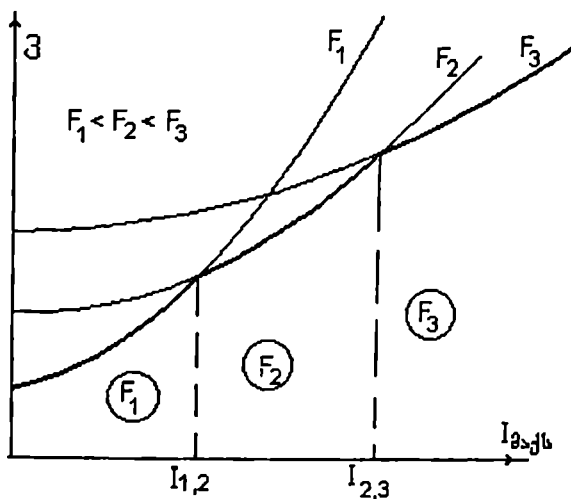
სადაც: K — ხაზის მშენებლობის ღირებულება (კაპიტალური ხარჯები) სადენტის ცნობილი სტანდარტული განიკვეთის შემთხვევაში; R — ხაზის აქტიური წინაღობა.

4.10 ნახაზზე წარმოდგენილია (4.23) გამოსახულების შესაბამისი გრაფიკები სხვადასხვა სტანდარტული განიკვეთების შემთხვევაში. ეს გრაფიკები ხასიათდებიან იმით, რომ სადენის განიკვეთის გაზრდისას დაყვანილი ხარჯების პირველი (მუდმივი) შემდგენი ნახტომისებრ იზრდება, ხოლო მეორე შემდგენი უწყვეტად იზრდება და, ამასთან, მით ნაკლები სიჩქარით, რაც უფრო მაღალია სადენის განიკვეთი.

ნახაზიდან ჩანს, რომ $I_{1,2}$ დატვირთვის დენისას F_1 და F_2 განიკვეთის მქონე სადენების გამოყენება ეკონომიკურად ტოლფასოვანია. ასევე, ტოლფასოვანია F_2 და F_3 განიკვეთის მქონე სადენები $I_{2,3}$ დატვირთვის დენისას. ნახაზზე ნაჩვენები გამსხვილებული ტეხილი მრუდი შეესაბამება მინიმალურ დაყვანილ ხარჯებს მოცემული დატვირთვის დენის დროს. კერძოდ, $0 < I \leq I_{1,2}$ დატვირთვის დენისას ეკონომიკურად მიზანშეწონილია F_1 განიკვეთი, $I_{1,2} \leq I \leq I_{2,3}$ დატვირთვის დენისას კი F_2 განიკვეთი და ა. შ.

ამრიგად, მოცემული ძაბვის ხაზზე სადენის ყოველ სტანდარტულ განიკვეთს შეესაბამება დატვირთვის დენის (სიმძლავრის) ინტერვალი, რომელსაც დატვირთვის დენის (სიმძლავრის) ეკონომიკურ ინტერვალს უწოდებენ (ცხრ. დ-4).

ამრიგად, ეკონომიკურ ინტერვალთა მეთოდით სადენის განიკვეთის შესარჩევად ჯერ ხაზის მუშაობის ნორმალური რეჟიმისთვის დაადგენენ დენის (სიმძლავრის) მოსალოდნელ ზღვრულ მნიშვნელობას და შემდეგ დ-4 ცხრილის მიხედვით შეირჩევენ სათანადო მარკის სადენს.



ნახ. 4.10 დატვირთვის დენიგან ხაზის დაყვანილი ხარჯების დამოკიდებულების გრაფიკი

4.4.3. ძაბვის დასაშვები დანაკარგის მიხედვით სადენტო განიკვეთის შერჩევის ძირითადი განტოლება

ძაბვის დასაშვები დანაკარგის მიხედვით სადენტო განიკვეთების შერჩევა, როგორც ეს 4.4.1 პარაგრაფში ავლნიშნეთ, წარმოებს 35 კვ და უფრო დაბალი ძაბვის ქსელებში, სადაც ძაბვის უდიდესი დანაკარგი მაგისტრალის გასწვრივ იანგარიშება ფორმულით

$$\Delta U = \frac{\sum_{i=1}^n P_i R_i + \sum_{i=1}^n Q_i X_i}{U_0} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i r_{0,i} l_i + \sum_{i=1}^n Q_i x_{0,i} l_i}{U_0}$$

სადაც: P_i , Q_i – i -ურ უბანში გამავალი აქტიური და რეაქტიული სიმძლავრე, მგვტ, მგვარ (ნახ. 4.11);

R_i , X_i – ამავე უბნის აქტიური და რეაქტიული წინაღობები, ომი;

$r_{0,i}$, $x_{0,i}$ – 1 კმ სიგრძის უბნის წინაღობა, ომი/კმ;

l_i - i -ური უბნის სიგრძე, კმ;

n - უბანთა რაოდენობა მაგისტრალურ ქსელში.

მაშასადამე, (4.14) პირობის თანახმად, გვაქვს

$$\frac{1}{U_6} \sum_{i=1}^n P_i r_{0,i} l_i + \frac{1}{U_6} \sum_{i=1}^n Q_i x_{0,i} l_i \leq \Delta U_{\text{სა}} \quad (4.24)$$

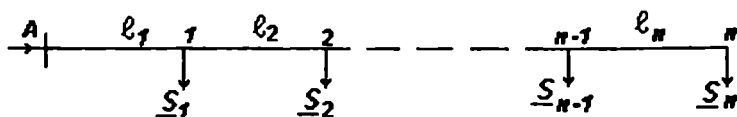
ამ გამოსახულებაში შემავალი $r_{0,i}$ აქტიური წინაღობა სადენის განიკვეთის უკუპროპორციულია

$$r_{0,i} = \frac{\rho}{F_i},$$

ხოლო $x_{0,i}$ რეაქტიული წინაღობა სადენის რადიუსთან ($r_{\text{სა}}$) და ხაზის ფაზურ სადენებს შორის საშუალო გეომეტრიულ მანძილთან ($D_{\text{სა.გ.}}$) ლოგარითმულ კავშირშია

$$x_0 = 0.144 \lg \frac{D_{\text{სა.გ.}}}{r_{\text{სა}}}.$$

ამრიგად (4.24) განტოლება სადენთა განიკვეთების მიმართ ტრანსცენდენტული განტოლებაა და, ამასთან, შეიცავს n რაოდენობის საძიებელ სიდიდეს.



ნახ. 4.11 მაგისტრალური ქსელი

განტოლების ტრანსცენდენტურობა შეიძლება მოვხსნათ იმ დაშვებით, რომ სადენის განიკვეთის შეცვლით ხაზის რეაქტიული წინაღობა უმნიშვნელოდ იცვლება, ანუ თითქმის მუდმივი სიდიდეა (საჭაერო ხაზებისთვის $x_0 \approx 0,4$ ომი/კმ, ხოლო საკაბელო ხაზებისთვის $x_0 \approx 0,1$ ომი/კმ). ამ დაშვების საფუძველზე შეგვიძლია წინასწარ გამოვთვალოთ (4.24) გამოსახულებაში შემავალი ძაბვის დანაკარგის ის შემდგენი, რომელიც განპირობებულია უბანთა რეაქტიული დატვირთვებითა და რეაქტიული წინააღობებით

$$\Delta U_x = \frac{x_0}{U_\xi} \sum_{i=1}^n Q_i l_i \quad (4.25)$$

რის შემდეგ (4.24) განტოლება მიიღებს სახეს

$$\frac{1}{U_\xi} \sum_{i=1}^n P_i \frac{\rho}{F_i} l_i \leq \Delta U_{\text{ზა}} - \Delta U_x$$

ანუ

$$\sum_{i=1}^n \frac{P_i l_i}{F_i} \leq \frac{U_\xi}{\rho} (\Delta U_{\text{ზა}} - \Delta U_x) \quad (4.26)$$

მიღებული განტოლება წარმოადგენს ძაბვის დასაშვები დანაკარგის მიხედვით სადენთა განიკვეთის შერჩევის ძირითად განტოლებას. მასში შემავალი n რაოდენობის საძიებელი სიდიდის ($F_1, F_2, \dots, F_n$) დასადგენად უნდა ვისარგებლოთ რაიმე კერძო შემთხვევებით ან დამატებითი პირობებით.

ერთ-ერთ უმარტივეს კერძო შემთხვევას წარმოადგენს ის, რომ მაგისტრალური ქსელი, ზოგჯერ, ერთუბნიანია ($n=1$). ამ შემთხვევაში (4.26) მიიღებს სახეს

$$\frac{Pl}{F} \leq \frac{U_\xi}{\rho} (\Delta U_{\text{ზა}} - \Delta U_x)$$

საიდანაც

$$F \geq \frac{\rho Pl}{U_\xi (\Delta U_{\text{ზა}} - \Delta U_x)} \quad (4.27)$$

სადაც

$$\Delta U_x = \frac{x_0}{U_\xi} Ql.$$

მეორე კერძო შემთხვევად განიხილება შემთხვევა, როცა მაგისტრალის ყველა უბანზე ეკონომიკურად მიზანშეწონილია შერჩეულ იქნას სადენთა ერთი და იგივე განიკვეთი

$$F_1 = F_2 = \dots = F_i = \dots = F_n = F$$

მაშინ (4.26)-დან გვაქვს

$$\frac{1}{F} \sum_{i=1}^n P_i l_i \leq \frac{U_\xi}{\rho} (\Delta U_{\text{ზა}} - \Delta U_x)$$

$$F \geq \frac{\rho \sum_{i=1}^n P_i l_i}{U_{\epsilon} (\Delta U_{\text{ლს}} - \Delta U_x)} \quad (4.28)$$

აქ ΔU_x გამოითვლება (4.25) გამოსახულების მიხედვით.

იმ შემთხვევაში, როცა მაგისტრალური ქსელის უბნებზე ეკონომიკურად არამიზანშეწონილია სადენტო ერთი და იგივე განიკვეთის შერჩევა, მაშინ ვსარგებლობთ დამატებითი პირობებით, რაც განიხილება მომდევნო პარაგრაფში.

4.4.4. სადენტო განიკვეთის შერჩევა ძაბვის დასაშვები დანაკარგისა და დამატებითი პირობების გათვალისწინებით

ძაბვის დასაშვები დანაკარგის მიხედვით სადენტო განიკვეთის შერჩევის ძირითად განტოლებას (4.26) მრავალსახა ამონახსნი აქვს. ამონახსნთა ამ სიმრავლიდან უნდა ამოვარჩიოთ ისეთი, რომელიც ყველაზე უფრო პასუხობს მოთხოვნებს ქსელის ეკონომიკურობის შესახებ.

მაგისტრალური ქსელისთვის მშენებლობისა და ექსპლუატაციის დაყანილი ხარჯები (4.19) ჩავწეროთ შემდეგ სახეში

$$3 = (E_{\epsilon} + \alpha) \sum_{i=1}^n K_{0,i} l_i + \frac{\rho \tau C}{U_{\epsilon}^2} \sum_{i=1}^n \frac{P_i^2 l_i}{F_i \cos^2 \varphi_i}. \quad (4.29)$$

ამ გამოსახულების პირველი შესაკრები ხაზის მშენებლობის ხარჯების (K_0) პროპორციულია, რომელიც სადენტის გამტარი ნაწილის განიკვეთის (F) ანუ ხაზზე ფერადი ლითონის მოცულობის (V) გაზრდასთან ერთად იზრდება (გამოსახულება (3.3)). მეორე შესაკრები დანაკარგების დროის (τ) პროპორციულია, რომელიც მაქსიმალური დატვირთვის გამოყენების ხანგრძლივობის ($T_{\text{აჟლ}}$) გაზრდასთან ერთად იზრდება (გამოსახულება (3.11)).

$T_{\text{აჟლ}}$ -ის მაღალი მნიშვნელობით ხასიათდება საქალაქო და სამრეწველო მანაწილებელი ქსელები, ხოლო დაბალი მნიშვნელო-

ბით კი სასოფლო ქსელები. აქედან გამომდინარე, საქალაქო და სამრეწველო ქსელებში აქტიური სიმძლავრის დანაკარგებით გამოწვეული წლიური ხარჯები უფრო დიდია, ვიდრე ფერადი ლითონის მოცულობასთან დაკავშირებული ხაზის მშენებლობისა და შესაბამისი საექსპლუატაციო ხარჯები. როგორც პრაქტიკული გამოთვლები გვიჩვენებს, როცა $T_{აქს} > 3500 - 4000$ სთ დაყვანილი ხარჯების პირველი შესაკრები შედარებით მცირეა, ვიდრე მეორე და პირიქით.

დაყვანილი ხარჯების შესაკრებთა აღნიშნული თანაფარდობის საფუძველზე შეიძლება ჩამოვაყალიბოთ ის დამატებითი პირობები, რომლებიც საშუალებას მოგვცემს მაგისტრალური ქსელის უბნებზე შევძლოთ სადენტა საძიებელი განიკვეთების დადგენა ძაბვის დასაშვები დანაკარგის მიხედვით. კერძოდ, $\Delta U \leq \Delta U_{\text{დს}}$. პირობასთან ერთად მოვითხოვთ: 1. ფერადი ლითონის მინიმალური ხარჯი, როცა $T_{აქს} < 3500 - 4000$ სთ; 2. ქსელში აქტიური სიმძლავრის დანაკარგების მინიმუმი, როცა $T_{აქს} > 3500 - 4000$ სთ.

მაშასადამე, ამ შემთხვევებისთვის ამოცანა ასე ჩამოყალიბდება:

1. მაგისტრალურ ქსელში სადენტა განიკვეთების შერჩევა ძაბვის დასაშვები დანაკარგისა და ფერადი ლითონის მინიმალური ხარჯის მიხედვით;
2. მაგისტრალურ ქსელში სადენტა განიკვეთების შერჩევა ძაბვის დასაშვები დანაკარგისა და აქტიური სიმძლავრის მინიმალური დანაკარგის მიხედვით.

ასეთი სახის ამოცანათა ამოხსნა წარმოებს ლაგრანჟის განუსაზღვრელ მამრავლთა მეთოდით.

პირველი სახის ამოცანაში მიზნის ფუნქციაა ფერადი ლითონის მინიმალური ხარჯი

$$V = 3 \sum_{i=1}^n F_i l_i \Rightarrow \min, \quad (4.30)$$

ხოლო შეზღუდვის განტოლება კი (4.26) განტოლება, ჩაწერილი შემდეგ სახეში

$$W = \sum_{i=1}^n \frac{P_i l_i}{F_i} - \frac{U_\epsilon}{\rho} (\Delta U_{\text{ახ}} - \Delta U_x) \leq 0, \quad (4.31)$$

შეადგინოთ ლაგრანჟის ფუნქცია

$$L = 3 \sum_{i=1}^n F_i l_i + \lambda \left[\sum_{i=1}^n \frac{P_i l_i}{F_i} - \frac{U_\epsilon}{\rho} (\Delta U_{\text{ახ}} - \Delta U_x) \right] \Rightarrow \min$$

აქ λ — ლაგრანჟის განუსაზღვრელი მამრავლი.
განტოლებიდან

$$\frac{\partial L}{\partial F_i} = 0$$

ვღებულობთ

$$\frac{P_i}{F_i^2} = \sqrt{\frac{3}{\lambda}} = \text{const}$$

ანუ

$$\frac{\sqrt{P_i}}{F_i} = \frac{\sqrt{P_n}}{F_n},$$

აქედან

$$F_i = F_n \frac{\sqrt{P_i}}{\sqrt{P_n}} \quad (4.32)$$

ამ თანაფარდობის გათვალისწინებით (4.26) მიიღებს სახეს

$$\sum_{i=1}^n \frac{\sqrt{P_n} \sqrt{P_i} l_i}{F_n} \leq \frac{U_\epsilon}{\rho} (\Delta U_{\text{ახ}} - \Delta U_x),$$

საიდანაც მივიღებთ მაგისტრალური ქსელის ბოლო უბნის სადენის განიკვეთის საანგარიშო გამოსახულებას

$$F_n \geq \frac{\sqrt{P_n} \rho \sum_{i=1}^n \sqrt{P_i} l_i}{U_\epsilon (\Delta U_{\text{ახ}} - \Delta U_x)} \quad (4.33)$$

ვიცით რა F_n , ქსელის დანარჩენი უბნების სადენთა განიკვეთებს განვსაზღვრავთ (4.32) თანაფარდობის მიხედვით.

მეორე სახის ამოცანაში მიზნის ფუნქციაა აქტიური სიმძლავრის მინიმალური დანაკარგი

$$\Delta P = \frac{\rho}{U_{\xi}^2} \sum_{i=1}^n \frac{P_i^2 l_i}{F_i \cos^2 \varphi_i} \Rightarrow \min ,$$

ხოლო შეზღუდვის განტოლებას წარმოადგენს ფარდი ლითონის ის ხარჯი, რაც უზრუნველყოფს ძაბვის დასაშვებ დანაკარგს

$$W = 3 \sum_{i=1}^n F_i l_i - V = 0 .$$

შეკადგინოთ ლაგრანჟის ფუნქცია

$$L = \frac{\rho}{U_{\xi}^2} \sum_{i=1}^n \frac{P_i^2 l_i}{F_i \cos^2 \varphi_i} + \lambda \left(3 \sum_{i=1}^n F_i l_i - V \right) \Rightarrow \min .$$

განტოლებიდან

$$\frac{\partial L}{\partial F_i} = 0$$

ვღებულობთ

$$\frac{P_i}{\sqrt{3} U_{\xi} F_i \cos \varphi_i} = \sqrt{\frac{\lambda}{\rho}} = \text{const} , \quad (4.34)$$

ანუ

$$\frac{P_i}{F_i \cos \varphi_i} = \frac{P_n}{F_n \cos \varphi_n} .$$

აქედან

$$F_i = F_n \frac{P_i \cos \varphi_n}{P_n \cos \varphi_i} . \quad (4.35)$$

ამ თანაფარდობის გათვალისწინებით (4.26) მიიღებს სახეს

$$\frac{P_n}{F_n \cos \varphi_n} \sum_{i=1}^n l_i \cos \varphi_i \leq \frac{U_{\xi}}{\rho} (\Delta U_{\text{გა.}} - \Delta U_{\text{ს.}}) ,$$

საიდანაც მივიღებთ მაგისტრალური ქსელის ბოლო უბნის სადენის განიკვეთის საანგარიშო გამოსახულებას

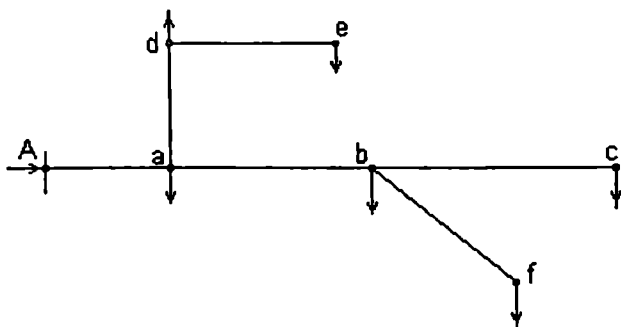
$$F_n \geq \frac{\rho P_n \sum_{i=1}^n l_i \cos \varphi_i}{U_0 (\Delta U_{\text{გ.ს.}} - \Delta U_x) \cos \varphi_n}. \quad (4.36)$$

ვიცით რა F_n , ქსელის დანარჩენი უბნების სადენტო განიკვეთს განვსაზღვრავთ (4.35) თანაფარდობის მიხედვით.

(4.34) გამოსახულების მარცხენა მხარე წარმოადგენე i -ურ უბანზე ღენის სიმკვრივეს. მაშასადამე, მაგისტრალურ ქსელში აქტიური სიმძლავრის დანაკარგების მინიშუმის პირობაა ქსელის უბნებზე ღენის სიმკვრივის მუდმივობა $\delta_i = \text{const}$. აქედან გამოდინარე მეორე სახის ამოცანას ხშირად ასეთნაირად ჩამოაყალიბებენ: მაგისტრალურ ქსელში სადენტო განიკვეთების შერჩევა ძაბვის დასაშვები დანაკარგისა და ღენის მუდმივი სიმკვრივის მიხედვით.

4.4.5. მაგისტრალურ-განშტოებულ ქსელში სადენტო განიკვეთის შერჩევა ძაბვის დასაშვები დანაკარგის მიხედვით

მაგისტრალურ-განშტოებული ქსელის (ნახ. 4.12) განშტოების უბნებში სადენტო განიკვეთების შერჩევისთვის წინასწარ შერჩეულ უნდა იქნას სადენტო განიკვეთები ძირითადი მაგისტრალის უბნებზე და, ასევე, თითოეული განშტოებისთვის დადგენილი უნდა იქნეს ძაბვის დასაშვები დანაკარგის სიდიდე.



ნახ. 4.12 მაგისტრალურ-განშტოებული ქსელი

4.12 ნახაზზე ნაჩვენებ ქსელში ძირითად მაგისტრალს წარმოადგენს $Aabc$ მაგისტრალი, რომლის უბნების სადენთა განიკვეთებს განვსაზღვრავთ ზემოთ მოყვანილი მეთოდებით. ამასთან, განშტოების დატვირთვები გათვალისწინებულ იქნება განშტოების მიერთების კვანძებში.

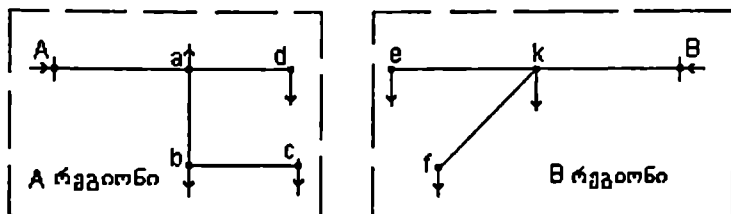
შესაბამისი მეთოდის გამოყენებით ძირითადი მაგისტრალის უბნებზე სადენთა განიკვეთების შერჩევის შემდეგ განვსაზღვრავთ ძაბვის დანაკარგს მაგისტრალის თითოეულ უბანზე — ΔU_{Aa} , ΔU_{ab} და ΔU_{bc} , რაც საშუალებას მოგვცემს დავადგინოთ ძაბვის დასაშვები დანაკარგის მნიშვნელობა თითოეული განშტოებისთვის. კერძოდ,

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_{ade\text{დს.}} &= \Delta U_{\text{დს.}} - \Delta U_{Aa} \\ \Delta U_{bf\text{დს.}} &= \Delta U_{\text{დს.}} - (\Delta U_{Aa} + \Delta U_{ab}) = \Delta U_{\text{დს.}} - \Delta U_{Ab} \end{aligned} \right\} \quad (4.37)$$

სადაც $\Delta U_{\text{დს.}}$ ძაბვის დასაშვები დანაკარგი მოცემულ მაგისტრალურ განშტოებულ ქსელში.

განშტოებისთვის ძაბვის დასაშვები დანაკარგის დადგენის შემდეგ, მოცემული განშტოება განიხილება როგორც დამოუკიდებელი მაგისტრალი და მის უბნებზე სადენთა განიკვეთების შესარჩევად ვისარგებლებთ შესაბამისი მეთოდით.

რიგ შემთხვევაში A რეგიონის მაგისტრალურ-განშტოებული ქსელი წარმოადგენს B რეგიონის მაგისტრალურ-განშტოებული ქსელის აგარიულ რეზერვს და პირიქით (ნახ. 4.13).



ნახ. 4.13 A და B რეგიონების მაგისტრალურ-განშტოებული ქსელი de აგარიული კავშირით.

აღნიშნულ შემთხვევაში თითოეულ ქსელში სადენტო განიკვეთების შერჩევა ჩატარდება ურთიერთდამოუკიდებლად და, შემდგომ, ეს განიკვეთები შემოწმდება ავარიული რეჟიმის გათვალისწინებით, რომელიც გულისხმობს ერთ-ერთი მაგისტრალურ-განშტოებული ქსელის სათავე უბნის ავარიულად ამორთვის შემთხვევას და de ავარიული კავშირის ჩართვას. ასეთ რეჟიმში მოსალოდნელია მეორე მაგისტრალურ-განშტოებული ქსელის ძირითადი მაგისტრალის უბანთა გადატვირთვა და, შესაბამისად, ძაბვის დიდი დანაკარგები, რაც შეიძლება აღემატებოდეს ავარიული რეჟიმისთვის ძაბვის დასაშვებ დანაკარგს.

აღნიშნულის თავიდან ასაცილებლად რეკომენდირებულია თითოეული მაგისტრალური ქსელის უბნებზე შერჩეულ იქნეს სადენტო ერთიდაიგივე განიკვეთი (გამოსახულება (4.28)), ან თითოეული მაგისტრალის სათავე უბანზე შევირჩიოთ ორწრედიანი ელექტროგადაცემა, რათა პრაქტიკულად გამოირიცხოს ამ უბნით ენერგიის გადაცემის შეწყვეტის ალბათობა.

4.4.6. სადენტო განიკვეთების შერჩევა ორმხრივი კვების ქსელში

ორმხრივი კვების ქსელში (ნახ. 4.14 ა) სადენტო განიკვეთების შესარჩევად წინასწარ დადგენილი უნდა იქნეს უბნებში გამავალი სიმძლავრეები. ქსელის სათავე უბანში გამავალი სიმძლავრე განისაზღვრება კვანძების დატვირთვებისა და უბანთა სივრცეების მიხედვით [17]

$$\underline{S}_{A_1} = \frac{\sum_{i=1}^n S_i l_{iA_1}}{l_{A_1 A_2}} \quad (4.38)$$

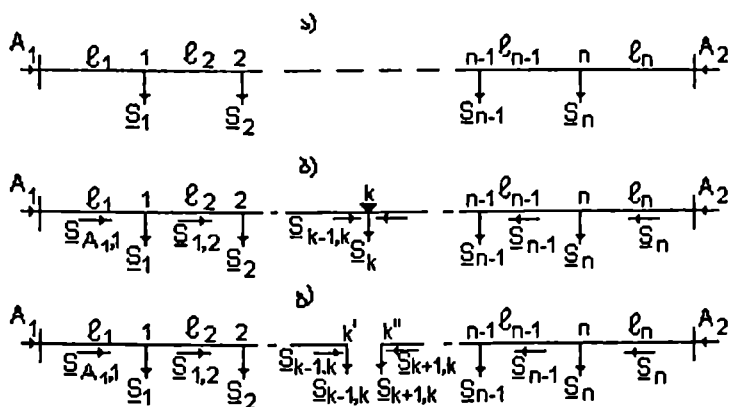
სადაც: S_i — i -ური კვანძის დატვირთვა;

l_{iA_1} — მანძილი i კვანძიდან A_1 კვების ცენტრამდე;

$l_{A_1 A_2}$ — მანძილი კვების ცენტრებს შორის.

ქსელის დანარჩენ უბნებში გამავალ სიმძლავრეს განვსაზღვრავთ კირხჰოფის პირველი კანონის მიხედვით, დავადგენთ დენ-

გამყოფ კვანძს ქსელში (ნახ. 4.14 ბ) და ამ კვანძში ორმხრივი კვების ქსელის გაყოფით მივიღებთ ორ ღია მაგისტრალურ ქსელს (ნახ. 4.14 გ).



ნახ. 4.14 ორმხრივი კვების ქსელი

მიღებულ მაგისტრალურ ქსელებში შესაბამისი მეთოდით განესაზღვრავთ სადენტა განიკვეთებს იმის გათვალისწინებით, რომ ეს მაგისტრალური ქსელები ერთმანეთის ავარიულ რეზერვს წარმოადგენს $K'K''$ ავარიული კავშირით (§ 4.4.5). ამავე პარაგრაფში ჩამოყალიბებული პრინციპით ვიხელმძღვანელებთ იმ შემთხვევაშიც, თუ ორმხრივი კვების ქსელი შეიცავს განშტოებებს.

4.5. სადენებისა და კაბელების შემოწმება დასაშვებ გახურებაზე

სადენებისა და კაბელების გადახურებისგან დაცვა ერთ-ერთი მნიშვნელოვანი სამეურნეო ამოცანაა. სადენტა განიკვეთების შემოწმება დასაშვები გახურების მიხედვით უნდა მოხდეს არა მარტო დაბალი და საშუალო ძაბვის (0,38; 6; 10 კვ) ქსელებში, არამედ 35 კვ და უფრო მაღალი ძაბვის ქსელშიც.

სადენის (კაბელის) დასაშვები ტემპერატურა ეს ის უდიდესი ტემპერატურაა, როცა სადენი (კაბელი) ჯერ კიდევ ინარჩუნებს თავის მექანიკურ და ელექტრულ თვისებებს.

სადენები, ჩვეულებრივ, ზიანდება (გადაიწვება) შეერთების ადგილებში, სადაც დენის გავლისას გამოიყოფა დიდი რაოდენობის სითბო. შეერთების კონტაქტებისა და სადენის იზოლაციის საიმედო მუშაობის უზრუნველყოფის მიზნით დატვირთვის დენით სადენის გახურებისას მისი ტემპერატურა არ უნდა აღემატებოდეს დასაშვებ მნიშვნელობას.

სადენებსა და კაბელებში გამავალი დენით მათში გამოყოფილი სითბოს რაოდენობა ამ სადენებში (კაბელებში) დაკარგული ენერგიის ეკვივალენტურია. ზანგრძლივად გამავალი დენისას სადენის დამყარებული ტემპერატურა შეიძლება დადგენილ იქნას თბური ბალანსის საფუძველზე

$$I^2 R = KS(\theta_{\text{სა}} - \theta_{\text{გარ}}), \quad (4.39)$$

სადაც: I — დატვირთვის დენი, ა;

R — 1 მეტრი სადენის წინაღობა, ომი;

S — ამავე სადენის ცილინდრული ზედაპირის ფართობი (გაცივების ზედაპირი), მ²;

$\theta_{\text{სა}}$ — სადენის ტემპერატურა, °C;

$\theta_{\text{გარ}}$ — გარემოს ტემპერატურა, °C;

K — თბოგაცემის კოეფიციენტი, რომელიც რიცხობრივად სადენის 1 მ² ზედაპირის ფართობიდან 1 წამში გაცემული სითბოს (ჯ) ტოლია, როცა სადენისა და გარემოს ტემპერატურათა სხვაობა 1°C, ჯ/წმ.მ²°C.

როგორც არაიზოლირებული სადენებისთვის, ასევე კაბელებისთვის დადგენილია მაქსიმალური დასაშვები ტემპერატურა, რომელიც ითვალისწინებს მათი თბური მდგრადობის პირობებს. ტემპერატურის ამაღლებით სადენების შეერთების ადგილებში (შემაერთებლებში) იწყება დაჟანგვის პროცესის გააქტიურება და შედეგად იზრდება შეერთების ელექტრული წინაღობა, რაც კიდევ უფრო ზრდის გამოყოფილი სითბოს რაოდენობას. შეერთების ადგილის გადახურებამ შეიძლება გამოიწვიოს სადენის მექანიკური სიმტკიცის

ცის დარღვევა. აღნიშნულის გამო მიღებულია, რომ მუშაობისას სადენის ტემპერატურამ არ გადააჭარბოს $+70^{\circ}\text{C}$ -ს. სწორედ ეს ტემპერატურაა მიღებული გახურების დასაშვებ ტემპერატურად არაიზოლირებული სადენებისთვის (საპაეო ხაზებისთვის). იზოლირებული სადენებისთვის იზოლაციის შენარჩუნების პირობიდან გამომდინარე, გახურების დასაშვებ ტემპერატურად მიღებულია $+65^{\circ}\text{C}$.

სხვადასხვა ძაბვის კაბელებისთვის გახურების დასაშვები ტემპერატურა სხვადასხვაა და იცვლება $(80-50)^{\circ}\text{C}$ ფარგლებში (ცხრ. 4.5)

ცხრილი 4.5 დასაშვები ტემპერატურა კაბელებისთვის, $^{\circ}\text{C}$

ხაზური ძაბვა, კვ	1კვ-მდე	3	6	10	20	35
ტყევისა და ალუმინის გარსის მქონე კაბელები	80	80	65	60	50	50

გახურების დასაშვები ტემპერატურის მიხედვით შეიძლება განვსაზღვროთ არაიზოლირებული სადენებისთვის და კაბელებისთვის ზღვრული დასაშვები დენის მნიშვნელობა. (4.39) გამოსახულებიდან გვაქვს

$$I_{\text{დას.}} = \sqrt{\frac{KS(\theta_{\text{დას.}} - \theta_{\text{გარ.}})}{R}}. \quad (4.40)$$

თუ გავითვალისწინებთ, რომ ერთეულოვანი სიგრძის არაიზოლირებული ერთმავთულიანი სადენის ზედაპირის ფართობი $S=2\pi r_{\text{სად}}$ და აქტიური წინააღობა კი $R = \rho / \pi r^2$, გვაქვს

$$I_{\text{დას.}} = \pi r_{\text{სად}} \sqrt{\frac{2Kr_{\text{სად}}(\theta_{\text{დას.}} - \theta_{\text{გარ.}})}{\rho}}. \quad (3.41)$$

AC მარკის სადენისთვის კი

$$I_{\text{ღას}} = \sqrt{\frac{K \cdot 2\pi r_{\text{საღ}} (\theta_{\text{ღას}} - \theta_{\text{გარ}}) \cdot F}{\rho}} \quad (3.42)$$

ამ გამოსახულებებში: $r_{\text{საღ}}$ - სადენის გარე რადიუსი (მმ); F -მუშა განიკვეთი (მმ^2).

(3.41) და (3.42) გამოსახულებათა ანალიზი გვიჩვენებს, რომ გახურებაზე დასაშვები დენის მნიშვნელობა დამოკიდებულია სადენის კონსტრუქციულ ზომებსა და მასალაზე, გარემოს ტემპერატურაზე და თბოგაცემის კოეფიციენტზე (გაცივების პირობებზე). ამავე პირობებით განისაზღვრება გახურებაზე დასაშვები დენი კაბელებისთვისაც.

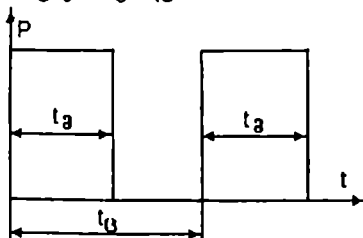
პრაქტიკაში სადენებისა და კაბელების ზღვრული დასაშვები დენების განსაზღვრისთვის სარგებლობენ ცხრილების (დ-5.1 ÷ დ-5.4) მონაცემებით, სადაც შიშველი (არაიზოლირებული) სადენებისთვის და ჰაერში გაკიდებული კაბელებისთვის გარემოს ტემპერატურად მიღებულია $+25^{\circ}\text{C}$, ხოლო მიწაში (ან წყალში) ჩადებული კაბელებისთვის კი $+15^{\circ}\text{C}$. თუ გარემოს ტემპერატურა საანგარიშოგან განსხვავებულია, მაშინ დასაშვები დენის მნიშვნელობის გამოთვლა წარმოებს შემასწორებელი კოეფიციენტების მიხედვით, რომელთა მნიშვნელობები მოცემულია შესაბამის ცხრილში (ცხრილი დ-6)

როცა ტრანშეაში ან საკაბელო არხებში ჩაწყობილია რამდენიმე კაბელი, გაცივების პირობების გაუარესების გამო ერთი კაბელისთვის დასაშვები დენის მნიშვნელობა მცირდება და ამ შემცირების ჯერადობა დამოკიდებულია კაბელების რიცხვზე და მათ შორის მანძილზე. შესაბამისი შემასწორებელი კოეფიციენტების მნიშვნელობები მოცემულია დ-7 ცხრილში.

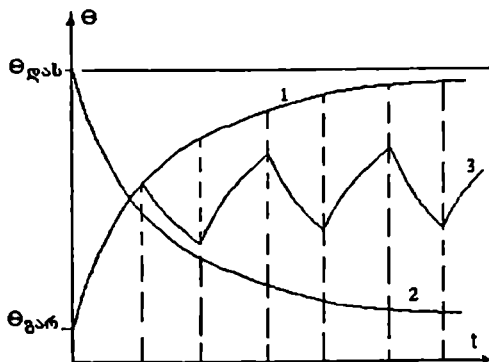
არის შემთხვევები, როცა ელექტრომიმღებთა ნაწილი მუშაობს ხანმოკლე-განმეორებითი დატვირთვის რეჟიმში. ეს რეჟიმი ხასიათდება ხანმოკლე ჩართვა-გამორთვებით (ნახ.4.15).

სადენები (კაბელები), რომელთა საშუალებით ენერგია გადაეცემა აღნიშნულ რეჟიმში მომუშავე ელექტრომიმღებს, მუშაობს გახურება-გაცივების განსხვავებულ პირობებში.

მუშა და არამუშა პერიოდების მონაცვლეობა რიგ შემთხვევაში იძლევა გახურებაზე დასაშვები დენის გაზრდის შესაძლებლობას. ეს დაკავშირებულია მასთან, რომ არამუშა რეჟიმში სადენი ცივდება (ნახ.4.16) და მუშაობის მთელ ციკლში გაცივების პირობები უმჯობესდება.



ნახ. 4.15 ელექტრომიმღების ხანმოკლე - განმეორებითი დატვირთვის გრაფიკი.



ნახ. 4.16 სადენის ტემპერატურის ცვლილების გრაფიკები:

- 1-გახურების მრუდი ხანგრძლივად გამავალი დენისას;
- 2-გახურებული სადენის გაცივების მრუდი დატვირთვის დენის გამორთვის შემდეგ; 3-გახურება-გაცივების მრუდი ხანმოკლე-განმეორებითი დატვირთვის რეჟიმში

„ელექტროდანადგართა მოწყობის წესების“ თანახმად ხანმოკლე-განმეორებითი დატვირთვის რეჟიმში მომუშავე სადენებისთვის (კაბელებისთვის) გახურებაზე დასაშვები დენის გადაანგარიშება წარმოებს მაშინ, თუ მუშაობის მთელი ციკლის ხანგრძლივობა t_c აღემატება ≈ 10 წუთს, ხოლო მუშა პერიოდის ხანგრძლივობა t_g კი არ აღემატება 4 წუთს. გადაანგარიშების საანგარიშო გამოსახულებას, 10 მმ^2 და მეტი განიკვეთის მქონე სპილენძის და 16 მმ^2 და მეტი განიკვეთის მქონე ალუმინის სადენებისთვის, აქვს შემდეგი სახე

$$I_{\text{ლას}}^I = I_{\text{ლას}} \cdot \frac{0,875}{\sqrt{t_g^*}}, \quad (4.43)$$

სადაც: $I_{\text{ლას}}$ - გახურებაზე დასაშვები დენი ხანგრძლივი დატვირთვისას; t_g^* - მუშა პერიოდის ხანგრძლივობის ფარდობითი მნიშვნელობა $t_g^* = t_g/t_c$.

ყოველი კონკრეტული ელექტროგადაცემისთვის ამა თუ იმ მეთოდით შერჩეული სადენის განიკვეთი უნდა შემოწმდეს თერბული მდგრადობის პირობით

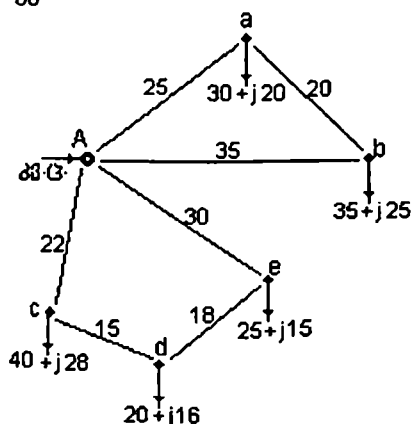
$$I_{\text{ა.ტ.}} \leq I_{\text{ლას}} \quad (4.44)$$

სადაც $I_{\text{ა.ტ.}}$ - სადენში გამავალი მაქსიმალური დენი.

4.6. მე-4 თავის რიცხვითი მაგალითები

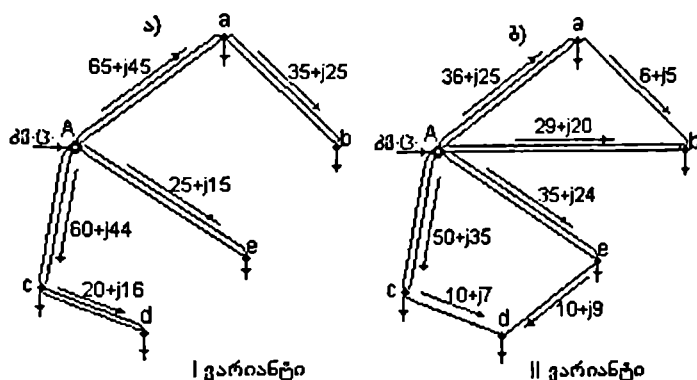
მაგალითი 4.1. ცნობილია მომხმარებელთა პერსპექტიული მაქსიმალური დატვირთვები $P + jQ$ სახით (მგვა) და მათი განლაგების მანძილები (კმ) როგორც ერთმანეთის, ასევე კვების ცენტრის მიმართ (ნახ. 4.17).

შევირჩიოთ ელექტრული ქსელის შეერთების სქემა და უბანთა ნომინალური ძაბვები.



ნახ. 4.17

მომხმარებელთა დატვირთვის რიცხვითი მნიშვნელობები მიგვითითებს მასზე, რომ ამ მომხმარებელთა კვება უნდა განხორციელდეს მაღალი კატეგორიის (I და II) მომხმარებელთა მიერ ქსელისადმი წაყენებული მოთხოვნების შესაბამისად. აღნიშნულის გათვალისწინებით მოვინიშნოთ ქსელის შეერთების სქემის ორი ვარიანტი (ნახ. 4.18 ა,ბ).



ნახ. 4.18

დავადგინოთ სიმძლავრეთა განაწილება და შედეგები დავიტანოთ შესაბამის უბნებზე. ქსელის შეკრულ ნაწილში (II ვარიანტი) სიმძლავრეთა განაწილების დასადგენად განვსაზღვროთ სათავე უბანზე გამავალი სიმძლავრე:

Aab კონტურში

$$S_{Aa} = \frac{(30 + j20) \cdot 55 + (35 + j25) \cdot 35}{80} = 36 + j25 \text{ მგვა};$$

Acde კონტურში

$$S_{Ac} = \frac{(40 + j28) \cdot 63 + (20 + j16) \cdot 48 + (25 + j15) \cdot 30}{85} = 50 + j35 \text{ მგვა}.$$

გამოეთვალეთ ელექტროგადაცემის ძაბვის საორიენტაციო მნიშვნელობა თითოეულ უბანზე (გამოსახულება (4.3)).

I ვარიანტი:

$$U_{Aa} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{2500}{65/2} + \frac{500}{25}}} = 102 \text{ კვ}.$$

ანალოგიურად დანარჩენ უბნებზე:

$$U_{ab} = 77 \text{ კვ}; \quad U_{ac} = 97 \text{ კვ}; \quad U_{ad} = 59 \text{ კვ}; \quad U_{ae} = 68 \text{ კვ};$$

ყველა უბანზე შევირჩიოთ 110 კვ ნომინალური ძაბვა.

II ვარიანტი:

$$U_{ac} = 79 \text{ კვ}; \quad U_{ab} = 48 \text{ კვ}; \quad U_{ab} = 73 \text{ კვ}; \quad U_{ad} = 59 \text{ კვ};$$

$$U_{ac} = 90 \text{ კვ}; \quad U_{ae} = 79 \text{ კვ} \text{ და } U_{ed} = 60 \text{ კვ}.$$

ამ ვარიანტში, ab უბნის გარდა, ყველა უბანზე შევირჩიოთ 110 კვ ნომინალური ძაბვა. ab უბნისთვის კი განვიხილოთ ორი ქვევარიანტი – 35 და 110 კვ. ნომინალურ ძაბვად 35 კვ-ის შერჩევისას a და b ქვესადგურებში საჭირო გახდება სამგრაგნილიანი ტრანსფორმატორების დაყენება. ამრიგად II ვარიანტში ნომინალური ძაბვის შერჩევის პროცესში წარმოიშვა ორი ქვევარიანტი, რომელთაგანაც უკეთესის დადგენა უნდა მოხდეს ტექნიკურ-ეკონომიკური შედარების საფუძველზე.

ჩატარებული გაანგარიშების შედეგები წარმოვადგინოთ ცხრილის სახით.

ცხრილი 4.6

უბანი	I ვარიანტი					II ვარიანტი				
	უბნის დატვირთვა, მგვ	I_{Σ} , კვ	n	U_{Σ} , კვ	U_{Σ} , კვ	უბნის დატვირთვა, მგვ	I_{Σ} , კვ	n	U_{Σ} , კვ	U_{Σ} , კვ
Aa	65+j45	25	2	102	110	36+j25	25	2	79	110
ab	35+j25	20	2	77	110	6+j5	20	1	48	35/110
Ab	-	-	-	-	-	29+j20	35	2	73	110
Ac	60+j44	22	2	97	110	50+j35	22	2	90	110
Ae	25+j15	30	2	68	110	35+j24	30	2	79	110
cd	20+j16	15	2	59	110	10+j7	15	1	59	110
ed	-	-	-	-	-	10+j9	18	1	60	110

მაგალითი 4.2. 4.1 მაგალითში მიღებული ელექტრული ქსელის შეერთების სქემის ვარიანტებში შევირჩიოთ ელექტროგადამცემის ხაზების სადენთა განიკვეთები.

მომხმარებელთა მაქსიმალური დატვირთვის ხანგრძლივობა ავიღოთ $T_{\Sigma, \text{ქ.}} = 4500$ სთ, რომლის დროსაც ფოლად-ალუმინის სა-

დენებისთვის დენის ეკონომიკური სიმკვრივე $\delta_{\Sigma} = 1,1 \text{ ა/მმ}^2$ (ცხრ. 4.4).

განვსაზღვროთ მაქსიმალური დატვირთვის დენი ქსელის თითოეულ უბანზე

I ვარიანტი:

$$I_{\text{აა}} = \frac{\sqrt{65^2 + 45^2 \cdot 10^3}}{\sqrt{3 \cdot 110}} = 415 \text{ ა.}$$

ანალოგიურად დანარჩენ უბნებზე:

$$I_{\text{აბ}} = 226 \text{ ა; } I_{\text{აე}} = 391 \text{ ა; } I_{\text{ად}} = 135 \text{ ა; } I_{\text{აე}} = 153 \text{ ა;}$$

სადენის გამტარი ნაწილის ეკონომიკური განიკვეთი განისაზღვრება (4.21) გამოსახულებით, რომლის შემდეგ შევირჩევთ შესაბამისი მარკის სადენს. ანალოგიურად შევირჩევთ სადენთა განიკვეთებს ქსელის შეერთების სქემის II ვარიანტშიც. გაანგარიშების შედეგები წარმოვადგინოთ 4.7 ცხრილში.

ცხრილი 4.7

ქსელის შეერთების სქემის ვარიანტები	უბანი	ნომინალური ძაბა, კვ	დატვირთვის მაქსიმალური დენი, ა	სადენის ეკონომიკური განიკვეთი, მმ ²	წრფედების რიცხვი და სადენის მარკა
I ვარიანტი	Aa	110	415	377	2xAC-185
	ab	110	226	206	2xAC-95
	Ac	110	391	356	2xAC-185
	Ae	110	153	139	2xAC-70
	cd	110	135	123	2xAC-70
II ვარიანტი	Aa	110	230	209	2xAC-95
	Ab	110	185	168	2xAC-95
	ab	35	129	117	1xAC-120
		110	41	37	1xAC-70
	Ac	110	321	292	2xAC-150
	Ae	110	223	203	2xAC-95
	cd	110	64	58	1xAC-70
	ed	110	71	64	1xAC-70

მაგალითი 4.3. 4.1 მაგალითში განხილული ელექტრული ქსელის კვანძებში შევირჩიოთ მაღაბლებელი ტრანსფორმატორები.

ქსელის შეერთების სქემის I ვარიანტში ყველა ქვესადგურზე მაღალი ნომინალური ძაბვაა 110 კვ (ცხრ. 4.6). ამიტომ ამ ქვესადგურებზე ვირჩევთ ორ ან სამ ორგრაგნილიან ტრანსფორმატორებს. რომელთა ნომინალური სიმძლავრე უნდა დავადგინოთ (4.9) ან (4.10) გამოსახულებათა მიხედვით.

ქვესადგური a :

როცა $n = 2$, მაშინ $S_{\text{გ}} \geq 0,74 \cdot \sqrt{30^2 + 20^2} = 27$ მგვა.

ვირჩევთ (ცხრ. დ-3.2) $2 \times TPDH - 40000/110$;

როცა $n = 3$, მაშინ $S_{\text{გ}} \geq 0,37 \cdot \sqrt{30^2 + 20^2} = 13,3$ მგვა.

ვირჩევთ $3 \times TDH - 16000/110$ (იგივე ცხრილი).

ანალოგიურად შევირჩევთ ტრანსფორმატორებს დანარჩენ ქვესადგურებზე. გაანგარიშების შედეგები შევითანოთ 4.8 ცხრილში.

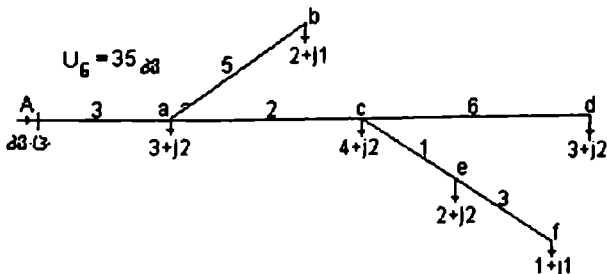
შეერთების სქემის II ვარიანტის მიხედვით ab უბანზე შეიძლება შერჩეულ იქნეს 35 კვ ნომინალური ძაბვა, რაც a და b ქვესადგურებში მოითხოვს სამგრაგნილიან ტრანსფორმატორებს. ამასთან, 4.18 ნახაზის თანახმად, ამ ტრანსფორმატორებში გამავალი მაქსიმალური სიმძლავრე შეადგენს: a ქვესადგურზე $36 + j25$ მგვა (მაღალი ძაბვის გრანგილი) და b ქვესადგურზე $35 + j25$ მგვა (დაბალი ძაბვის გრანგილი). აღნიშნულის გათვალისწინებით ჩატარებული გაანგარიშების შედეგები ნაჩვენებია 4.8 ცხრილში (II ვარიანტისთვის ცხრილში ნაჩვენებია მხოლოდ a და b ქვესადგურებში შერჩეული ტრანსფორმატორები. დანარჩენ ქვესადგურებში შერჩეული ტრანსფორმატორები იგივეა, რაც I ვარიანტში).

ცხრილი 4.8

ქსელის შეერთების სქემის ვარიანტი	ძველადგები	ქვესადგების ნომინალური ძაბვა, კვ	ტრანსფორმატორის უდიდესი დატვირთვა, მგვა	ტრანსფორმატორის ტიპები და ნომინალური ხიმკლავები	
				n=2	n=3
I	a	110/დაბ.	30+j20	TPDH-40000/110	TDH-16000/110
	b	110/დაბ.	35+j25	TPDH-40000/110	TDH-16000/110
	c	110/დაბ.	40+j28	TPDH-40000/110	TPDH-25000/110
	d	110/დაბ.	20+j16	TPDH-25000/110	TDH-10000/110
	e	110/დაბ.	25+j15	TPDH-25000/110	TDH-10000/110
II	a	110/დაბ.	30+j20	TPDH-40000/110	TDH-16000/110
		110/35/დაბ.	36+j25	TDTH-40000/110/35	TDTH-16000/110/35
	b	110/დაბ.	35+j25	TPDH-40000/110	TDH-16000/110
		110/35/დაბ.	35+j25	TDTH-40000/110/35	TDTH-16000/110/35

მაგალითი 4.4. შევიჩიოთ 4.19 ნახაზზე მოცემული ღია ელექტრული ქსელის უბნებზე სადენტა განიკვეთები ძაბვის დასაშვები დანაკარგის მიხედვით.

უბანთა სიგრძეები მოცემულია კილომეტრებში, ხოლო კვანძების დატვირთვა $P + jQ$ მგვა სახით. ქსელის ნომინალური ძაბვა 35 კვ.

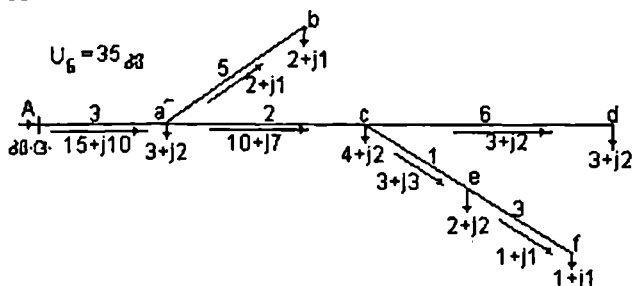


ნახ. 4.19

ქსელში ძაბვის დასაშვები დანაკარგი ავიღოთ 5%-ს ტოლად, მაშინ (გამოსახულება 4.15)

$$\Delta U_{\text{სა.}} = 5 \cdot 35 \cdot 10^{-2} = 1,75 \text{ კვ}$$

გამოვთვალოთ სიმძლავრეთა განაწილება ქსელში და შედეგები ვარგენტო შესაბამის უბნებზე (ნახ. 4.20).



ნახ. 4.20

ქსელის ძირითად მაგისტრალად მივიღოთ $Aacd$ მაგისტრალი და დავადგინოთ ძაბვის დანაკარგი ამ მაგისტრალის რეაქტიულ წინააღობაში, გამოწვეული რეაქტიული დატვირთვებით (გამოსახულება 4.18)

$$\Delta U_x = \frac{x_0}{U_0} \sum_{i=1}^n (Q_i l_i) = \frac{0,4}{35} (10 \cdot 3 + 7 \cdot 2 + 2 \cdot 6) = 0,64 \text{ კვ.}$$

სადენთა განიკვეთების შერჩევა ჩავატაროთ 1. ფერადი ლითონის მინიმალური ზარჯისა და 2. აქტიური სიმძლავრის მინიმალური დანაკარგის პირობით.

პირველ შემთხვევაში (4.33) გამოსახულების თანახმად მაგისტრალის ბოლო უბნის სადენის განიკვეთი იქნება ($\rho = 32$ ომი მმ²/კმ)

$$F_{ac} = \frac{\sqrt{3} \cdot 32 \cdot (\sqrt{15} \cdot 3 + \sqrt{10} \cdot 2 + \sqrt{3} \cdot 6)}{35(1,75 - 0,64)} = 40,4 \text{ მმ}^2.$$

მაგისტრალის დანარჩენ უბნებზე გვაქვს (გამოსახულება (4.32))

$$F_{aa} \geq 40,4 \cdot \sqrt{\frac{15}{3}} = 90 \text{ მმ}^2; \quad F_{ac} \geq 40,4 \cdot \sqrt{\frac{10}{3}} = 74 \text{ მმ}^2.$$

მეორე შემთხვევაში ვსარგებლობთ (4.36) და (4.35) გამოსახულებებით, რისთვისაც წინასწარ დავადგინოთ უბნებში გამავალი დატვირთვის $\cos \varphi$

$$\cos \varphi_{Aa} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \frac{15}{\sqrt{15^2 + 10^2}} = 0,832.$$

ანალოგიურად

$$\cos \varphi_{ac} = 0,819; \cos \varphi_{ab} = 0,894; \cos \varphi_{cd} = 0,832;$$

$$\cos \varphi_{ce} = 0,707; \cos \varphi_{ef} = 0,707.$$

(4.36) გამოსახულების მიხედვით მაგისტრალის ბოლო უბანზე

$$F_{cd} = \frac{32 \cdot 3 \cdot (3 \cdot 0,832 + 2 \cdot 0,819 + 6 \cdot 0,707)}{35(1,75 - 0,64) \cdot 0,707} = 29,3 \text{ მმ}^2.$$

დანარჩენ უბნებზე (გამოსახულება (4.35))

$$F_{Aa} \geq 29,3 \cdot \frac{15 \cdot 0,707}{3 \cdot 0,832} = 124,4 \text{ მმ}^2;$$

$$F_{ac} \geq 29,3 \cdot \frac{10 \cdot 0,707}{3 \cdot 0,819} = 84,3 \text{ მმ}^2.$$

ორივე პირობის გათვალისწინებით შერჩეული განიკვეთები წარმოვადგინოთ 4.9 ცხრილის სახით. გამოვთვალოთ და ამავე ცხრილში ვაჩვენოთ მაგისტრალში ფერადი ლითონის ხარჯი და აქტიური სიმძლავრის დანაკარგები.

ცხრილი 4.9

სადენის განიკვეთის შეჩვენის მეთოდი	სე- გრა- ფი	განიკვეთი, მმ ²		V, მ ³	ΔP , მზმზ
		ხაანტაბიშო	შეჩეული (სტანდარტული)		
ფერადი ლითონის მინიმალური ხარჯი	AB	90	AC-95	0,635	0,40
	BC	74	AC-70		
	CD	40,4	AC-35		
აქტიური სიმძლავრის მინიმალური დანაკარგი	AB	124,4	AC-120	0,700	0,35
	BC	84,3	AC-95		
	CD	29,3	AC-25		

განესაზღვროთ სადენტა განიკვეთები ქსელის განშტოებულ უბნებზე. ამისთვის სინასწარ დავადგინოთ ძაბვის დანაკარგი განშტოების კვანძებამდე:

ფერადი ლითონის მინიმალური ხარჯის პირობისას:

$$\Delta U_{\Lambda a} = \frac{P}{U_{\phi}} \cdot \frac{\rho}{F} \cdot l + \frac{Q}{U_{\phi}} \cdot 0,4 \cdot l = \frac{15}{35} \cdot \frac{32}{95} \cdot 3 + \frac{10}{35} \cdot 0,4 \cdot 3 = 0,776 \text{ კვ};$$

$$\Delta U_{\Lambda c} = 0,776 + \frac{10}{35} \cdot \frac{32}{70} \cdot 2 + \frac{7}{35} \cdot 0,4 \cdot 2 = 1,20 \text{ კვ};$$

აქტიური სიმძლავრის მინიმალური დანაკარგის პირობისას:

$$\Delta U_{\Lambda a} = \frac{15}{35} \cdot \frac{32}{120} \cdot 3 + \frac{10}{35} \cdot 0,4 \cdot 3 = 0,686 \text{ კვ};$$

$$\Delta U_{\Lambda c} = 0,686 + \frac{10}{35} \cdot \frac{32}{95} \cdot 2 + \frac{7}{35} \cdot 0,4 \cdot 2 = 1,038 \text{ კვ};$$

ამრიგად განშტოებებისთვის ძაბვის დასასაშვები დანაკარგი შეადგენს:

ფერადი ლითონის მინიმალური ხარჯის პირობისას:

$$\Delta U_{\text{დას.ab}} = (1,75 - 0,776) = 0,974 \text{ კვ};$$

$$\Delta U_{\text{დას.cd}} = (1,75 - 1,20) = 0,55 \text{ კვ}.$$

აქტიური სიმძლავრის მინიმალური დანაკარგის პირობისას:

$$\Delta U_{\text{დას.ab}} = (1,75 - 0,686) = 1,064 \text{ კვ};$$

$$\Delta U_{\text{დას.cd}} = (1,75 - 1,098) = 0,712 \text{ კვ}.$$

გამოვთვალოთ ΔU_x დანაკარგები განშტოებებში:

$$\Delta U_{x,ab} = \frac{0,4}{35} \cdot 1 \cdot 5 = 0,057 \text{ კვ};$$

$$\Delta U_{x,cd} = \frac{0,4}{35} \cdot (3 \cdot 1 + 1 \cdot 3) = 0,069 \text{ კვ};$$

სადენის განიკვეთი ab უბანზე (გამოსახულება (4.27)):

ფერადი ლითონის მინიმალური ხარჯის პირობისას

$$F_{ab} \geq \frac{32 \cdot 2 \cdot 5}{35 \cdot (0,974 - 0,057)} = 10 \text{ მმ}^2;$$

აქტიური სიმძლავრის მინიმალური დანაკარგის პირობისას:

$$F_{ab} \geq \frac{32 \cdot 2 \cdot 5}{35 \cdot (1,064 - 0,057)} = 9,0 \text{ მმ}^2;$$

სადენტა განიკვეთები *cef* მაგისტრალის უბნებზე:

ფერადი ლითონის მინიმალური ხარჯის პირობისას:

$$F_{\sigma} \geq \frac{\sqrt{1} \cdot 32 (\sqrt{3} \cdot 1 + \sqrt{1} \cdot 3)}{35 \cdot (0,55 - 0,057)} = 8,8 \text{ მმ}^2;$$

$$F_{\alpha} \geq 8,8 \sqrt{\frac{3}{1}} = 15,2 \text{ მმ}^2;$$

აქტიური სიმძლავრის მინიმალური დანაკარგის პირობისას:

$$F_{\sigma} \geq \frac{32 \cdot 1 (3 \cdot 0,707 + 1 \cdot 0,707)}{35 \cdot (0,712 - 0,057) \cdot 0,707} = 5,6 \text{ მმ}^2;$$

$$F_{\alpha} \geq 5,6 \cdot \frac{3 \cdot 0,707}{1 \cdot 0,707} = 16,8 \text{ მმ}^2;$$

როგორც ვხედავთ განშტოების უბნებზე სადენტა განიკვეთი პრაქტიკულად არ აღემატება 16 მმ². 35 კვ ძაბვის ხაზებზე მექანიკური სიმტკიცის თვალსაზრისით მინიმალური განიკვეთია AC-16/2,7 (§ 4.4.1). ამრიგად განშტოების ყველა უბანზე ვირჩევთ აღნიშნული მარკის სადენტს.

თავი 5. ქსელის განვითარების ოპტიმალური ვარიანტის დადგენა და რეჟიმის პარამეტრების რეგულირება

5.1. ქსელის განვითარების ვარიანტთა კაპიტალური ხარჯების შეფასება

ქსელის განვითარების თითოეული ვარიანტისთვის ელექტროგადაცემის ნომინალური ძაბვისა და სადენტა განიკვეთების და ქვესადგურებზე (სადგურებზე) ძალოვანი ტრანსფორმატორების შერჩევის შემდეგ შეგვიძლია შევაფასოთ ქსელის მშენებლობის ხარჯები.

მშენებლობის ხარჯების შეფასება წარმოებს ქსელის ცალკეული ხაზის, ძალოვანი ტრანსფორმატორისა და ქვესადგურის მანაწილებელ მოწყობილობათა უჯრედების (მინაერთის) რაოდენობის მიხედვით. მინაერთის ქვეშ იგულისხმება ამომრთველი, გამთიშველი, დენისა და ძაბვის ტრანსფორმატორები, განმუხტველი და სხვა მოწყობილობა. ვარიანტთა შედარებისას მინაერთების რაოდენობა შეიძლება მივიჩნიოთ ქვესადგურში შემოძავალი ხაზებისა და დადგმული ძალოვანი ტრანსფორმატორების რაოდენობათა ჯამის ტოლად.

ხაზების მშენებლობის ჯამური კაპიტალური ხარჯები (ცხრ. 5.1)

$$K_{\text{ა.ზ}} = \sum_i K_{0,i} l_i, \text{ ლარი} \quad (5.1)$$

სადაც: $K_{0,i}$ — i -ური ხაზის მშენებლობის სვედრითი ღირებულება (ცხრ. დ-8), ლარი/კმ;

l_i — ამ ხაზის სიგრძე, კმ.

ტრანსფორმატორების შეძენისა და მონტაჟის ჯამური კაპიტალური ხარჯები (ცხრ. 5.2)

$$K_{\text{ტ.ზ}} = \sum_j n_j K_{\text{ტ},j}, \text{ ლარი} \quad (5.2)$$

სადაც: n_j — j -ური ტიპის ტრანსფორმატორის რაოდენობა ქსელში;

$K_{ტრ}$ – ამ ტრანსფორმატორის საანგარიშო ღირებულება (ცხრ. დ-10), ლარი.

ცხრილი 5.1 ელექტროგადაცემის ხაზების მშენებლობის ხარჯები

ელექტრო- გადაცემის ხაზის და- სახელება	ხაზის ნომინალური ძაბვა, კვ	წრედების რაოდენო- ბა და სა- დენის მარ- ცა	ხაზის სიგრ- ძე, კმ	ხაზის ხვედრითი ღირებულება, 10 ³ ლარ/კმ	ხაზის აგე- ბის ღირე- ბულება, 10 ³ ლარი
ჯამი					

ცხრილი 5.2 ტრანსფორმატორების შეძენისა და მონტაჟის ხარჯები

ქსელის კვანძის დასახე- ლება	ტრანსფორმა- ტორების (ავტო- ტრანსფორმა- ტორების) რიც- ხე და ტიპი	ერთი ტრანსფორ- მატორის (ავტო- ტრანსფორმატო- რის) ღირებულე- ბა, 10 ³ ლარი	ტრანსფორმა- ტორების (ავ- ტოტრანსფორ- მატორების) ღი- რებულება, 10 ³ ლარი
ჯამი			

ქვესადგურის ღია მანაწილებელი მოწყობილობის მინაერთის (უჯრედის) ჯამური ღირებულება მთელი ქსელისთვის განისაზღვრება ქსელში მაღალი ძაბვის ამომრთველების რაოდენობის მიხედვით (ცხრ. 5.3)

$$K_{\text{ჯრ.ს}} = \sum_{\mu} n_{\mu} K_{\text{ა.}\mu}, \text{ ლარი} \quad (5.3)$$

სადაც: n_μ — μ -ური ტიპის ამომრთველების რაოდენობა ქსელში;
 $K_{\mu\mu}$ — ამ ტიპის ამომრთველის საანგარიშო ღირებულება
 (ცხრ. დ-11), ლარი.

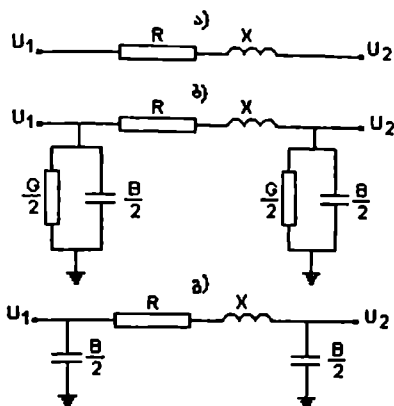
ცხრილი 5.3 მაღალი ძაბვის ღია მანანის მონყობილობის
 მინაერთების მშენებლობისა და მონტაჟის ხარჯები

ქსელის გვანძის დასასე- ლება	გვანძის ნომინალური ძაბვა, კვ	ამომრთველის რაოდენობა და ტიპი	ერთი ამომრ- თველის საან- გარიშო ღირ- ებულება, 10 ³ ლარი	ამომრთვე- ლების საან- გარიშო ღირ- ებულება, 10 ³ ლარი
ჯამი				

5.2. ენერგიის დანაკარგები და ქსელის საექსპლუატაციო ხარჯების შეფასება

ქსელში ელექტრული ენერგიის დანაკარგების დასადგენად უნდა ჩატარდეს ქსელის რეჟიმის პარამეტრების გაანგარიშება, რომელიც წარმოებს ქსელის ჩანაცვლების საანგარიშო სქემის მიხედვით და, ამასთან, საანგარიშო რეჟიმად განიხილება მაქსიმალური დატვირთვის რეჟიმი.

ქსელის ჩანაცვლების საანგარიშო სქემაზე 35 კვ და უფრო დაბალი ძაბვის ელექტროგადამცემის ხაზები შეიძლება წარმოდგენილი იქნეს მხოლოდ აქტიური და რეაქტიული წინაღობების სახით (ნახ. 5.1, ა), ხოლო 110 კვ და უფრო მაღალი ძაბვის ხაზები კი II-სებრი ჩანაცვლების სქემის სახით (ნახ. 5.1, ბ). როცა ხაზზე სადენის განიკვეთი შერჩეულია გვირგვინის მოვლენის თავიდან აცილების პირობით, მაშინ მაღალი ძაბვის ხაზის ჩანაცვლების სქემა აქვს 5.1, გ ნახაზზე ნაჩვენები სახე.



ნახ. 5.1 ელექტროგადაცემის ხაზის ჩანაცვლების სქემები:
 ა) 35 კვ-მდე (ჩათვლით) ძაბვის ხაზი; ბ) 110 კვ და უფრო მაღალი
 ძაბვის ხაზი, როცა $\Delta P_{\text{კვ}} \neq 0$; გ) იგივე, როცა $\Delta P_{\text{კვ}} = 0$.

ელექტროგადაცემის ხაზების ელექტრული პარამეტრები წარმოვადგინოთ ცხრილის სახით (ცხრ. 5.4), სადაც

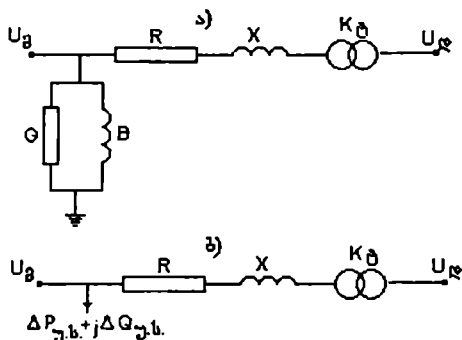
$$R = \frac{1}{n} r_0 l, \quad X = \frac{1}{n} x_0 l \quad \text{და} \quad B = n b_0 l.$$

r_0, x_0 და b_0 აიღება დ-14 ÷ დ-16 ცხრილებიდან.

ცხრილი 5.4 ელექტროგადაცემის ხაზების ელექტრული პარამეტრები

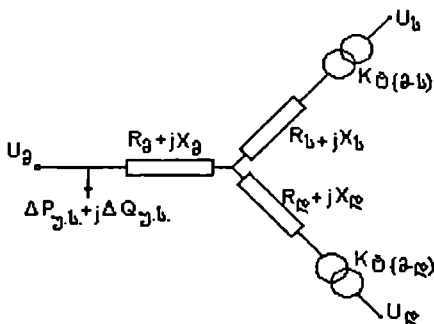
ელექტროგადაცემის ხაზის დასახელება	ხაზის ნომინალური ძაბვა, კვ	წრედების რაოდენობა და სადენის მარცა	ხაზის სიგრძე, კმ	1 კმ ხაზის ელექტრული პარამეტრები			ხაზის ელექტრული პარამეტრები		
				r_0 ომ/კმ	x_0 ომ/კმ	$b_0 \times 10^{-6}$ სიმ/კმ	R	X	$B \times 10^{-6}$ სიმ

ორგრაგნილიანი ტრანსფორმატორების საანგარიშო სქემაზე წამოდგენა ხდება Γ -სებრი ჩანაცვლების სქემის სახით, რომლის გრძივი ნაწილი შეიცავს აქტიურ და რეაქტიულ წინააღობებს, ხოლო განივი ნაწილი აქტიურ და რეაქტიულ გამტარობებს (ნახ. 5.2 ა). განივი გამტარობები შეიძლება შევცვალოთ ტრანსფორმატორის ფოლადში დანაკარგებით (უქმი სვლის დანაკარგები) და, შესაბამისად, ჩანაცვლების საანგარიშო სქემა მიიღებს გამარტივებულ სახეს (ნახ. 5.2, ბ).



ნახ. 5.2 ორგრაგნილიანი ტრანსფორმატორის ჩანაცვლების საანგარიშო სქემა: ა) სრული, ბ) გამარტივებული

ანალოგიურად, შეიძლება განვიხილოთ სამგრაგნილიანი ტრანსფორმატორებისა და ავტოტრანსფორმატორების ჩანაცვლების სქემები (ნახ. 5.3).



ნახ. 5.3 სამგრაგნილიანი ტრანსფორმატორებისა და ავტოტრანსფორმატორების ჩანაცვლების საანგარიშო სქემა

ტრანსფორმატორებისა და ავტოტრანსფორმატორების საანგარიშო ელექტრული პარამეტრები აიღება შესაბამისი ცხრილებიდან (დ-3.1 ÷ დ-3.4).

ცალკეული ელემენტის ჩანაცვლების სქემების საფუძველზე შედგება ქსელის ჩანაცვლების საანგარიშო სქემა, სადაც ნაჩვენები იქნება შტოების (უბნების) და კვანძების შესაბამისი საწყისი ინფორმაცია. კერძოდ, შტოებისთვის – გრძივი წინაღობა და განივი რეაქტიული გამტარობა, ხოლო კვანძებისთვის გენერაცია და დატვირთვა.

ქსელის რეჟიმის პარამეტრების გაანგარიშება შესრულდება კომპიუტერული ტექნიკის გამოყენებით, მისი საანგარიშო პროგრამის საფუძველზე, რისთვისაც წინასწარ სათანადო ფორმით უნდა მომზადდეს ინფორმაცია კვანძებისა და შტოების შესახებ (ცხრ. 5.5 და 5.6).

ცხრილი 5.5 ინფორმაცია კვანძების შესახებ

კვანძის ნომერი N	ნომინალური ძაბვა U_N , კვ	აქტიური გენერაცია P_N , მგვტ	რეაქტიური გენერაცია Q_N , მგვარ	აქტიური დატვირთვა P_N , მგვტ	რეაქტიური დატვირთვა Q_N , მგვარ

ცხრილი 5.6 ინფორმაცია შტოების შესახებ

თავის ნომერი $N_{თ}$	ბოლოს ნომერი $N_{ბ}$	აქტიური წინაღობა R , ომი	რეაქტიური წინაღობა X , ომი	რეაქტიური განივი გამტარობა $B \cdot 10^{-6}$	ტრანსფორმაციის კოეფიციენტი $K_{ტ}$

განგარიშების საფუძველზე მივიღებთ ცალკეული უბნის თავსა და ბოლოში გამავალ სიმძლავრეთა მნიშვნელობებს, კვანძების ძაბვებს (მოდული და ფაზა) და ქსელის ელემენტთა აქტიურ წინააღობებში აქტიური სიმძლავრის დანაკარგებს (ΔP_R).

ტრანსფორმატორების უქმი სვლის დანაკარგების მიხედვით დავადგენთ განივ პარამეტრებში აქტიური სიმძლავრის დანაკარგებს (ΔP_c) და შესაბამისად განვსაზღვრავთ ენერგიის ჯამური დანაკარგებს ქსელში (გამოსახულება (3.19)).

ქსელის ექსპლუატაციის წლიური ხარჯები განისაზღვრება ცალკეული ელემენტების ამორტიზაციის, მიმდინარე რემონტისა და მომსახურების ნორმებისა და ქსელში აქტიური ენერგიის დანაკარგების მიხედვით. (3.26) გამოსახულების თანახმად

$$H = \alpha_{\text{სა.}} K_{\text{სა.}} + \alpha_{\text{ტრ.}} K_{\text{ტრ.}} + \alpha_{\text{ჯრ.}} K_{\text{ჯრ.}} + \Delta \Theta \cdot C, \quad (5.4)$$

სადაც: $\alpha_{\text{სა.}}$, $\alpha_{\text{ტრ.}}$ და $\alpha_{\text{ჯრ.}}$ – ამორტიზაციაზე, მიმდინარე რემონტსა და მომსახურებაზე ხარჯების ნორმა, შესაბამისად, ხაზისთვის, ტრანსფორმატორისთვის და უჯრედისთვის;
 C – დაკარგული ენერგიის ღირებულება, ლარი/კვტსთ;
 $\Delta \Theta$ – ენერგიის ჯამური დანაკარგები ქსელში, კვტ.სთ.

5.3. ვარიანტთა დაყვანილი ხარჯების შეფასება და ოპტიმალური ვარიანტის დადგენა

ქსელის განვითარების ცალკეული ვარიანტის დაყვანილი ხარჯები, მომხმარებელთა კვების საიმედოობის ერთნაირი დონის პირობებში, განისაზღვრება (3.40) გამოსახულების მიხედვით, რომელიც მოცემულ კონკრეტულ შემთხვევაში მიიღებს სახეს

$$3 = E_c (K_{\text{სა.}} + K_{\text{ტრ.}} + K_{\text{ჯრ.}}) + H \quad (5.5)$$

სადაც: E_c განისაზღვრება (3.38) გამოსახულების მიხედვით, $K_{\text{სა.}}$, $K_{\text{ტრ.}}$ და $K_{\text{ჯრ.}}$ – (5.1) ÷ (5.3) გამოსახულებათა მიხედვით და H – (5.4) გამოსახულების მიხედვით.

იმ შემთხვევაში, როცა ვარიანტები მომხმარებელთა კვების საიმედოობის დონის მიხედვით განსხვავდებიან ერთმანეთისაგან, მაშინ, თითოეული ვარიანტისთვის დადგინდება მომხმარებელთან ენერგიის მიწოდების შეწყვეტით გამოწვეული ზარალი (§ 3.5.2) და შემდეგ, ამ ზარალის გათვალისწინებით, მოცემული ვარიანტისთვის შეფასდება დაყვანილი ხარჯები.

ქსელის განვითარების საუკეთესო (ოპტიმალურ) ვარიანტად მიიჩნევა ის ვარიანტი, რომელისთვისაც დაყვანილი ხარჯები იქნება მინიმალური $3 = \min$. ვარიანტების დაყვანილ ხარჯებს შორის 5%-მდე განხვავებისას, ქსელის განვითარების პერსპექტიული თვალსაზრისით ორივე ვარიანტი მიიჩნევა ტოლფასოვან ვარიანტად და მათ შორის უპირატესობას მიანიჭებენ მას, რომელიც ხასიათდება: ელექტროგადაცემის უფრო მაღალი ნომინალური ძაბვით, რაც ხელსაყრელ პირობებს ქმნის ქსელის შემდგომი განვითარების პერსპექტივისთვის; ქსელის ექსპლუატაციის მოხერხებულობით (მოქნილობით); ენერგიის მცირე დანაკარგებით, თუ ქვეყანა განიცდის სიმძლავრისა და ენერგიის დეფიციტს; მცირე კაპიტალური ხარჯებით განვითარებადი ქვეყნების შემთხვევაში; ენერგიის გადაცემის დაბალი თვითღირებულებით და სხვა ფაქტორებით.

5.4. რეჟიმის პარამეტრების ანალიზი და რეგულირება

5.4.1. ზოგადი მიმოხილვა

რეჟიმის პარამეტრების ანალიზისა და მათი ტექნიკურ-ეკონომიკური შეფასების ქვეშ იგულისხმება ქსელის კვანძებში მუშა ძაბვათა დონე, სიმძლავრისა და ენერგიის დანაკარგების სიდიდე როგორც მთლიანად ქსელში, ასევე მის ცალკეულ ელემენტში და დენის სიმკვრივე ელექტროგადაცემის ხაზებში.

ელექტრული სისტემის დამყარებულ რეჟიმებში მომხმარებელთა დატვირთვა ნელა და მდორედ იცვლება და შედეგად, ასევე ნელა და მდორედ იცვლება ძაბვის სიდიდე ქსელის საკანძო წერ-

ტილებში. ქსელში ძაბვის ხარისხს ახასიათებენ მისი გადახრით ნორმალური მნიშვნელობიდან პროცენტებში

$$V_i\% = \frac{U_i - U_{\epsilon}}{U_{\epsilon}} \cdot 100$$

სადაც: U_i - ძაბვა ქსელის i კვანძში, ხოლო U_{ϵ} - ამავე კვანძის ნომინალური ძაბვა.

ელექტრომიმღებთა მუშაობის ეფექტურობის თვალსაზრისით სახელმწიფო სტანდარტით დადგენილია ძაბვის გადახრის ტექნიკურად დასაშვები მნიშვნელობები [5]:

ა) სამრეწველო საწარმოებში და საზოგადოებრივ შენობებში დაყენებული განათების ხელსაწყოთა მომჭერებზე და გარე განათების პროექტორულ განათებებში $(-2,5 \div +5)\%$ -ის ფარგლებში;

ბ) ელექტრული ძრავების, მათი გაშვებისა და მართვის აპარატის მომჭერებზე $(-5 \div +10)\%$ -ის ფარგლებში;

გ) დანარჩენ ელექტრომიმღებების მომჭერებზე $\pm 5\%$ -ის ფარგლებში;

დ) ავარიის შემდგომ რეჟიმში დასაშვებია ძაბვის შემდგომი შემცირება კიდევ 5% -ით.

უნდა აღინიშნოს, რომ დასაშვებ ფარგლებს გარეთ ძაბვის გადახრისას ელექტრომიმღებები აგრძელებენ მუშაობას, მაგრამ ამ დროს წარმოიქმნება მათი მუშაობის არანორმალური პირობები და ადგილი აქვს მუშაობის ეფექტურობის შემცირებას. ამრიგად, ძაბვის გადახრის ტექნიკურად დასაშვები მნიშვნელობები განისაზღვრება მომხმარებელთა მუშაობის ეკონომიკურობით.

პრაქტიკაში ყოველთვის არ ხერხდება ელექტრომიმღებთა მომჭერებზე უზრუნველყოთ ძაბვის სათანადო მნიშვნელობა და ზოგჯერ მცირე ჯგუფის მომხმარებლებს უწევთ ტექნიკურად დასაშვებზე მეტად გადახრილი ძაბვის პირობებში მუშაობა.

ასეთი არანორმალური ძაბვის რეჟიმი სასტიკი მიხედვით დასაშვებია, მაგრამ ამ რეჟიმში ელექტრომომხმარებლის მიერ მოხმარებული ელექტროენერგია არ უნდა აღემატებოდეს საერთოდ მოხმარებული ენერგიის 5% -ს.

ძაბვის ზღვრული გადახრის მნიშვნელობები ნორმირებულია აგრეთვე თვით ელექტროდანადგარებისთვისაც:

ა) ტრანსფორმატორებისა და ავტოტრანსფორმატორების შემყვან მომჭერებზე ძაბვის გადახრა დასაშვებია მათი მუშა მარეგულირებელი გამოყვანის ნომინალური ძაბვის არაუმეტეს 5%-ისა;

ბ) გენერატორებსა და სინქრონულ კომპენსატორებს შეუძლიათ განავითარონ ნომინალური სიმძლავრე ძაბვის ნომინალურისაგან $\pm 5\%$ -ით გადახრის პირობებში. ქონებული სიმძლავრის შემცირებისას დასაშვებია ძაბვის კიდევ უფრო მეტად გადახრა, მაგრამ არაუმეტეს ნომინალურის 10%-ისა;

გ) ელექტრული იზოლაციის ნორმალური მუშაობის პირობების უზრუნველყოფის თვალსაზრისით ნორმირებულია ძაბვის ნომინალურიდან ამაღლების დასაშვები მნიშვნელობები: 20 კვ-მდე ნომინალური ძაბვისას არაუმეტეს 20%-ისა; 35÷220 კვ ძაბვისა 15%-მდე; 330 კვ ძაბვისას 10%-მდე; 500 კვ და მეტი ძაბვისას 5%-მდე.

ძაბვის ხშირი გადახრისას (1%/წმ და მეტი სიჩქარით) განიხილავენ ძაბვის რხევის ცნებას, რომელიც წარმოადგენს ძაბვის უდიდეს და უმცირეს სიდიდეთა შორის სხვაობას პროცენტებში:

$$V_L \% = \frac{U_{\text{კლ}} - U_{\text{პს}}}{U_6} \cdot 100.$$

ძაბვის რხევა უფრო ხშირად გამოწვეულია ელექტრული ძრავების გაშვებით, შემდული აპარატის მუშაობით, წვეის ცვლადი დატვირთვით და ა.შ. ძაბვის რხევა ყველაზე უფრო მეტ გავლენას ახდენს განათების ქსელის ელექტრომიმღებებზე, სადაც ადგილი აქვს ნათურების სინათლის ნაკადის მკვეთრ ცვლილებას, რაც უარყოფითად მოქმედებს ადამიანთა მხედველობით აღქმაზე. ამის გამო ძაბვის რხევა ნორმირდება მხოლოდ განათების დანადგარებისთვის და რადიოხელსაწყოებისთვის, რომელიც განისაზღვრება შემდეგი თანაფარდობით:

$$V_L \% = 1 + \frac{6}{n} = 1 + \frac{\Delta f}{10},$$

სადაც: n – რხევების რიცხვი ერთ საათში; Δf – ერთ საათში ყოველ მომღვენო რხევებს შორის საშუალო ინტერვალი, (წთ).

ელექტრულ ქსელში ძაბვის ცვლილება არასასურველ მოვლენებს იწვევს. კერძოდ, ძაბვის შემცირებისას მცირდება ვარვარების ნათურების სინათლის ნაკადი და, შესაბამისად, მათი მ.ქ.კ., გაზრდისას კი მცირდება მათი სამსახურის ვადა. ასევე, ძაბვის შემცირებისას უარესდება ასინქრონული ძრავების მუშაობის პირობები, მცირდება მ.ქ.კ. და გრაგნილში გამავალი დატვირთვის დენის გაზრდის გამო აღვილი აქვს იზოლაციის დაძველების პროცესის დაჩქარებას. ძაბვის გაზრდისას მნიშვნელოვნად იზრდება ასინქრონული ძრავების დამაგნიტების დენი, რაც ხშირად იწვევს სტატორის გრაგნილის გადატვირთვას. იმავედროულად შეიძლება მნიშვნელოვნად გაიზარდოს ძრავის მიერ მოხმარებული რეაქტიული სიმძლავრე. ძაბვის შემცირებით ელექტროსაცხოვრება დანადგარებში იზრდება ტექნოლოგიური პროცესის ხანგრძლივობა და, შესაბამისად, მცირდება მწარმოებლობა.

ტრანსფორმატორებისთვის უფრო სახიფათოა ძაბვის ამაღლება. ამ დროს მნიშვნელოვნად იზრდება დამაგნიტების დენი, რაც ტრანსფორმატორის დამაგნიტების არაწრფივ უბანზე მუშაობით აიხსნება. შედეგად მაზინჯდება დამაგნიტების დენის მრუდი და წარმოიქმნება მაღალი რიგის ჰარმონიკები, რაც გამოიწვევს გრაგნილის დამატებით გახურებას და აქტიური სიმძლავრის დანაკარგების ზრდას.

სიმძლავრის (ენერგიის) დანაკარგების სიდიდე ელექტრული ქსელის მუშაობის მთავარი ეკონომიკური მაჩვენებელია. მთელ რიგ ენერგოსისტემებში დანაკარგები (10-15)%-ს აღწევს, რომელიც ნომინალური ძაბვების მიხედვით დაახლოებით შემდეგნაირად ნაწილდება:

ნომინალური ძაბვა,	500	330-220	150-110	35-20	10-6	0,4
აპ						
დანაკარგები %	1,0-1,2	2,5÷3,5	3,5-4,5	0,5-1,0	2,5-3,5	0,5-1,5

დანაკარგების ამ სიდიდეთა მიხედვით შესაძლებელია შევაფასოთ მოცემული ძაბვის ქსელის მუშაობის ეფექტურობის დონე.

განსახილველ ქსელში შესაძლებელია სიმძლავრის დანაკარგები დონე მისაღებ ფარგლებში იყოს, მაგრამ მისი ცალკეული უბანი შეიძლება აღმოჩნდეს გადატვირთული ანუ დენის სიმკვრივე განსახილველ უბანში აღემატებოდეს მის ეკონომიკურ მნიშვნელობას. ასეთ უბანზე სადენის შეცვლა უფრო დიდი განიკვეთის მქონე სადენით უნდა დასაბუთდეს ტექნიკურ-ეკონომიკური გაანგარიშების საფუძველზე.

5.4.2. ძაბვის რეგულირების პრინციპები

ელექტრულ ქსელში ძაბვის რეგულირება ენერგოსისტემის მართვის მნიშვნელოვან ამოცანას წარმოადგენს. სიხშირისგან განსხვავებით ძაბვის რეგულირების ამოცანა რთულდება ელექტრული ქსელის სტრუქტურისა და კონფიგურაციის გართულებასთან ერთად.

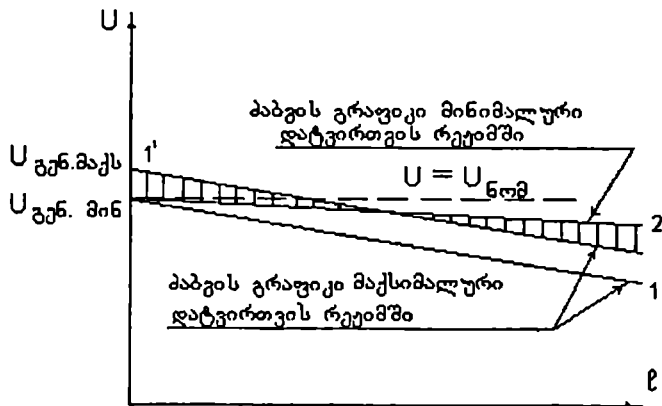
ძაბვის რეგულირების რაციონალური დაგეგმვის მიზნით ქსელის საკონტროლო კვანძებისთვის წინასწარ დადგენილი უნდა იქნეს ძაბვის კვედა და ზედა ზღვრული (დასაშვები) მნიშვნელობები.

სისტემის საკვანძო წერტილებიდან მანაწილებელი ქსელის საშუალებით კვებას ღებულობს მრავალრიცხოვანი მომხმარებლები, რომლებიც ერთმანეთისაგან განსხვავდებიან როგორც ელექტრული დაშორებით კვების ცენტრებიდან, ასევე მოთხოვნილი სიმძლავრითა და დატვირთვის დღელამური გრაფიკებით. მათ ძაბვისადმი სხვადასხვა სახის მოთხოვნები გააჩნიათ.

მაქსიმალური დატვირთვის რეჟიმში ძაბვის დანაკარგი მნიშვნელოვნად მეტია (წირი 1. ნახ. 5.4), ვიდრე მინიმალური დატვირთვის რეჟიმში (წირი 2. ნახ. 5.4). ეს განსხვავება მით მეტია, რაც მეტია მომხმარებლის ელექტრული დაშორება საკვანძო წერტილიდან (კვების ცენტრიდან) და მისი დატვირთვის სიმძლავრე.

აღნიშნულიდან გამომდინარე, ქსელის დატვირთვის ერთი რეჟიმიდან მეორეში გადასვლისას შორეულ მომხმარებლებთან მუშა ძაბვა შეიძლება იცვლებოდეს საკმარისად დიდ ფარგლებში, რაც ქსელისადმი წაყენებული მოთხოვნების შესაბამისად (მომხმარებლის სტაბილური და ეფექტური მუშაობის პირობების უზრუნველყოფა) არა დასაშვებია. ამ მოვლენის თავიდან აცილების მიზნით

მიზანშეწონილია მაქსიმალური დატვირთვის რეჟიმში კვების ცენტრში დავიჭიროთ უფრო ამაღლებული ძაბვა, ვიდრე მინიმალური დატვირთვის რეჟიმში (წირი 1'. ნახ. 5.4). ამ შემთხვევაში მომხმარებელთან ნომინალურიდან ძაბვის გადახრა ნაკლები იქნება და ნაკლები იქნება აგრეთვე ძაბვის ცვლილების დიაპაზონიც (დაშტრიხული ფართი ნახ. 5.4). ძაბვის რეგულირების ამ პრინციპს ძაბვის შემხვედრი რეგულირება ეწოდება. ეს პრინციპი კვების მოცემული ცენტრისთვის ძაბვის ცენტრალიზებული რეგულირების პრინციპს წარმოადგენს.

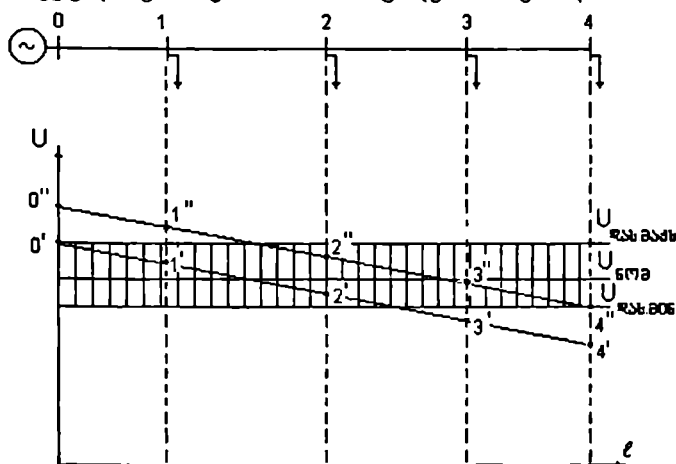


ნახ. 5.4. ძაბვის ცენტრალიზებული შემთხვედრი რეგულირების პრინციპის გრაფიკები

მთელ რიგ შემთხვევაში ძაბვის ცენტრალიზებული შემხვედრი რეგულირების პრინციპი ვერ უზრუნველყოფს მომხმარებელთან ძაბვის დასაშვებ მნიშვნელობებს. მაქსიმალური დატვირთვის რეჟიმში ძაბვა შეიძლება დასაშვებ მნიშვნელობაზე ნაკლები აღმოჩნდეს (წირი 0' 1' 2' 3' 4'. ნახ. 5.5).

თუ ცენტრალიზებული რეგულირების პრინციპის თანახმად კვების ცენტრში მაქსიმალური დატვირთვის რეჟიმში ძაბვას ავამაღლებთ ისე, რომ უშორეს მომხმარებელთან მუშა ძაბვა აკმაყოფილებდეს მისდამი წაყენებულ მოთხოვნებს, მაშინ არ არის გამორიცხული, რომ ელექტრულად ახლო მომხმარებელთან და, განსაკუთრებით, კვების ცენტრში ძაბვა შეიძლება აღმოჩნდეს მაქსიმალურ დასაშვებ მნიშვნელობაზე მეტი (წირი 0" 1" 2" 3" 4". ნახ.

5.5). ეს შემთხვევა მიუთითებს მას, რომ დიდ სისტემებში ძაბვის ცენტრალიზებული რეგულირება პრაქტიკულად შეუძლებელია. ამიტომ ასეთ სისტემებში აუცილებლობას წარმოადგენს გამოვიყენოთ ძაბვის დეცენტრალიზებული რეგულირების პრინციპი, რაც მდგომარეობს მასში, რომ უშუალოდ ელექტროენერგიის მიმღები ქვესადგურების დაბალი ძაბვის სალტებზე (მანაწილებელი ქსელის კვების ცენტრები) ერთმანეთისაგან დამოუკიდებლად ხორციელდება ძაბვის რეგულირება შესაბამისი საშუალებით (მეთოდით).

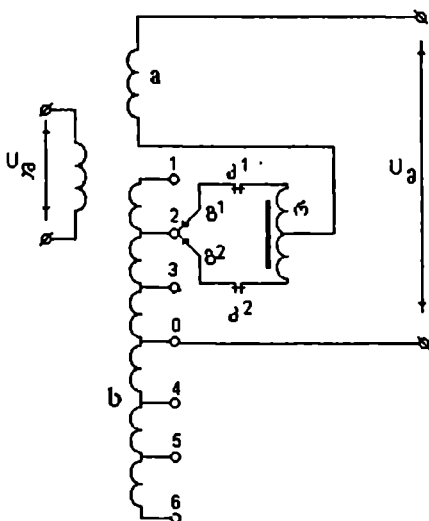


ნახ. 5.5. ძაბვის ცენტრალიზებული რეგულირების პრინციპის შეუთავსებლობის შემთხვევა

5.4.3. ძაბვის რეგულირება მადამლებელი ტრანსფორმატორებით

სამომხმარებლო კვების ცენტრში ძაბვის საჭირო დონის უზრუნველყოფა, სხვა საშუალებებთან ერთად, შეიძლება განხორციელდეს ტრანსფორმატორთა ტრანსფორმაციის კოეფიციენტის შეცვლის გზით, რომელიც ითვალისწინებს ტრანსფორმატორის გრაგნილის მუშა ხვეების რაოდენობის შეცვლას. ამ მიზნით ტრანსფორმატორის მაღალი ძაბვის გრაგნილს ამზადებენ არარეგულირებადი (ა) და რეგულირებადი (ბ) ნაწილებისაგან (ნახ. 5.6). რეგულირებადი ნაწილი განთავსებულია მაღალი ძაბვის გრაგნილის ნეიტრალის მხარეს და მასზე გაკეთებულია რამდენიმე გამოყვანი.

გამომყვანიდან გამომყვანზე გადართვის მექანიზმის კონსტრუქციის მიხედვით გვაქვს ძაბვის რეგულირების ორი პრინციპი. პირველი, როცა გადართვა ხდება ქსელიდან ტრანსფორმატორის ამორთვის პირობით და მეორე, როცა გადართვა ხდება დატვირთული ტრანსფორმატორის პირობებში (დატვირთვის ქვეშ). პირველ შემთხვევაში გვაქვს ПБВ ტრანსფორმატორები, ხოლო მეორე შემთხვევაში – РПН ტრანსფორმატორები. ПБВ ტრანსფორმატორები ძირითადად გამოიყენება ელექტროსადგურებზე და ქალაქისა და სოფლის 6-10 კვ ძაბვის მანაწილებელ ქსელში. მათ გააჩნიათ ძაბვის რეგულირების შედარებით მცირე დიაპაზონი მცირე რაოდენობის საფეხურებით (გამომყვანი) – $\pm 2 \times 2,5\%$, ან $\pm 1 \times 5\%$. РПН ტრანსფორმატორები კი გამოიყენება მაღალი ძაბვის ქვესადგურებზე, რომელთა 10, 35 კვ ძაბვის სალტები წარმოადგენენ ამავე ძაბვის მანაწილებელი ქსელის კვების ცენტრებს. ამ ტრანსფორმატორებს გააჩნიათ შედარებით მდორე რეგულირების დიდი რაოდენობის საფეხური (გამომყვანი) – $\pm 8 \times 1,5\%$, $\pm 9 \times 1,78\%$ ან $\pm 6 \times 2\%$ (ავტოტრანსფორმატორების შემთხვევაში). ყველა ამ ჩანაწერში პირველი რიცხვი მიუთითებს გამომყვანის რაოდენობას, მეორე კი ძაბვის რეგულირების საფეხურს.



ნახ. 5.6. ძაბვის რეგულირების პრინციპი ტრანსფორმატორის შემთხვევაში

ПБВ ტრანსფორმატორზე ხორციელდება ძაბვის სეზონური რეგულირება, ხოლო РПН ტრანსფორმატორებით კი ხორციელდება ძაბვის უწყვეტი რეგულირება წლის ნებისმიერ პერიოდში.

ყოველ ორ მომღევნო გამოძევანს შორის ხვიათა რიცხვი ΔW ერთნაირია და მისი პროცენტული მნიშვნელობა ძირითადი (არარეგულირებადი) გრაგნილის ხვიათა რიცხვის W_g მიმართ წარმოადგენს ძაბვის რეგულირების საფეხურს

$$\alpha\% = \frac{\Delta W}{W_g} \cdot 100.$$

გამომძევანის შევცვლით გრაგნილის მუშა ხვიათა რიცხვი იცვლება $n \cdot \Delta W$ სიდიდით და ტრანსფორმაციის კოეფიციენტი

$$K_\phi = \frac{W_\phi}{W_g + n \Delta W} = \frac{W_\phi}{W_g} \cdot \frac{1}{1 + n \alpha\% \cdot 10^{-2}}$$

ანუ

$$K_\phi = \frac{K_{\phi_0}}{1 + n \alpha\% \cdot 10^{-2}} \quad (5.6)$$

სადაც:

$$K_{\phi_0} = \frac{W_\phi}{W_g} = \frac{U_{\phi_{\text{რ.დ.ბ.}}}}{U_{\phi_{\text{რ.მ.ა.ლ.}}}} \quad (5.7)$$

წარმოადგენს ტრანსფორმატორის ტრანსფორმაციის ნომინალურ კოეფიციენტს; $U_{\text{ტრ.დ.ბ.}}$, $U_{\text{ტრ.მ.ა.ლ.}}$ — ტრანსფორმატორის გრაგნილთა ნომინალური ძაბვა; n — გამოძევანის ნომერი.

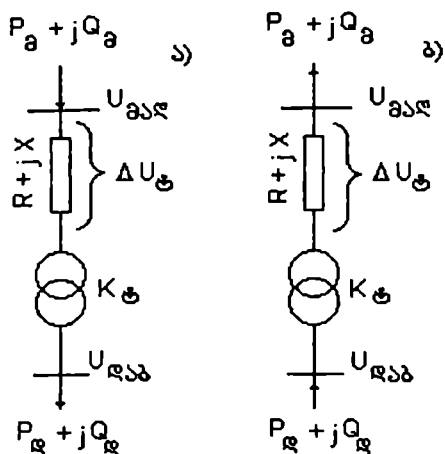
მაშასადამე, ტრანსფორმატორის ტრანსფორმაციის მუშა კოეფიციენტის საანგარიშო გამოსახულებას აქვს სახე

$$K_\phi = \frac{U_{\phi_{\text{რ.დ.ბ.}}}}{U_{\phi_{\text{რ.მ.ა.ლ.}}}} = \frac{U_{\phi_{\text{რ.დ.ბ.}}}}{U_{\phi_{\text{რ.მ.ა.ლ.}}} (1 + n \alpha\% \cdot 10^{-2})} \quad (5.8a)$$

ამ გამოსახულების მიხედვით გამოძევანის ნომერი

$$n = \left(\frac{U_{\phi_{\text{რ.მ.ა.ლ.}}}}{U_{\phi_{\text{რ.დ.ბ.}}}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\alpha\%} \quad (5.8b)$$

ორგრაგნილიანი მადბლბეული ტრანსფორმატორის მუშა ძაბვებს შორის კავშირი ჩაიწერება ფორმულით (ნახ. 5.7, ა)



ნახ. 5.7. ორგრაგნილიანი ტრანსფორმატორის მუშა ძაბვებს შორის კავშირის დადგენისთვის

$$U_{\text{დაბ}} = (U_{\text{აღ}} - \Delta U_{\phi}) \cdot K_{\phi}, \quad (5.9\text{ა})$$

ზოლო სამაღლებელი ტრანსფორმატორის შემთხვევაში (ნახ. 5.7, ბ)

$$U_{\text{აღ}} = \frac{U_{\text{დაბ}}}{K_{\phi}} - \Delta U_{\phi}. \quad (5.9\text{ბ})$$

ორივე გამოსახულებაში

$$\Delta U_{\phi} = \frac{PR + QX}{U_{\text{აღ}}} \quad (5.10)$$

წარმოადგენს ძაბვის დანაკარგს ტრანსფორმატორში.

(5.6)-ის გათვალისწინებით გვაქვს:

მაღაბლებელი ტრანსფორმატორისთვის

$$U_{\text{აღ}} = (U_{\text{აღ}} - \Delta U_{\phi}) \cdot \frac{K_{\phi\text{ფ}}}{1 + n\alpha\% \cdot 10^{-2}}; \quad (5.11)$$

სამაღლებელი ტრანსფორმატორისთვის

$$U_{\text{ზაღ}} = \frac{U_{\text{ზაბ}}(1 + n\alpha\% \cdot 10^{-2})}{K_{\text{გზ}}} - \Delta U_{\text{გ}}. \quad (5.12)$$

ორივე შემთხვევაში $K_{\text{გზ}}$ განისაზღვრება (5.7) ფორმულით.

სამგრაგნილიანი მადებლებელი ტრანსფორმატორის მუშა ძაბვებს შორის კავშირი ჩაიწერება ფორმულით (ნახ. 5.8, ა)

$$U_{\text{ზაბ}} = (U_{\text{ზაღ}} - \Delta U_{\text{გა}} - \Delta U_{\text{გლ}}) \cdot K_{\text{გაღ}} \quad (5.13)$$

და

$$U_{\text{საშ}} = (U_{\text{ზაღ}} - \Delta U_{\text{გა}} - \Delta U_{\text{გს}}) \cdot K_{\text{გს}}, \quad (5.14)$$

ხოლო სამაღლებელი ტრანსფორმატორის შემთხვევაში (ნახ. 7.21, ბ).

$$U_{\text{ზაღ}} = \frac{U_{\text{ზაბ}}}{K_{\text{გაღ}}} - \Delta U_{\text{გლ}} - \Delta U_{\text{გა}} \quad (5.15)$$

და

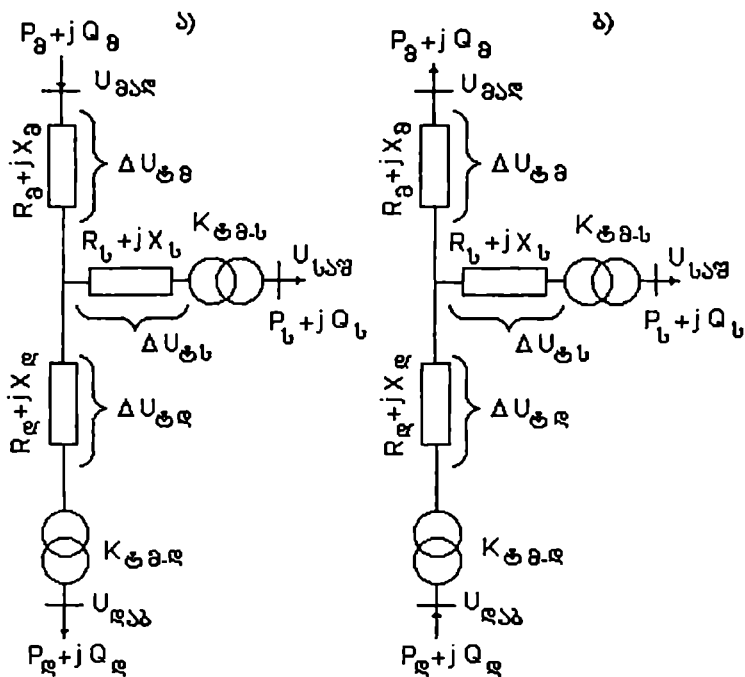
$$U_{\text{საშ}} = \left(\frac{U_{\text{ზაბ}}}{K_{\text{გაღ}}} - \Delta U_{\text{გლ}} - \Delta U_{\text{გს}} \right) \cdot K_{\text{გს}}. \quad (5.16)$$

აქ $\Delta U_{\text{გა}}$, $\Delta U_{\text{გს}}$ და $\Delta U_{\text{გლ}}$ — ძაბვის დანაკარგი ტრანსფორმატორის მაღალი, საშუალო და დაბალი ძაბვის გრაგნილში, რომლებიც იანგარიშება (5.10) ფორმულის ანალოგიურად.

(5.13 ÷ 5.16) გამოსახულებებში:

$$K_{\text{გაღ}} = \frac{U_{\text{გლ}}}{U_{\text{გა}}(1 + n\alpha\% \cdot 10^{-2})};$$

$$K_{\text{გს}} = \frac{U_{\text{გს}}}{U_{\text{გა}}(1 + n\alpha\% \cdot 10^{-2})}.$$



ნახ. 5. 8. სამგრაგნილიანი ტრანსფორმატორის მუშა
 დაბევის შორის კავშირის დადგენისთვის

5.4.4. დაბვის რეგულირება ავტოტრანსფორმატორებით

ავტოტრანსფორმატორებზე დაბვის რეგულირების მოწყობილობა შეიძლება ჩაშენებული იქნეს მაღალი დაბვის გრაგნილის ნეიტრალში (ნახ. 5.9, ა) ან საშუალო დაბვის ფაზურ მხარეს (ნახ. 5.9, ბ) $\pm 12\%$ დაბვის რეგულირების დიაპაზონით. ამასთან ნეიტრალში ჩაშენებული მოწყობილობის დაბვის რეგულირების საფეხურია $1,5\%$ ($\pm 8 \times 1,5\%$), ხოლო საშუალო დაბვის ფაზურ მხარეს ჩაშენებული მოწყობილობისა კი 2% ($\pm 6 \times 2\%$).

5.9, ა სქემის შემთხვევაში ტრანსფორმაციის კოეფიციენტები განისაზღვრება ფორმულებით:

$$K_{\delta\alpha\kappa} = \frac{K_{\delta\alpha\kappa\kappa} + n\alpha\% \cdot 10^{-2}}{1 + n\alpha\% \cdot 10^{-2}}; \quad (5.17)$$

$$K_{\delta\alpha\kappa} = \frac{k_{\delta\alpha\kappa\kappa}}{1 + n\alpha\% \cdot 10^{-2}}; \quad (5.18)$$

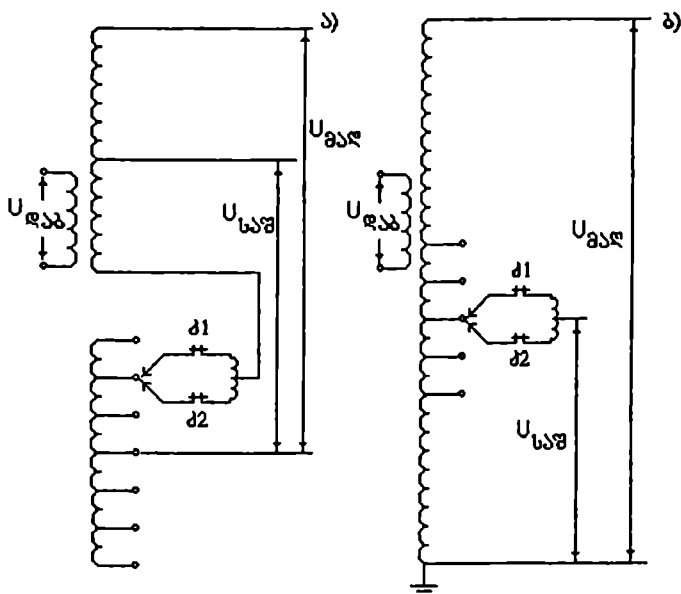
$$K_{\delta\kappa\kappa} = \frac{K_{\delta\alpha\kappa\kappa}}{K_{\delta\alpha\kappa\kappa} + n\alpha\% \cdot 10^{-2}}. \quad (5.19)$$

5.9, ბ სქემის შემთხვევაში

$$K_{\delta\alpha\kappa} = K_{\delta\alpha\kappa\kappa} + n\alpha\% \cdot 10^{-2}; \quad (5.20)$$

$$K_{\delta\alpha\kappa} = K_{\delta\alpha\kappa\kappa} = const; \quad (5.21)$$

$$K_{\delta\kappa\kappa} = \frac{K_{\delta\alpha\kappa\kappa}}{K_{\delta\alpha\kappa\kappa} + n\alpha \cdot 10^{-2}}. \quad (5.22)$$



ნახ. 5.9. ავტოტრანსფორმატორებში ძაბვის რეგულირების
РПН მონყობილობის შეერთების ელექტრული სქემა.
მონყობილობა ჩაშენებულია: ა) მაღალი ძაბვის გრადნილის
ნეიტრალში; ბ) საშუალო ძაბვის ფაზურ მხარეს.

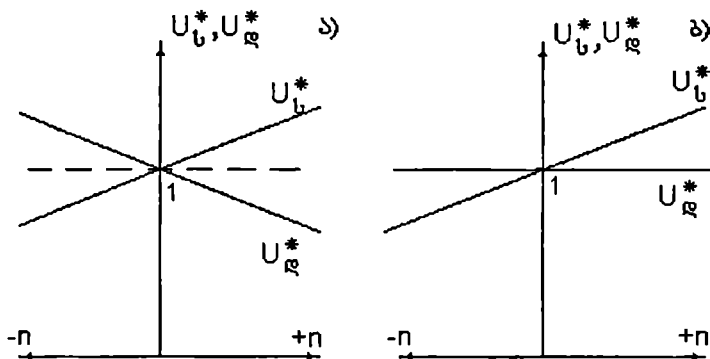
ამ გამოსახულებათა ანალიზის საფუძველზე ვასკვნით:

1. როცა ავტოტრანსფორმატორი მუშაობს მადაბლებელ რეჟიმში (ენერგია მაღალ ძაბვის მხრიდან გადაეცემა საშუალო და დაბალი ძაბვის მხარეს):

ა) გამომყვანების მაღალი ძაბვის გრაგნილის ნეიტრალში განთავსებისას საშუალო და დაბალი ძაბვის მხარეს ძაბვების რეგულირება არათანხვედრილია. კერძოდ, $n > 0$ შემთხვევაში ადგილი აქვს საშუალო ძაბვის ამალლებას და დაბალი ძაბვის შემცირებას, ხოლო $n < 0$ შემთხვევაში კი პირიქით (ნახ. 5.10, ა).

ბ) გამომყვანების საშუალო ძაბვის ფაზურ მხარეს განთავსებისას ძაბვა დაბალი ძაბვის მხარეს უცვლელი რჩება (ნახ. 5.10, ბ).

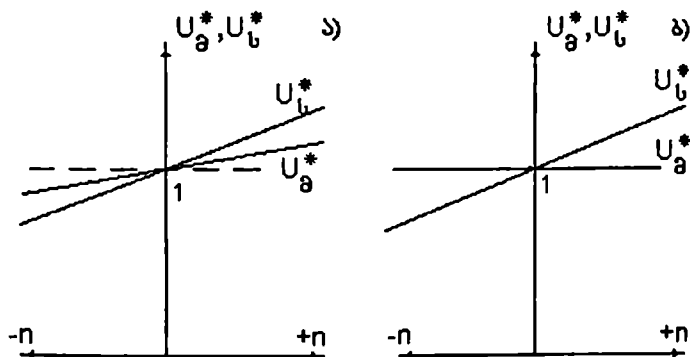
2. როცა ავტოტრანსფორმატორი მუშაობს სამაღლებელ რეჟიმში (ენერგია დაბალი ძაბვის მხრიდან გადაეცემა საშუალო და მაღალი ძაბვის მხარეს):



ნახ. 5.10. ძაბვის რეგულირება მადაბლებელი ავტოტრანსფორმატორის გამომყვანის შეცვლით. გამომყვანი ჩაშენებულია: ა) მაღალი ძაბვის გრაგნილის ნეიტრალში; ბ) საშუალო ძაბვის ფაზურ მხარეს

ა) გამომყვანების მაღალი ძაბვის გრაგნილის ნეიტრალში განთავსებისას მაღალი და საშუალო ძაბვის მხარეს ძაბვების რეგულირება თანხვედრილია (ნახ. 5.11, ა);

ბ) გამომყვანების საშუალო ძაბვის ფაზურ მხარეს განთავსებისას მაღალი ძაბვა უცვლელი რჩება (ნახ. 5.11, ბ).



ნახ. 5.11. ძაბვის რეგულირება სამაღლებელი ავტოტრანსფორმატორის გამოყვანის შეცვლით. გამომყვანი ჩაშენებულია: ა) მალალი ძაბვის გრაგნილის ნეიტრალში; ბ) საშუალო ძაბვის ფაზურ მხარეს

ზემოთ ჩატარებული ანალიზი გვიჩვენებს, რომ თუ ავტოტრანსფორმატორი განკუთვნილია მაღალბუნებელ რეჟიმში სამუშაოდ, მაშინ მიზანშეწონილია ძაბვის რეგულირების მოწყობილობა ჩაშენებული იქნეს საშუალო გრაგნილის ფაზურ მხარეს (ნახ. 5.9, ბ), ხოლო თუ ავტოტრანსფორმატორი განკუთვნილია სამაღლებელ რეჟიმში სამუშაოდ, მაშინ ძაბვის რეგულირების მოწყობილობა უფრო მიზანშეწონილია ჩაშენებული იქნეს მაღალი ძაბვის გრაგნილის ნეიტრალში (ნახ. 5.9, ა).

მომხმარებლის მუშაობის სხვადასხვა რეჟიმში ძაბვის დანაკარგი ტრანსფორმატორში სხვადასხვაა. პიკური დატვირთვებისას მაქსიმალურია, ხოლო ღამის საათებში მინიმალური. აქედან გამომდინარე დღეღამის ინტერვალში აუცილებელი ხდება გამომყვანის სათანადო შეცვლა, რათა მოცემულ რეჟიმში ქვესადგურის შესაბამის სალტზე უზრუნველყოთ ძაბვის საჭირო დონე.

5.4.5. ქსელში ელექტრული ენერგიის დანაკარგების დონე და მისი რეგულირება

ელექტურულ ქსელში დანაკარგების დონე და მისგან გამომდინარე ქსელის მუშაობის მარგი ქმედების კოეფიციენტი შეიძლება განისაზღვროს როგორც დატვირთვის სიმძლავრის, ასევე მოხმარებული ენერგიის მიხედვით. ამასთან, სიმძლავრის მიხედვით განსაზღვრული მაჩვენებელი ახასიათებს ქსელის მუშაობის ეფექტურობას დროის მოცემულ მომენტში, ხოლო მოხმარებული ენერგიის მიხედვით განსაზღვრული მაჩვენებელი კი იმავე ეფექტურობას დროის საანგარიშო პერიოდში (დღე-ღამე, თვე, წელი).

ელექტროენერგიის ჯამური დანაკარგები პროცენტებში განისაზღვრება ქსელში გაცემული ენერგიის მიმართ

$$\Delta\vartheta\% = \frac{\Delta\vartheta}{\vartheta_{\text{გაქ.}}} \cdot 100 = \frac{\Delta\vartheta \cdot 100}{\vartheta_{\text{მოხ.}} + \Delta\vartheta}. \quad (5.23)$$

სადაც: $\Delta\vartheta$ – ენერგიის ჯამური დანაკარგები ქსელში წლის განმავლობაში;

$\vartheta_{\text{მოხ.}}$ – მომხმარებელთან მიწოდებული ელექტროენერგია იმავე პერიოდში

$$\vartheta_{\text{მოხ.}} = \sum_{i=1}^n (P_{i, \text{აქს.}} T_{i, \text{აქს.}}). \quad (5.24)$$

ელექტრული ქსელის მუშაობის მარგი ქმედების კოეფიციენტი

$$\eta\% = \frac{\vartheta_{\text{მოხ.}} \cdot 100}{\vartheta_{\text{მოხ.}} + \Delta\vartheta} = 100 - \Delta\vartheta\%. \quad (5.25)$$

იმ შემთხვევაში, როცა ქსელში ენერგიის დანაკარგების დონე მაღალია, აუცილებლობიდან გამომდინარე, საჭიროა გატარდეს მისი შემცირების ტექნიკური ან ორგანიზაციული ღონისძიებები.

ტექნიკურ ღონისძიებებს შორის შეიძლება გამოვყოთ რეაქტიული დატვირთვის კომპენსაცია სამომხმარებლო კვანძებში შესაბამისი მაკომპენსირებელი დანადგარების დაყენების გზით, რომელთა სიმძლავრე და განთავსების ადგილი დადგენილი უნდა იქნეს ტექნიკურ-ეკონომიკური გაანგარიშების გზით. ამ ამოცანის მკაცრი

მათემატიკური დასმა და ამოხსნა მრავალ სირთულესთანაა დაკავშირებული და ქსელის პერსპექტიული განვითარების პროექტირებისას არ განიხილავენ.

შეფასების თვალსაზრისით აღნიშნული ამოცანის დასმა და ამოხსნა უფრო მოხერხებულია ეკვივალენტობის პრინციპით. ამ პრინციპის მიხედვით ეკვივალენტური ქსელისთვის ჩაწერენ სიმძლავრის დანაკარგების საანგარიშო გამოსახულებებს რეაქტიული დატვირთვის კომპენსაციამდე და კომპენსაციის შემდეგ

$$\Delta P_R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R. \quad (5.26)$$

და

$$\Delta P'_R = \frac{P^2 + (Q - Q_s)^2}{U_s^2} R. \quad (5.27)$$

სადაც: $\Delta R_R, \Delta R'_R$ – სიმძლავრის დანაკარგები ქსელის ელემენტების გრძივ წინაღობებში რეაქტიული დატვირთვის კომპენსაციამდე და კომპენსაციის შემდეგ, შესაბამისად;

R – ქსელის ეკვივალენტური აქტიური წინაღობა;

U_s – ქსელის ბაზისური ძაბვა;

P, Q – ქსელის ჯამური აქტიური და რეაქტიული დატვირთვა;

Q_s – მაკომპენსირებელი დანადგარის სიმძლავრე.

(5.26) და (5.27) გამოსახულებათა შედარებიდან ვღებულობთ

$$\Delta P'_R = \frac{P^2 + (Q - Q_s)^2}{P^2 + Q^2} \Delta P_R. \quad (5.28)$$

რეაქტიული დატვირთვის მაკომპენსირებელი დანადგარის დაყენება მოითხოვს გარკვეული მოცულობის კაპიტალურ ხარჯებს და, შესაბამისად, დასმულ ამოცანაში მიზნის ფუნქციას ექნება სახე [32]

$$3 = (E_s + \alpha_s) k_{0,s} Q_s + \Delta P_s \% \cdot Q_s T_0 C \cdot 10^{-2} + \frac{P^2 + (Q - Q_s)^2}{P^2 + Q^2} \Delta P_R \tau C$$

სადაც: $k_{0,j}$ — მაკომპენსირებელი დანადგარის ზვედრითი ღირებულება, ლარი/მგვარ;

α_j — ამ დანადგარებისთვის ფარდობითი ხარჯები ამორტიზაციაზე, მიმდინარე რემონტსა და მომსახურებაზე;

$\Delta P_j \%$ — აქტიური სიმძლავრის დანაკარგები დანადგარში;

T_0 — დანადგარის ჩართული მდგომარეობის ხანგრძლივობა, სთ/წელი.

τ — კარგების დრო, სთ;

C — ენერგიის ტარიფი, ლარი/მგვტსთ.

მაკომპენსირებელი დანადგარის ოპტიმალური სიმძლავრის დასადგენად განვიხილოთ განტოლება $\frac{\partial \beta}{\partial Q_j} = 0$, საიდანაც ვღებულობთ

$$Q_j = Q - \frac{a(P^2 + Q^2)}{\Delta P_R}, \quad (5.29)$$

სადაც

$$a = \frac{(E_6 + \alpha_j)k_{0,j} + \Delta P_j \% \cdot T_0 \cdot C \cdot 10^{-2}}{2\tau C}. \quad (5.30)$$

თუ მივიღეთ, რომ $Q_j < 0$, მაშინ განსახილველ ქსელში მაკომპენსირებელი დანადგარის დაყენება ეკონომიკურად მიზანშეწონილი არ არის.

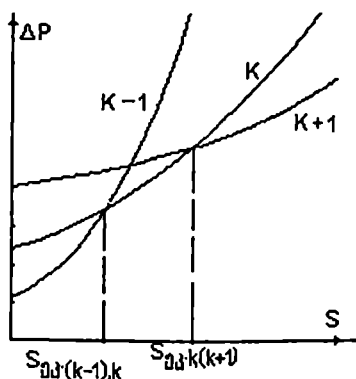
იმ შემთხვევაში, როცა $Q_j > 0$, მაშინ ის უნდა გადანაწილდეს დატვირთვის კვანძებს შორის. ეს გადანაწილება ღია ქსელში მარტივია. კერძოდ, პირველ რიგში, რეაქტიული დატვირთვის მაკომპენსირებელ დანადგარს დავაყენებთ ელექტრულად უშორეს კვანძებში (მაგისტრალური ქსელის ბოლოში) მათი დატვირთვებისა და ელექტრული დაშორების პროპორციულად. ამასთან, დაყენებული მაკომპენსირებელი დანადგარის სიმძლავრე არ უნდა აღემატებოდეს მოცემული კვანძის რეაქტიულ დატვირთვას. თუ ოპტიმალური კომპენსაციის ჯამური სიდიდე აღემატება აღნიშნული კვანძების ჯამურ რეაქტიულ დატვირთვას, მაშინ ამ კვანძებში ხდება

რეაქტიული დატვირთვის სრული კომპენსაცია, რომლის შემდეგ Q_c -ს დარჩენილი ნაწილი გადანაწილდება ბოლოდან მომდევნო კვანძებში იმავე პრინციპით.

შეკრული ქსელის კვანძებს შორის ჯამური Q_c -ს გადანაწილებისას ვსარგებლობთ ელექტრულად უშორესი კვანძების პრინციპით. ამ კვანძების რიცხვს შეიძლება მივაკუთვნოთ შეკრული ქსელის დენგამყოფი კვანძიც.

ქსელში ენერგიის (სიმძლავრის) დანაკარგების შემცირების ერთ-ერთ ორგანიზაციულ ღონისძიებას წარმოადგენს პარალელურად ჩართული ტრანსფორმატორების ოპტიმალური რიცხვის შერჩევა.

ტრანსფორმატორის უქმი სვლის დანაკარგები (დანაკარგები ფოლადში) მის მომჭერებზე არსებულ მუშა ძაბვაზე დამოკიდებული და, პრაქტიკულად, თითქმის მუდმივი სიდიდეა, ხოლო დანაკარგები სპილენძში ტრანსფორმატორის დატვირთვის კვადრატულ-პროპორციულია. აქედან გამომდინარე, პარალელურად მომუშავე K რაოდენობის ტრანსფორმატორებში აქტიური სიმძლავრის ჯამური დანაკარგები, ქვესადგურის მოცემული S დატვირთვისას, შეიძლება უფრო მეტი აღმოჩნდეს, ვიდრე $K+1$ რაოდენობის ტრანსფორმატორებში, ან პირიქით (ნახ. 5.12).



ნახ. 5.12 დანაკარგებში ტრანსფორმატორებში მათი დატვირთვისა და რაოდენობასთან დამოკიდებულებაში

როგორც ნახაზიდან ჩანს, როცა ქვესადგურის დატვირთვა იცვლება $S_{\mathfrak{A}(K+1),K} \div S_{\mathfrak{A}K,(K+1)}$ ფარგლებში, მაშინ ქვესადგურში დანაკარგები მინიმალურია თუ პარალელურ მუშაობაში ჩართული იქნება K რაოდენობის ტრანსფორმატორი.

$S_{\mathfrak{A}(K-1),K}$ დატვირთვისას $\Delta P_{K-1} = \Delta P_K$ ანუ

$$(K-1) \cdot \Delta P_{\mathfrak{A}K} + \frac{1}{K-1} \cdot \Delta P_{\mathfrak{A}K} \cdot \left(\frac{S_{\mathfrak{A}(K-1),K}}{S_6} \right)^2 = K \cdot \Delta P_{\mathfrak{A}K} + \frac{1}{K} \cdot \Delta P_{\mathfrak{A}K} \cdot \left(\frac{S_{\mathfrak{A}(K-1),K}}{S_6} \right)^2$$

ამ გამოსახულებიდან

$$S_{\mathfrak{A}(K-1),K} = S_6 \sqrt{(K-1) \cdot K \frac{\Delta P_{\mathfrak{A}K}}{\Delta P_{\mathfrak{A}K}}} \quad (5.31)$$

ანალოგიურად

$$S_{\mathfrak{A}K,(K+1)} = S_6 \sqrt{K \cdot (K+1) \frac{\Delta P_{\mathfrak{A}K}}{\Delta P_{\mathfrak{A}K}}} \quad (5.32)$$

ამრიგად, (5.31) და (5.32) გამოსახულებათა დახმარებით შეგვიძლია დავადგინოთ ქვესადგურის დატვირთვის ის ოპტიმალური ინტერვალი, რომლის დროსაც დანაკარგების შემცირების თვალსაზრისით მიზანშეწონილია პარალელურ მუშაობაში ჩართულ იქნას K რაოდენობის ტრანსფორმატორი.

5.5. მე-5 თავის რიცხვითი მაგალითები

მაგალითი 5.1. შევასრულოთ 4.3 მაგალითში შერჩეული ორ და სამტრანსფორმატორიანი ქვესადგურების ტექნიკურ-ეკონომიკური შედარება.

ქვესადგური *a*. განვიხილოთ შემთხვევა, როცა ქვესადგურზე შერჩეულია ორგრაგნილიანი ტრანსფორმატორები (ცხრ. 4.8., I ვარიანტი). დატვირთვის მიხედვით რეკომენდირებულია ქვესადგურზე დადგმული იქნეს $2 \times TPDH - 40000/110$ ან $3 \times TDH - 16000/110$ ტრანსფორმატორი.

ამ ტრანსფორმატორთა ტექნიკურ-ეკონომიკური პარამეტრებია (ცხრ. დ-3.2 და დ-10):

ტრ-რი	S_{ϵ} , მგვა	U_{ϵ} , კვ	$\Delta P_{\Sigma\epsilon}$, კვტ	$\Delta P_{\Sigma\delta}$, კვტ	$K \cdot 10^3$, ლარი
$TPDH - 40000/110$	40	115/10,5	36	172	510
$TDH - 16000/110$	16	115/11	19	85	301

$T_{\text{აჟა}} = 4500$ სთ (მაგალითი 4.2) მიხედვით გამოვთვალოთ აქტიური სიმძლავრის დანაკარგების დრო (გამოსახულება 3.11)

$$\tau = (0,124 + 4500 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 2886 \text{ სთ/წელი.}$$

(3.14) გამოსახულების მიხედვით გამოვთვალოთ აქტიური ენერგიის დანაკარგები ტრანსფორმატორებში:

$$\Delta \Xi(n=2) = \left[2 \cdot 36 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 172 \cdot \left(\frac{30^2 + 20^2}{40^2} \right) \cdot 2886 \right] = 832379 \text{ კვტსთ,}$$

$$\Delta \Xi(n=3) = \left[3 \cdot 19 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 85 \cdot \left(\frac{30^2 + 20^2}{16^2} \right) \cdot 2886 \right] = 914558 \text{ კვტსთ.}$$

მივიღოთ, რომ კაპიტალური ხარჯების გამოსყიდვის ეფექტურობის კოეფიციენტი $E_{\epsilon} = 0,15$, ხოლო ამორტიზაციის, მიმდინარე რემონტისა და მომსახურების ხარჯები $\alpha = 0,08$. ამასთან გავითვალისწინოთ, რომ ყოველი ტრანსფორმატორის წრედში დგას მაღალი ძაბვის ზეთიანი ამომრთველი, რომლის საანგარიშო ღირებულებაა 37000 ლარი (ცხრ. დ-11). დაკარგული ენერგიის

ღირებულება ავიღოთ $C=10$ თეთრი/კვტსთ. მაშინ (3.40) გამო-
სახულების მიხედვით გვაქვს:

$$3(n=2)=(0,15+0,008)\cdot 2\cdot 510\cdot 10^3+(0,15+0,008)\cdot 2\cdot 37\cdot 10^3 + \\ +832379\cdot 10\cdot 10^{-2}=334858\text{ლარი/წელი}$$

$$3(n=3)=(0,15+0,008)\cdot 3\cdot 301\cdot 10^3+(0,15+0,008)\cdot 3\cdot 37\cdot 10^3 + \\ +914558\cdot 10\cdot 10^{-2}=324676\text{ლარი/წელი}$$

რადგანაც $3(n=3)<3(n=2)$, a კვანძში ვირჩევთ სამ-
ტრანსფორმატორიან ქვესადგურს (ორგრაგნილიანი ტრანსფორმა-
ტორების შემთხვევაში).

განვიხილოთ შემთხვევა, როცა ქვესადგურზე გვაქვს სამ-
გრაგნილიანი ტრანსფორმატორები 110/35/10 კვ ძაბვით (ცხრ. 4.8,
II ვარიანტი). ამ ქვევარიანტში რეკომენდირებულია
 $2\times T\mathcal{D}TH-40000/110/35$ ან $3\times T\mathcal{D}TH-16000/110/35$
ტრანსფორმატორები. ამ ტრანსფორმატორების ტექნიკურ-ეკონომი-
კური პარამეტრებია:

ტრანსფორმატორი	S_{Σ} , მვა	U_{Σ} , კვ	ΔP_{Σ} , კვტ	R_{Σ} , ომი	$R_{\Sigma a}$, კვტ	$R_{\Sigma b}$, კვტ	$K\cdot 10^3$ ლარი
$T\mathcal{D}TH-40000/110/35$	40	110/35/10	50	0,95	0,95	0,95	560
$T\mathcal{D}TH-16000/110/35$	16	110/35/10	26	2,7	2,7	2,7	383

ტრანსფორმატორებში აქტიური ენერგიის დანაკარგები გამოვ-
თვალოთ (3.16) გამოსახულების მიხედვით

$$\Delta \mathcal{E}(n=2)=2\cdot 50\cdot 8760+\frac{1}{2}\cdot \frac{0,95}{115^2}\cdot$$

$$\cdot [(36^2+25^2)+(6^2+5^2)+(30^2+20^2)]\cdot 2886\cdot 10^3=1216199\text{კვტსთ},$$

$$\Delta \mathcal{E}(n=3)=3\cdot 26\cdot 8760+\frac{1}{3}\cdot \frac{2,7}{115^2}\cdot$$

$$\cdot [(36^2+25^2)+(6^2+5^2)+(30^2+20^2)]\cdot 2886\cdot 10^3=1327867\text{კვტსთ}.$$

გამოვთვალეთ დაყვანილი ხარჯები 110 და 35 კვ მბების ამომრთველების გათვალისწინებით:

$$3(n=2) = (0,15 + 0,008) \cdot 2 \cdot 560 \cdot 10^3 + (0,15 + 0,008) \times \\ \times (2 \cdot 37000 + 2 \cdot 25000) + 1216199 \cdot 10 \cdot 10^{-2} = 407740 \text{ ლარი/წელი}$$

$$3(n=3) = (0,15 + 0,008) \cdot 3 \cdot 383 \cdot 10^3 + (0,15 + 0,008) \times \\ \times (3 \cdot 3700 + 3 \cdot 2500) + 13278867 \cdot 10 \cdot 10^{-2} = 439834 \text{ ლარი/წელი}$$

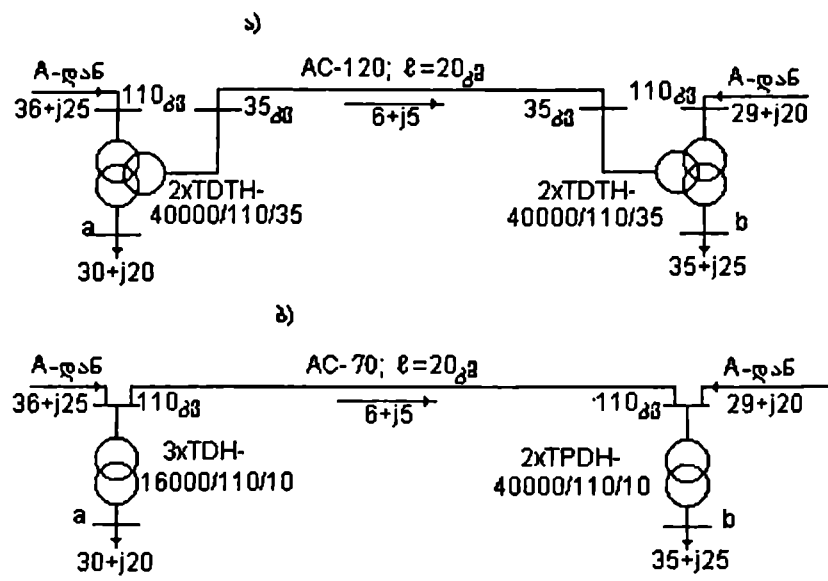
რადგანაც $3(n=2) < 3(n=3)$, a კვანძში ვირჩევთ ორტრანსფორმატორიან ქვესადგურს (სამგრაგნილიანი ტრანსფორმატორების შემთხვევაში).

ანალოგიური გაანგარიშება ჩატარდა დანარჩენი ქვესადგურების მიმართ და საბოლოოდ შეირჩა ტრანსფორმატორთა ოპტიმალური რიცხვი (ცხრ. 5.7).

ცხრილი 5.7

ქსელის შეერთების სქემის ფარიანტი	ძვესადგური	ნომინალური ძაბვა, კვ	ტრანსფორმატორების ტიცხვი და ტიპი	დაყვანილი ხარჯები, ლარი
I	a	110/10	3xTDH-16000/110	324676
	b	110/10	2xTPDH-40000/110	343390
	c	110/10	2xTPDH-40000/110	351673
	d	110/10	2xTPDH-25000/110	260979
	e	110/10	2xTPDH-25000/110	266354
II	a	110/10	3xTDH-16000/110	324676
		110/35/10	2xTDTH-40000/110/35/10	407740
	b	110/10	2xTPDH-40000/110	343390
		110/35/10	2xTDTH-40000/110/35/10	406392

მაგალითი 5.2. ჩავატაროთ 4.1 მაგალითში მიღებული II ვარიანტის ქვევარიანტების ტექნიკურ-ეკონომიკური შეფასება. ამ ქვევარიანტებში ალტერნატიულს წარმოადგენს ab უბნის ნომინალური ძაბვა (35 ან 110 კვ), რომელთა შესაბამისად გვაქვს ქსელის შეერთების ქვემოთ ნაჩვენები სქემები (ნახ. 5.13, ა, ბ)



ნახ. 5.13

35 კვ ნომინალურ ძაბვაზე AC-120 სადენის მქონე ერთწრედიანი ელექტროგადამცემის ხაზის ხვედრითი ღირებულება (ლითონის საყრდენები) $K_{0,35} = 78 \cdot 10^3$ ლარი/კმ (ცხრ. დ-8) ანუ $K_{35}(35 \text{ კვ}) = 78 \cdot 10^3 \cdot 20 = 1560 \cdot 10^3$ ლარი.

ამომრთველების საანგარიშო ღირებულება (ცხრ. დ-11):

$$K_{\text{ა}}(35 \text{ კვ}) = 2 \cdot 25000 = 50 \cdot 10^3 \text{ ლარი};$$

$$K_{\text{ბ}}(110 \text{ კვ}) = 2 \cdot 37000 = 74 \cdot 10^3 \text{ ლარი}.$$

დ-14 ცხრილიდან ავიღოთ 1 კმ სადენის აქტიური წინაღობა და გამოვთვალოთ ხაზის აქტიური წინაღობა

$$R_{\Sigma} = 0,249 \cdot 20 = 4,98 \text{ ომი}; R_{110} = 0,428 \cdot 20 = 8,56 \text{ ომი.}$$

გამოვთვალოთ ენერგიის დანაკარგები ხაზში (გამოსახულება 3.13)

$$\Delta \mathcal{E}(35 \text{ კვ.}) = \frac{6^2 + 5^2}{35^2} \cdot 4,98 \cdot 2886 \cdot 10^3 = 715681 \text{ სთ/წელი}$$

$$\Delta \mathcal{E}(110 \text{ კვ.}) = \frac{6^2 + 5^2}{110^2} \cdot 8,56 \cdot 2886 \cdot 10^3 = 124542 \text{ სთ/წელი}$$

ქვესადგურის დაყვანილი ხარჯების გათვალისწინებით (ცხრ. 5.8), განსახილველი ქვევარიანტების დაყვანილი ხარჯები იქნება:

$$3(35 \text{ კვ.}) = 407740 + 406392 + (0,15 + 0,032) \cdot 1560 \cdot 10^3 +$$

$$+ (0,15 + 0,08) \cdot 50 \cdot 10^3 + 715681 \cdot 10 \cdot 10^{-2} = 1181120 \text{ ლარი/წელი}$$

$$3(110 \text{ კვ.}) = 324676 + 343390 + (0,15 + 0,032) \cdot 1920 \cdot 10^3 +$$

$$(0,15 + 0,08) \cdot 74 \cdot 10^3 + 124542 \cdot 10 \cdot 10^{-2} = 1046980 \text{ ლარი/წელი}$$

მივიღეთ, რომ $3(110 \text{ კვ.}) < 3(35 \text{ კვ.})$. ე. ი. *ab* უბანი ეკონომიკურად მიზანშეწონილია ავაგოთ 110 კვ ნომინალური ძაბვაზე.

მაგალითი 5.3. ჩავატაროთ 4.1 მაგალითში შერჩეული ქსელის შეერთების სქემის ვარიანტთა ტექნიკურ-ეკონომიკური შედარება 4.2 და 5.1-5.2 მაგალითებში მიღებული შედეგების გათვალისწინებით.

როგორც გამოთვლებმა გვიჩვენა ორივე ვარიანტში ეკონომიკურად მიზანშეწონილია ქსელის შეერთების სქემა აიგოს 110 კვ ნომინალურ ძაბვაზე (მაგალითი 5.2). ამ შემთხვევაში ორივე ვარიანტისთვის ქვესადგურების ტექნიკურ-ეკონომიკური მაჩვენებლები ერთნაირია და იგი ქსელის შეერთების სქემის ტექნიკურ-ეკონომიკური შედარებისას არ არის აუცილებელი გაითვალისწინოთ.

დ-8 ცხრილის მიხედვით დავადგინოთ საპაერო ხაზების მშენებლობის საანგარიშო ღირებულება. ხოლო დ-14 ცხრილის მიხედვით კი მათი ელექტრული პარამეტრები. გამოთვლების შედეგები ჩავწეროთ 5.8 ცხრილში.

ცხრილი 5.8

ქსელის შეერთების სქემის ვარიანტი	ხაზის დასახელება	ხაზის სიგრძე, კმ	წარდების ტიპი და ხაზის მანძი	ხაზის მუშაობის ხვედრითი ღირებულება, 10 ³ ლარი	საანგარიშო ღირებულება, 10 ³ ლარი	ხვედრითი ელემენტული პარამეტრები			საანგარიშო ელემენტული პარამეტრები		
						r_0 , ომი/კმ	x_0 , ომი/კმ	b_0 , 10 ⁻⁶ სიმ/კმ	R , ომი	X , ომი	B , 10 ⁻⁶ სიმ.
I	Aa	25	2xAC-185	166	4150	0,162	0,402	2,84	2,03	5,03	142
	ab	20	2xAC-95	147	2940	0,306	0,422	2,69	3,06	4,22	108
	Ac	22	2xAC-185	166	3652	0,162	0,402	2,84	1,78	4,42	125
	Ae	30	2xAC-70	147	4410	0,428	0,433	2,62	6,42	6,50	157
	cd	15	2xAC-70	147	2205	0,428	0,433	2,62	3,21	3,25	79
					17357						
II	Aa	25	2xAC-95	147	3675	0,306	0,422	2,69	3,83	5,28	135
	ab	20	1xAC-70	96	1920	0,428	0,433	2,62	8,56	8,66	52
	Ab	35	2xAC-95	147	5145	0,306	0,422	2,69	5,36	7,39	188
	Ac	22	2xAC-150	166	3652	0,198	0,409	2,79	2,18	4,50	123
	Ae	30	2xAC-95	147	4410	0,306	0,422	2,69	4,60	6,33	161
	cd	15	1xAC-70	96	1440	0,428	0,433	2,62	6,42	6,50	39
	ed	18	1xAC-70	96	1728	0,428	0,433	2,62	7,70	7,80	47
					21970						

როგორც ცხრილიდან ჩანს პირველ ვარიანტში ელექტროგადაცემის ხაზების ჯამური კაპიტალური ხარჯები შეადგენს 17357000 ლარს, ხოლო მცირე ვარიანტში კი – 21970000 ლარს.

მაღალი ძაბვის ხაზებზე ამომრთველების საერთო რაოდენობა პირველ ვარიანტში (ვითვალისწინებთ ზეთიან ამომრთველებს ხაზის ორივე ბოლოში) შეადგენს 20-ს, ხოლო მეორე ვარიანტში კი – 22-ს. 110 კვ ძაბვაზე ზეთიანი ამომრთველის (უჯრედის) ღირებულება შეადგენს 37000 ლარს (ცხრ. დ-11). შესაბამისად, ამომრთველების ჯამური კაპიტალური ხარჯები იქნება:

$$K_{\text{კ. I}} = 20 \cdot 37000 = 740000 \text{ ლარი}$$

და

$$K_{\text{კ. II}} = 22 \cdot 37000 = 814000 \text{ ლარი.}$$

გამოთვალეთ ელექტროენერგიის დანაკარგები ელექტოგად-
ცემის ხაზებში:

I ვარიანტი

$$\Delta \mathcal{E} = \frac{2886}{110^2} \left[(65^2 + 45^2) \cdot 2,03 + (35^2 + 25^2) \cdot 3,06 + (60^2 + 44^2) \cdot 1,78 + \right. \\ \left. + (25^2 + 15^2) \cdot 6,42 + (20^2 + 16^2) \cdot 3,21 \right] \cdot 10^3 = 8530,5 \cdot 10^3 \text{ კვტ.სთ}$$

II ვარიანტი

$$\Delta \mathcal{E} = \frac{2886}{110^2} \left[(36^2 + 25^2) \cdot 3,83 + (6^2 + 5^2) \cdot 8,56 + \right. \\ \left. + (29^2 + 20^2) \cdot 5,36 + (35^2 + 24^2) \cdot 4,60 + \right. \\ \left. + (50^2 + 35^2) \cdot 2,18 + (10^2 + 7^2) \cdot 6,42 + (10^2 + 9^2) \cdot 7,70 \right] \cdot 10^3 = \\ = 7939,3 \cdot 10^3 \text{ კვტ.სთ}$$

დაყვანილი ხარჯები (ხაზებისთვის $\alpha = 3,1\%$ (ცხრ. 3.3)):

$$\mathcal{E}_I = (0,15 + 0,031) \cdot 17357000 + (0,15 + 0,08) \cdot 740000 + 8530,5 \cdot 10^3 \cdot 10 \cdot 10^{-2} = \\ = 3176331 + 170200 + 853050 = 4164867 \text{ ლარი/წელი}$$

$$\mathcal{E}_{II} = (0,15 + 0,031) \cdot 21970000 + (0,15 + 0,08) \cdot 814000 + 7939,3 \cdot 10^3 \cdot 10 \cdot 10^{-2} = \\ = 4020510 + 187220 + 793930 = 4957720 \text{ ლარი/წელი}$$

მივიღეთ, რომ ე. ი. $\mathcal{E}_I < \mathcal{E}_{II}$. ე. ი. ეკონომიკურად მიზანშე-
წონილია ელექტრული ქსელის შეერთების სქემა განხორციელდეს
პირველი ვარიანტის მიხედვით (ნახ. 4.18 ა).

ამ ვარიანტში საპაერო ხაზების დაყვანილი ხარჯებია
 $\mathcal{E}_3 = 4164867$ ლარი/წელი. ხოლო სატრანსფორმატორო ქვესად-
გურების დაყვანილი ხარჯები, 5.7 ცხრილის თანახმად, შეადგენს
 $\mathcal{E}_{3.5} = 1547072$ ლარი/წელი. ამრიგად, ქსელში ენერგიის გადაცე-
მის ღირებულება (გამოსახულება 3.43) შეადგენს

$$C_{\text{კვ}} = \frac{3164867 + 1547072}{150 \cdot 10^3 \cdot 4500} = 0,0085 \text{ ლარი/კვტსთ} = 0,85 \text{ თეთრი/კვტსთ.}$$

მაგალითი 5.4. ქვესადგურზე დგას $2 \times TP\text{HH} - 40000/110$
ტიპის ორგრაგნილიანი ტრანსფორმატორი, რომლის მონაცემებია:

$$U_{ტ.დ.ბ.} = 10,5 \text{ კვ}; U_{ტ.მ.დ.} = 115 \text{ კვ}; R_{ტ.} = 1,4 \text{ ომი}; X_{ტ.} = 34,7 \text{ ომი}.$$

ძაბვის მარეგულირებელი მოწყობილობა (PIH) განთავსებულია მაღალი ძაბვის გრაგნილის ნეიტრალში $n \times \alpha \% = \pm 9 \times 1,78$.

ქვესადგურის დატვირთვაა: მაქსიმალური დატვირთვის რეჟიმში $\underline{S}_{ა.ჟ.} = 65 + j40$ მგვა; მინიმალური დატვირთვის რეჟიმში $\underline{S}_{ა.გ.} = 40 + j30$ მგვა. ქვესადგურის მაღალი ძაბვის სალტეზე მუშა ძაბვა: მაქსიმალური დატვირთვის რეჟიმში $U_{ა.დ. ზ.ჟ.} = 108$ კვ, მინიმალური დატვირთვის რეჟიმში $U_{ა.დ. ზ.გ.} = 117$ კვ.

დავადგინოთ ტრანსფორმატორის გამოძეგანის ნომერი და ძაბვა დატვირთვის ორივე რეჟიმში, თუ დაბალი ძაბვის სალტეზე საჭიროა უზრუნველყოთ მაქსიმალური დატვირთვის რეჟიმში $U_{დ.ბ. ზ.ჟ.} = 10,7$ კვ და მინიმალური დატვირთვის რეჟიმში $U_{დ.ბ. ზ.გ.} = 10,4$ კვ.

განესაზღვროთ ძაბვის დანაკარგი ტრანსფორმატორებში

$$\Delta U_{ა.ჟ.} = \frac{1}{2} \cdot \frac{65 \cdot 1,4 + 40 \cdot 34,7}{108} = 6,85 \text{ კვ};$$

$$\Delta U_{ა.გ.} = \frac{1}{2} \cdot \frac{40 \cdot 1,4 + 30 \cdot 34,7}{117} = 4,69 \text{ კვ}.$$

(5.9ა) გამოსახულების თანახმად განესაზღვროთ ტრანსფორმატორის საჭირო კოეფიციენტი:

$$K_{ტ.} = \frac{U_{დ.ბ.}}{U_{ა.დ.} - \Delta U_{ტ.}},$$

ანუ:

მაქსიმალური დატვირთვის რეჟიმში

$$K_{ტ. ზ.ჟ.} = \frac{10,7}{108 - 6,85} = 0,1058;$$

მინიმალური დატვირთვის რეჟიმში

$$K_{ტ. ზ.გ.} = \frac{10,4}{117 - 4,69} = 0,0926.$$

(5.8ა) და (5.8ბ) გამოსახულებებით გამოვთვალოთ გამოძეგანის ძაბვა და მისი ნომერი:

მაქსიმალური დატვირთვის რეჟიმში

$$U_{\text{კომპ.}} = \frac{10,5}{0,1058} = 99,244 \text{ კვ}$$

და

$$n = \left(\frac{99,244}{115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -7,7 \text{ ანუ } n = -8;$$

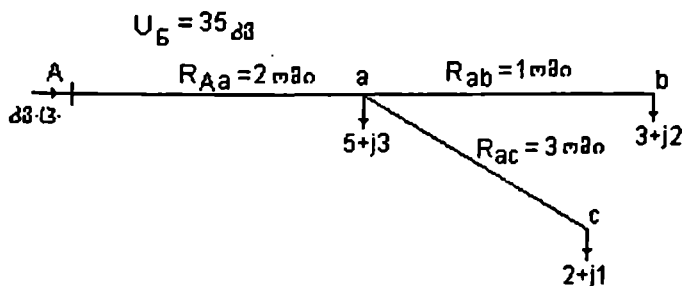
მინიმალური დატვირთვის რეჟიმში

$$U_{\text{კომპ.}} = \frac{10,5}{0,0926} = 113,39 \text{ კვ}$$

და

$$n = \left(\frac{113,39}{115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -0,8 \text{ ანუ } n = -1.$$

მაგალითი 5.5. 5.14 ნახაზზე წარმოდგენილ ელექტრულ ქსელში დავადგინოთ რეაქტიული დატვირთვის ოპტიმალური კომპენსაციის ღონე.



ნახ. 5.14

განვსაზღვროთ ქსელში აქტიური სიმძლავრის დანაკარგები რეაქტიული დატვირთვის კომპენსაციამდე

$$\Delta P = \frac{10^2 + 6^2}{35^2} \cdot 2 + \frac{3^2 + 2^2}{35^2} \cdot 1 + \frac{2^2 + 1^2}{35^2} \cdot 3 = 0,245 \text{ მგვტ.}$$

(5.30) გამოსახულებაში შემავალი სიდიდეებისთვის მივიღოთ $\alpha_{\text{კ}} = 0,03$; $E_{\text{კ}} = 0,15$; $k_{0,\text{კ}} = 20000 \text{ ლარი/მგვტსთ}$; $\tau = 3000 \text{ სთ/წელი}$,

$\Delta P_{\text{კ}} \% = 0,3; T_0 = 7000 \text{ სთ/წელი}; C = 100 \text{ ლარი/მგვტსთ},$

მაშინ

$$a = \frac{(0,15 + 0,03) \cdot 20000 + 0,3 \cdot 7000 \cdot 100 \cdot 10^{-2}}{2 \cdot 3000 \cdot 100} = 0,95 \cdot 10^{-2}$$

(5.29) გამოსახულების თანახმად

$$Q_{\text{კ}} = 6 - \frac{0,95 \cdot 10^{-2} (10^2 + 6^2)}{0,245} = 0,73 \text{ მგვარ.}$$

მიღებული სიდიდე გადაეანაწილოს b და c კვანძებს შორის მათი ელექტრული დაშორების პროპორციულად:

$$(Q \cdot R)_b = 2 \cdot 3 = 6;$$

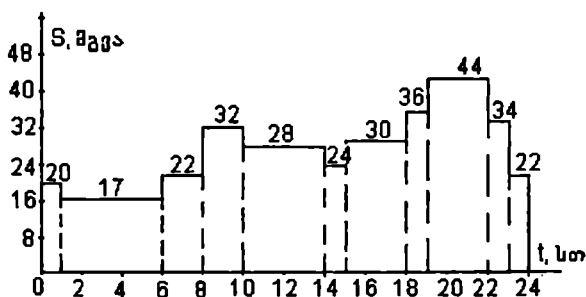
$$(Q \cdot R)_c = 1 \cdot 5 = 5.$$

ე. ი.

$$Q_{\text{კ},b} = \frac{6}{6+5} \cdot 0,73 = 0,40 \text{ მგვარ.};$$

$$Q_{\text{კ},c} = \frac{5}{6+5} \cdot 0,73 = 0,33 \text{ მგვარ.}$$

მაგალითი 5.6. ქვესადგურზე დგას $ТДН-16000/110$ ტიპის სამი ორგრაგნილიანი ტრანსფორმატორი. ქვესადგურის დატვირთვის დღელაშური გრაფიკი მოცემულია 5.15 ნახაზზე. განვსაზღვროთ პარალელურად ჩართული ტრანსფორმატორების ოპტიმალური რიცხვი დღელაშის მთელ პერიოდში.



ნახ. 5.15

მოცემული ტრანსფორმატორისთვის გვაქვს (ცხრ. დ-3.2)

$$S_6 = 16000 \text{ კვა; } \Delta P_{2, 1} = 85 \text{ კტ; } \Delta P_{2, 2} = 19 \text{ კტ.}$$

(5.31) და (5.32) გამოსახულებათა მიხედვით დავადგინოთ პარალელურად მომუშავე K რაოდენობის ტრანსფორმატორებისთვის დატვირთვის ოპტიმალური ინტერვალი:

$$K = 1$$

$$S_{\text{ტრ. ან. 1}} = 0 \text{ მგვა; } S_{\text{ტრ. ბჟ. 1}} = 16 \cdot \sqrt{1 \cdot 2 \cdot \frac{19}{85}} = 10,7 \text{ მგვა;}$$

$$K = 2$$

$$S_{\text{ტრ. ან. 2}} = 10,7 \text{ მგვა; } S_{\text{ტრ. ბჟ. 2}} = 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 3 \cdot \frac{19}{85}} = 18,5 \text{ მგვა;}$$

$$K = 3$$

$$S_{\text{ტრ. ან. 3}} = 18,5 \text{ მგვა; } S_{\text{ტრ. ბჟ. 3}} = 16 \cdot \sqrt{3 \cdot 4 \cdot \frac{19}{85}} = 26,2 \text{ მგვა;}$$

მიღებული შედეგები გვიჩვენებს, რომ ქვესადგურზე ღამის პირველი საათიდან დილის ექვს საათამდე ეკონომიკურად მიზანშეწონილია მუშაობდეს ორი ტრანსფორმატორი, ხოლო დღეღამის დანარჩენ საათებში კი სამი ტრანსფორმატორი.

განესაზღვროთ რა რაოდენობით შემცირდება ენერგიის დანაკარგები, როცა მუშაობაში არის ორი ტრანსფორმატორი

$$\Delta \mathcal{E}_{(K=2)} = \left[2 \cdot 19 + \frac{1}{2} \cdot 85 \left(\frac{17}{16} \right)^2 \right] \cdot 5 = 430 \text{ კტსთ;}$$

$$\Delta \mathcal{E}_{(K=3)} = \left[3 \cdot 19 + \frac{1}{3} \cdot 85 \left(\frac{17}{16} \right)^2 \right] \cdot 5 = 445 \text{ კტსთ.}$$

მაშასადამე, ღამის საათებში სამიდან ერთი ტრანსფორმატორის ამორთვამ ენერგიის დღელამური დანაკარგები შეამცირა 15 კტსთ-ით.

თავი 6. საპაერო ხაზების მექანიკური ნაწილის დაპროექტება

6.1. ხაზის მექანიკური გაანგარიშების საწყისი პირობები

საპაერო ხაზების მუშაობის საიმედოობის დონე მნიშვნელოვნადაა დამოკიდებული მათი ცალკეული ნაწილების კონსტრუქციულ შესრულებასა და მექანიკურ სიმტკიცეზე. ხაზების კონსტრუქციული ნაწილის გაანგარიშების ძირითად ამოცანას წარმოადგენს ხაზის დეტალების ისეთი კონსტრუქციების შექმნა, რომლებიც უზრუნველყოფენ მის აუცილებელ მექანიკურ სიმტკიცეს მუშაობის სხვადასხვა მექანიკურ პირობებში როგორც ნორმალური, ასევე ავარიული რეჟიმების დროს. ამავე დროს, ანგარიშებში გათვალისწინებული უნდა იქნეს ხაზის აგების ადგილებში ადამიანთა და სატრანსპორტო საშუალებათა მოძრაობისა და მუშაობის უსაფრთხოება. თანამედროვე მოთხოვნების მიხედვით ხაზის მშენებლობის დროს შეფასებული უნდა იქნეს, აგრეთვე, მისი ესთეტიკური მხარე.

მექანიკურ სიმტკიცეზე ხაზის გაანგარიშებისას აუცილებელია ინფორმაცია ხაზის აგების რეგიონის მეტეოროლოგიური პირობების შესახებ: ქარის სიჩქარე; ატმოსფერული განმუხტვების ინტენსივობა; ლიპყინულის სისქე და მოცულობითი წონა; ჰაერის ტემპერატურის ცვლილებების ფარგლები და ა. შ. ეს პარამეტრები დადგნილი უნდა იქნეს ხანგრძლივი დაკვირვებების შედეგად მიღებული სტატისტიკური მონაცემების ანალიზის საფუძველზე. დღეისთვის სხვადასხვა ძაბვის ხაზებისთვის ანგარიშებში მიიღებენ მეტეოროლოგიური მოვლენების იმ პარამეტრებს, რომელთაც მოცემულ რეგიონში ადგილი ჰქონდა ერთხელ მაინც: 5 წელიწადში 35 კე-მდე; 10 წელიწადში 110-330 კე; 15 წელიწადში 500 კე და მეტი ძაბვის ხაზებისთვის.

გაანგარიშებისას გეხვდება მთელი რიგი სხვადასხვა ხასიათის საკითხების განხილვა, რომლის დროსაც შერჩეული და დადგენილი უნდა იქნეს: სადენებისა და მეხსარიდი გვარლის მასალა და კონსტრუქცია; საყრდენებზე სადენტა განლაგების სქემა; იზო-

ლატორებისა და სახაზო არმატურის კონსტრუქციები; სადენებსა და გვარლზე მოქმედი მექანიკური ძალები; სადენებისა და გვარლის მექანიკური ძაბვები მუშაობის სხვადასხვა კლიმატურ პირობებში; ჩალუნვის ისრის მაქსიმალური მნიშვნელობა; საყრდენთა მასალა და ტიპები, მათი გრუნტში ჩამაგრების მდგრადობის გაანგარიშებით; საყრდენთა განლაგება ტრასაზე; კუთხური და ანკერული საყრდენების დაყენების წერტილები და ა. შ. უნდა აღინიშნოს, რომ სადენთა ნომინალური განიკვეთების შერჩევის ამოცანა არ შედის მექანიკური გაანგარიშების ამოცანათა რიცხვში, იგი განეკუთვნება ტექნიკურ-ეკონომიკურ გაანგარიშებათა კლასს.

საანგარიშო კლიმატიური პირობების სახით განიხილება მეტეოროლოგიურ მოვლენების დამახასიათებელი პარამეტრების გარკვეული კომბინაცია (ცხრ. 6.1) [5, 13, 22] და ამ პირობებში განისაზღვრება სადენის გაჭიმვის ძალა და დამაბულობა სადენში, ჩალუნვის ისარი, სადენის გადახრა ქარის დროს და ა. შ. აღნიშნული სიდიდეები აუცილებელია ხაზის საყრდენებისა და ამ საყრდენების ცალკეული დეტალების კონსტრუქციებისა და ზომების შესარჩევად.

სადენების მექანიკური გაანგარიშების ძირითად საწყის პარამეტრად მიღებულია დასაშვები ძაბვა გაჭიმვაზე. მეხსარიდი გვარლებისთვის გაანგარიშების ძირითად პირობას წარმოადგენს მისი მექანიკური სიმტკიცე და გვარლისა და სადენების ისეთი განლაგების შერჩევა, რაც ძალის მთელ სიგრძეზე უზრუნველყოფს სადენის დაცვას ატმოსფერული განმუხტვისგან.

საყრდენთა კონსტრუქციების შერჩევისთვის ძირითად პირობას წარმოადგენს ის, რომ ხაზის მთელ სიგრძეზე დაცული უნდა იქნეს სადენებს, სადენებსა და გვარლს, სადენებსა და მიწას ან რაიმე საინჟინრო ნაგებობებს შორის წინასწარ დადგენილი მანძილები (გაბარიტული ზომები). ხაზის ცალკეული დეტალებისა და ფუნდამენტების საანგარიშო პარამეტრების დადგენის პირობაა მათი მექანიკური სიმტკიცისა და მდგრადობის აუცილებელი უზრუნველყოფა.

ცხრილი 6.1 ხაზის მექანიკური გაანგარიშების კლიმატური პირობები

ხაზის მუშაობის რეჟიმი	განგაბის პირობები	ჰაერის ტემპერატურა °C	ქათის სიჩქარე, მ/წმ	ლიკინულის კედლის სისქე, მმ
ნორმალური (სადენები და ბეტონები მთელი)	ჰაერის მაქსიმალური ტემპერატურა,	მ _{მაქს}	0	0
	ჰაერის მინიმალური ტემპერატურა	მ _{მინ}	0	0
	ჰაერის საშუალო ხავესპლუტაციო ტემპერატურა	მ _{საშ}	0	0
	ქათის მაქსიმალური სიჩქარე, V _{მაქს} 500 კმ და მეტი 110-330 35 კმ-მდე(ზათვლით)	-5 -5 -10	30 25 20	0 0 0
	სადენები და გვარლები დაფარულია ლიკინულით	-5	0,5 V _{მაქს}	დაკვირვების მიხედვით, მაგრამ ატანაკლებ: 500 კმ — 10 მმ, 330 კმ — 15 მმ.
	იტივე, მ _{საშ} = -5°C	-10	0,5 V _{მაქს}	
	იტივე, ხ ≥ 15 სმ	-5 + -10	0,5 V _{მაქს} მაგრამ ≥ 15 მ/წმ	≥ 15 მმ
	სადენების მიჯნის ტემპერატურა	მუშა ძაბვისას	-5	V _{მაქს}
		აღმოსვრული ბადამეტძაბვისას	+15	0,3 V _{მაქს} მაგრამ ≥ 10 მ/წმ
		შინანანი ბადამეტძაბვისას	მ _{საშ}	0,5 V _{მაქს}
აგარიული (ბაწმეტილია სადენი ან ბეტონი)	სადენები და გვარლები დაფარულია ლიკინულით	-5	0	ხ- ბაწმეტიამდე 0- ბაწმეტიის შემდეგ
	ჰაერის მინიმალური ტემპერატურა	მ _{მინ}	0	0
	ჰაერის საშუალო ხავესპლუტაციო ტემპერატურა	მ _{საშ}	0	0
ხაზის მონტაჟი	მონტაჟის პირობები	-15	10	0

სადენების ანგარიში მექანიკურ სიმტკიცეზე მიმდინარეობს გაჭიმვაზე დასაშვები ძაბვის მიხედვით. მრავალმავთულიანი სადენის წინალობა ნაკლებია, ვიდრე იმავე მასალისგან დამზადებული

და იმავე განიკვეთის მავთულის ზღვრული წინაღობა. ეს გამოწვეულია იმით, რომ: ჯერ ერთი, სადენის დამჭერში დამაგრების შედეგად დეფორმაციას განიცდის მისი ცალკეული მავთულები და, მეორეც, სადენის ცალკეულ ნახევრებსა და მავთულებს შორის ჭიმვა არათანაბრადაა განაწილებული.

სადენთა მექანიკური ანგარიშის მიზანია მისი მუშაობის ყველა მოსალოდნელი კლიმატური პირობებისთვის დავადგინოთ სადენის ჩაღუნვის ისრის სიდიდე და მასზე მოქმედი გაჭიმვის ძაბვები.

ყველა მარკისა და კონსტრუქციის სადენებისთვის დადგენილია სადენის გამწვევები ძალა R (ცხრ. დ-1). ამ მონაცემების საფუძველზე შეგვიძლია განესაზღვროთ სადენის გაწვევების ზღვრული წინაღობა

$$\sigma_{\text{წ}} = \frac{R}{F}, \text{ ნ/მმ}^2 \quad (6.1)$$

სადაც R — სადენის გამწვევები ძალა, ნ;

F — სადენის ფაქტიური ჯამური განიკვეთი, მმ².

მექანიკური გაანგარიშების დროს ითვალისწინებენ სიმტკიცის გარკვეულ მარაგს

$$K = \frac{\sigma_{\text{წ}}}{[\sigma]},$$

სადაც, $[\sigma]$ — სადენის დასაშვები ძაბვა გაჭიმვაზე, ნ/მმ².

1 კვ-მდე ძაბვის დასახლებულ და 1 კვ-ზე მეტი ძაბვის დაუსახლებელ ადგილებში გამაველ ერთმავთულიანი სადენების მქონე ხაზებისთვის სიმტკიცის მარაგის კოეფიციენტი აიღება 2,5, ხოლო მრავალმავთულიანი სადენებისა და გვარლის მქონე ხაზებისთვის კი — 2. 1 კვ-ზე მეტი მრავალმავთულიანი ფოლადის სადენისა და გვარლის 25 მმ²-მდე, ალუმინის 120 მმ²-მდე და სპილენძის 70 მმ²-მდე განიკვეთების სადენების მქონე ხაზებისთვის, რომლებიც გადიან დასახლებულ ადგილებში ან გადაკვეთენ საინჟინრო ნაგებობებს, სიმტკიცის მარაგის კოეფიციენტი აიღება 2,5, ხოლო სხვა დანარჩენი განიკვეთის შემთხვევაში კი — 2. მარაგის კოეფიციენტის ნაცვლად შეიძლება ვისარგებლოთ დასაშვები ძაბვით, რომელიც

განისაზღვრება პროცენტობით სიმტკიცის ზღვრის მიმართ (ცხრ. 6.2)

$$[\sigma]\% = \frac{[\sigma]}{\sigma_{\text{ლ}}} \cdot 100 = \frac{100}{K}.$$

პრაქტიკაში გამოყენებული ყველა მარკის ფოლად-ალუმინის სადენების კონსტრუქციული და საანგარიშო მექანიკური პარამეტრები წარმოდგენილია დ-1 ცხრილში [17].

სადენების, გვარლის და საყრდენების ანგარიშები მიმდინარეობს მუშაობის ნორმალურ რეჟიმში, როცა ყველა სადენი და გვარლი მთელია და ავარიულ რეჟიმში, როცა გაწყვეტილია ერთი სადენი, ერთი გვარლი ან ორი სადენი. შუალედური საყრდენების გაანგარიშების დროს იგულისხმება ერთი სადენის გაწყვეტის შემთხვევა, ხოლო ანკერული და კუთხური საყრდენების გაანგარიშების დროს კი – ორი სადენის ან ერთი გვარლის გაწყვეტის შემთხვევა. ყველა ანგარიშების დროს მიღებულია, რომ ქარი მიმართულია ჰორიზონტალურად და სადენებისადმი პერპენდიკულარულად.

თუ ზაზის აგების მოცემული რეგიონისთვის არ გაგვაჩნია მეტეოროლოგიურ დაკვირვებათა საფუძველზე მიღებული კონკრეტული სტატისტიკური მონაცემები, მაშინ ანგარიშების დროს რეკომენდირებულია მივიღოთ პარამეტრები, რომლებიც მოცემულია ნ.1 ცხრილში.

პროექტირების დროს სადენთა დასაშვები ძაბვების მნიშვნელობები განისაზღვრება მათი მუშაობის სამი სხვადასხვა პირობის მიხედვით: უდიდესი მექანიკური დატვირთვა; ჰაერის მინიმალური ტემპერატურა; ჰაერის საშუალო-საექსპლუატაციო ტემპერატურა.

ერთი მასალისგან დამზადებული სადენის დასაშვები ძაბვა უდიდესი მექანიკური დატვირთვისა და ჰაერის მინიმალური ტემპერატურის პირობებში დადგენილი უნდა იქნეს გაწყვეტაზე ზღვრული ძაბვისა და სიმტკიცის აუცილებელი მარაგის გათვალისწინებით. დასაშვები ძაბვა საშუალო-საექსპლუატაციო ტემპერატურის პირობებში, როცა გამორიცხულია სადენებზე ლიპინული, ქარის მაღალი სიჩქარე და ჰაერის მინიმალური ტემპერატურა, დადგენილი უნდა იქნეს სადენების ვიბრაციის შედეგად მავთულთა გადატეხვის საშიშროების თვალსაზრისით, რასაც ადგილი აქვს ქარის

შედარებით დაბალი სიჩქარეების დროს. იმისთვის, რომ ასეთი ხასიათის გადატეხვებს ადგილი არ ჰქონდეს, სადენის ჯამური ძაბვა, რომელიც წარმოადგენს გაჭიმვისა და გადალუნვის ძაბვების ჯამს, არ უნდა აღემატებოდეს მასალის დადლილობის ძაბვას.

ფოლად-ალუმინის თითოეული მასალის ძაბვა განისაზღვრება სადენის წონით ლიპყინულთან ერთად. ამასთან, როცა სადენის ტემპერატურა განსხვავდება მისი დამზადების ტემპერატურისგან, სადენის შემადგენელ ნაწილებში წარმოიშობა დამატებითი ტემპერატურული ძაბვები. ეს გამოწვეულია იმით, რომ კომბინირებული სადენის შემადგენელი ნაწილების მასალების წრფივი გაფართოების ტემპერატურული კოეფიციენტები სხვადასხვაა. კერძოდ, ფოლადისთვის $\alpha_{\text{ფ}} = 12 \cdot 10^{-6}$ და ალუმინისთვის $\alpha_{\text{ალ}} = 23 \cdot 10^{-6}$ გრად.⁻¹.

ჰაერის ტემპერატურის ცვლილების დროს ფოლადისა და ალუმინის მავთულების ურთიერთძვრა შეუძლებელია მათ შორის მნიშვნელოვანი სიდიდის ხახუნის ძალების არსებობის გამო. ამიტომ მაღალი ტემპერატურების დროს ალუმინის მავთულებში აღიძვრება შეკუმშვის, ხოლო ფოლადში კი — გაჭიმვის ძაბვა. დაბალი ტემპერატურების დროს კი — პირიქით, ალუმინის მავთულებში აღიძვრება გაჭიმვის, ხოლო ფოლადის მავთულებში კი შეკუმშვის ძაბვა.

აღნიშნულის გამო ჰაერის მინიმალური ტემპერატურისა და მაქსიმალური მექანიკური დატვირთვების (სადენი დაფარულია ლიპყინულით) პირობებში ალუმინის მავთულები სიმძიმის ძალებისგან გამოწვეული ძაბვის ზევით დამატებით განიცდის ტემპერატურული ძაბვის ზემოქმედებას. ამიტომ ამ პირობებში სიმტკიცის მარაგის კოეფიციენტის უზრუნველყოფის მიზნით ფოლად-ალუმინის სადენისთვის დასაშვები ძაბვები აღებული უნდა იქნეს უფრო ნაკლები, ვიდრე ალუმინის მონომავთულისთვის. მიუხედავად ამისა, ანგარიშების გამარტივების მიზნით ორივე ამ პირობებისთვის რეკომენდირებულია ერთიდაიგივე მნიშვნელობის დასაშვები ძაბვები (ცხრ. 6.2).

მექანიკური დატვირთვისა და გარემოს ტემპერატურის ცვლილებისას კომბინირებული სადენის ცალკეულ ნაწილში აღძრული ძაბვა განისაზღვრება სადენის შემადგენელი მასალების მახასიათებელი ფიზიკო-მექანიკური საანგარიშო პარამეტრების (ცხრ. 6.2) მიხედვით [22]

ცხრილი 6.2. სადენტა ფიზიკო-მექანიკური საანგარიშო პარამეტრები

სადენტის მატკა	დამზადების მიღწეა EX10 ³ ნმმ ²	წარმოიქმნება ფიზიკო-მექანიკური კოეფიციენტი 0,1x10 ⁻⁶ ხტად ⁻¹	ზღვრული წინააღობა ხაწმმმ ² ნ/მმ ²	დასაშვები ძაბვა $[\sigma]\% = \frac{[\sigma]}{\sigma_{\text{ტკ}}}\cdot 100$	
				$[\sigma_{\text{ტკ}}]\% = [\sigma_{\text{მინ}}]\%$	$[\sigma_{\text{მაქ}}]\%$
ხილენი (M)	130	17	360-420	50	30
ფორმული (C)	200	12	1200-1400	50	35
კუბი (A), მმ ²					
16-35	63	23	150-180	35	30
50-95	63	23	150-180	40	30
120 და მეტი	63	23	150-180	45	30
ფორმული კუბი (AC), მმ ²					
10	76,5	10,1	240	35	30
16-25	82,5	19,5	250	35	30
35-95	82,5	19,2	250	40	30
120 და მეტი	84,5	18,9	290	45	30
დამზადებული ფორმული კუბი	89	18,3	310	45	30
შემსუბუქებული ფორმული კუბი	78,9	19,3	270	45	30

$$\left. \begin{aligned} \sigma_{\text{კ}} &= \sigma \frac{E_{\text{კ}}}{E} + (\alpha - \alpha_{\text{კ}})(\theta - \theta_0)E_{\text{კ}} \\ \sigma_{\text{წ}} &= \sigma \frac{E_{\text{წ}}}{E} + (\alpha - \alpha_{\text{წ}})(\theta - \theta_0)E_{\text{წ}} \end{aligned} \right\} \quad (6.2)$$

სადაც: θ_0 - ჰერის ტემპერატურა სადენტის დამზადების პირობებში (საქარხნო პირობები);

θ - ჰერის ტემპერატურა მუშა პირობებში.

6.2. საენებისა და გვარლების მექანიკური დატვირთვები

საპერო ხაზების სადენები და გვარლები (შემდგომში სადენები) მუშაობის პროცესში განიცდიან როგორც ვერტიკალური, ასევე ჰორიზონტალური ძალების ზემოქმედებას. ვერტიკალური ძალები გამოწვეულია სადენებისა და მასზე არსებული ლიპყინულის წონით, ხოლო ჰორიზონტალური კი — ქარის დაწნევით. ამ ძალების მოქმედების შედეგად სადენში აღიძვრება მექანიკური ძაბვა გაჭიმვაზე, რომელზეც გავლენას ახდენს აგრეთვე ჰაერის ტემპერატურაც.

ზემოთ აღნიშნული დატვირთვები ხაზის მთელ სიგრძეზე ზოგადად არათანაბრადაა განაწილებული. იმის გამო, რომ ეს უთანაბრობა შედარებით დაბალი ხარისხისაა და ამასთან, მისი გათვალისწინება ანგარიშების დროს პრაქტიკულად შეუძლებელია, მექანიკურ გაანგარიშებებს ატარებენ დატვირთვების თანაბრად განაწილებულობის პირობით.

სადენთა მექანიკური სიმტკიცის გაანგარიშების დროს სარგებლობენ ხვედრითი მექანიკური დატვირთვით, რომელიც სადენის 1 მ სიგრძესა და 1 მმ² განიკვეთზე მოსული დატვირთვის ტოლია. მისი განზომილებაა ნ/მ.მმ² (10^6 ნ/მ³).

განიხილება შვიდი სახის ხვედრითი მექანიკური დატვირთვა:

1. ხვედრითი დატვირთვა გამოწვეული სადენის საკუთარი წონით — γ_1

$$\gamma_1 = \frac{m_0 g}{F} = 9,81 \frac{m_0}{F} \quad (6.3)$$

სადაც: m_0 — 1 მ სიგრძის სადენის მასა, კგ;

F — სადენის ფაქტიური განივი კვეთი მმ², კომბინრებული სადენებითვის აიღება ორივე მასალის ფაქტიური განივი კვეთების ჯამი.

2. ხვედრითი დატვირთვა გამოწვეული ლიპყინულით — γ_2 .
თვლიან, რომ ლიპყინული სადენზე ცილინდრული ფორმისაა კედლის b (მმ) სისქითა და $\rho = 900$ კგ/მ³ სიმკვრივით, მაშინ

$$\gamma_2 = \frac{[\pi(d+2b)^2 - \pi d^2] \rho g}{4F} = 0,0277 \frac{b(d+b)}{F} \quad (6.4)$$

სადაც: d – სადენის გარე დიამეტრი, მმ (ცხრ. დ-1).

3. ხვედრითი დატვირთვა გამოწვეული საკუთარი წონითა და ლიპყინულით – γ_3 .

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2 \quad (6.5)$$

4. ხვედრითი დატვირთვა გამოწვეული ქარის დაწნევით – γ_4 . სადენზე მისდამი პერპენდიკულარულად მოქმედი v (მ/წმ) სიჩქარის პორიზონტალური მიმართულების ქარით გამოწვეული დაწნევა იანგარიშება ფორმულით

$$q = \frac{v^2}{1,6} \text{ ნ/მ}^2,$$

ხოლო ლიპყინულიდან თავისუფალი სადენის ხვედრითი დატვირთვა გამოწვეული ქარის დაწნევით იანგარიშება ფორმულით

$$\gamma_4 = \frac{\alpha C v^2 d}{1600 F} \quad (6.6)$$

სადაც: C – არეოდინამიკური კოეფიციენტი. ლიპყინულისგან თავისუფალი სადენებისთვის, რომელთა დიამეტრი $d \geq 20$ მმ, $C=1,1$, ხოლო ნებისმიერი სადენისთვის, რომელიც დაფარულია ლიპყინულით და ლიპყინულისგან თავისუფალი სადენისთვის, რომელთა დიამეტრი $d < 20$ მმ, $C=1,2$;

α – კოეფიციენტი, რომელიც ითვალისწინებს ქარის სიჩქარის უთანაბრობას მალის მთელ სიგრძეზე. მისი მნიშვნელობა ქარის სიჩქარისგან დამოკიდებულებაში აიღება 6.3 ცხრილის მიხედვით.

ცხრილი 6.3 ქარის სიჩქარის უთანაბრობის კოეფიციენტი

$v, \text{ მ/წმ}$	≤ 20	25	30	≥ 33
α	1,0	0,85	0,75	0,70

5. ლიპცინულით დაფარული სადენის ხვედრითი დატვირთვა გამოწვეული ქარის დაწნევით - γ_s .

$$\gamma_s = \frac{\alpha C v^2 (d + 2d)}{1600 F} \quad (6.7)$$

6. ლიპცინულისგან თავისუფალი სადენების რეზულტური ხვედრითი დატვირთვა - γ_6 , რომელიც განისაზღვრება ვერტიკალური (γ_1) და ჰორიზონტალური (γ_4) ხვედრითი დატვირთვების გეომეტრიული შეკრებით

$$\gamma_s = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2} \quad (6.8)$$

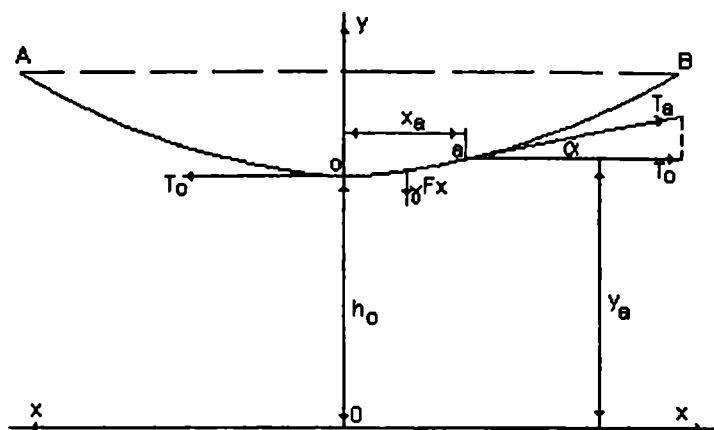
7. ლიპცინულით დაფარული სადენების რეზულტური ხვედრითი დატვირთვა

$$\gamma_1 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_s^2} \quad (6.9)$$

6.3. სადენის ჩალუნვის ისარი და ძაბვა სადენში

ერთი და იმავე სიმაღლეზე მდებარე ორ წერტილში დამაგრებული სადენის (გეარლის) სიგრძე გაცილებით მეტია, ვიდრე მისი განიკვეთი. ამიტომ იგი შეიძლება განვიხილოთ როგორც თანაბრად განაწილებული დატვირთვის მქონე ძაფი, რომლის სიხისტე უგულებელყოფილია (ნახ. 6.1). სადენის ნებისმიერ წერტილში მოქმედებს გაჭიმვის ძალები, რომელთა მიმართულება ემთხვევა ამ წერტილში სადენისადმი გავლებული მხეხის მიმართულებას. სადენის უდაბლეს წერტილში მოქმედი T_0 ძალა მინიმალურია, ხოლო

დანარჩენ წერტილებში მოქმედი ძალები იზრდება უდაბლესი წერტილიდან დაშორების ზრდასთან ერთად.



ნახ. 6.1 სადენზე მოქმედი ძალები და მისი ჩაღუნვის ისარი

რადგანაც სადენის ნებისმიერი მონაკვეთი წონასწორობაშია (ნახ. 6.1), მასზე მოქმედი ძალების x ღერძზე გეგმილების ჯამი ნულის ტოლია

$$-T_0 + T_{a,x} = 0$$

ეს ტოლობა მიუთითებს მასზე, რომ სადენის ნებისმიერ წერტილში მოქმედი გაჭიმვის ძალის ჰორიზონტალური შემადგენი მუდმივი სიდიდეა და სადენის უდაბლეს წერტილში გაჭიმვის ძალის ტოლია

$$T_{a,x} = T_0 \quad (6.11)$$

როგორც ანგარიშები გვიჩვენებს უმრავლეს შემთხვევაში, სადენის სიგრძე ძალის სიგრძისგან ძალიან მცირედ ($0,1-0,3\%$ -ით) განსხვავდება, რის გამოც სადენის მექანიკური ვერტიკალური დატვირთვა შეგვიძლია ჩავთვალოთ თანაბრად განაწილებულად ძალის და არა სადენის გასწვრივ. ამ დაშვების მიხედვით სადენის $O\alpha$ მონაკვეთის (ნახ. 6.1) წონასწორობის პირობიდან გამომდინარე

$$\gamma Fx = T_0 \tan \alpha$$

რადგანაც $tg \alpha = \frac{dy}{dx}$, ვლებულობთ

$$\frac{d\gamma}{dx} = \frac{\gamma F x}{T_0}$$

ამ დიფერენციალური განტოლების ამოხსნა გვაძლევს

$$\gamma = \frac{\gamma F}{2T_0} \cdot x^2 + C,$$

სადაც C — ინტეგრების მუდმივაა. საწყისი პირობების მიხედვით როცა $x = 0$, მაშინ $\gamma = h_0$ და ვლებულობთ $C = h_0$, ანუ გვაქვს

$$\gamma = h_0 + \frac{\gamma F}{2T_0} \cdot x^2$$

სიდიდე $\frac{T_0}{F} = \sigma_0$ წარმოადგენს სადენის გაჭიმვის ძაბვას მის

უდაბლეს წერტილში. ამრიგად, სადენის ჩალუნვის მრუდის განტოლება ჩაიწერება სახეში

$$\gamma = h_0 + \frac{\gamma x^2}{2\sigma_0}. \quad (6.12)$$

როცა $x = \frac{l}{2}$ (6.12) განტოლებიდან ვლებულობთ სადენის დაკიდების წერტილის ორდინატას

$$\gamma_B = h_0 + \frac{\gamma l^2}{8\sigma_0}, \quad (6.13)$$

სადაც l — მალის სიგრძე.

მაშასადამე, სადენის ჩალუნვის ისარი $f = \gamma_B - h_0$, ანუ

$$f = \frac{\gamma l^2}{8\sigma_0}, \quad (6.14)$$

ეს განტოლება პარაბოლას განტოლებაა. მათემატიკის კურსიდან ცნობილია, რომ ამ პარაბოლას სიგრძე

$$L = l + \frac{8}{3} \frac{f^2}{l} \quad (6.15)$$

ანუ (6.14)-ს გათვალისწინებით

$$L = l + \frac{l^3 \gamma^2}{24 \sigma_0^2} \quad (6.16)$$

სადენის დაკიდების წერტილში სადენზე მოქმედი გაჭიმვის ძალა

$$T_A = T_B = \sqrt{T_0^2 + \left(\frac{\gamma F l}{2} \right)^2}$$

და, შესაბამისად, ძაბვა აღნიშნულ წერტილში

$$\sigma_A = \sigma_B = \frac{T_A}{F} = \sqrt{\sigma_0^2 + \left(\frac{\gamma l}{2} \right)^2} \approx \sigma_0 + \frac{\gamma^2 l^2}{8 \sigma_0}$$

ანუ (6.14)-ის გათვალისწინებით, გვაქვს

$$\sigma_A = \sigma_B = \sigma_0 + \gamma f \quad (6.17)$$

300 მეტრამდე სიგრძის მალეების შემთხვევაში $\sigma_A = \sigma_B$ და σ_0 ძაბვებს შორის განსხვავება მცირეა და ლეგულობენ

$$\sigma_A = \sigma_B = \sigma_0 \quad (6.18)$$

საკმარისად დიდი მალეების დროს ანგარიშებში უნდა გავითვალისწინოთ სადენის დამაგრების წერტილებში აღმრული ძაბვის სიდიდე, რომელიც გამოითვლება (6.17) ფორმულით.

(6.14)-(6.18) გამოსახულებები მიღებულია იმ დაშვებით, რომ სადენის დატვირთვა თანაბრად განაწილებულია მალის და არა სადენის გასწვრივ. ეს დაშვება მისაღებია მაშინ, თუ $l \gg f$. ანგარიშები გვიჩვენებს, რომ როცა ჩალუნვის ისარი აღწევს მალის 6%-ს, მაშინ ცლომილება არ აღემატება 2%-ს.

500 კვ-მდე ძაბვის ხაზებზე რამდენიმე ასეული მეტრის მალის შემთხვევაში ჩალუნვის ისარი არ აღემატება მალის სიგრძის 5-6%-ს და ამიტომ ზემოთ მიღებული გამოსახულებებით ჩატარებულ ანგარიშებში ცლომილება იქნება საინჟინრო გაანგარიშებებისთვის მისაღები სიზუსტით. ძალიან დიდი მალეების შემთხვევაში (ხვეების, მდინარეების, საინჟინრო ნაგებობებისა და სხვა დაბრკოლებათა გადაკვეთის დროს) ცლომილება შეიძლება დიდი აღმოჩნდეს. ამიტომ დიდი განიკვეთების სადენების მქონე ხაზებზე, როცა

მაღლის სიგრძე აღწევს 1000-1200 მეტრს და მეტს, საჭიროა ანგარიშები ჩავატაროთ უფრო ზუსტი მეთოდებით [10, 12, 16].

6.4. სადენის მდგომარეობის განტოლება

გარემო კლიმატური პირობების შეცვლის შედეგად იცვლება სადენის ტემპერატურა და მექანიკური დატვირთვა, რის გამოც შეიცვლება სადენში აღძრული მექანიკური ძაბვა და სადენის ჩაღუნვის ისარი. ტემპერატურის ამალღების დროს სადენი ფართოვდება, იზრდება მისი სიგრძე და, შესაბამისად, ჩაღუნვის ისარიც, ზოლო ძაბვა კი — მცირდება. ტემპერატურის შემცირებისას პირიქით — მვირდება ჩაღუნვის ისარი და იზრდება ძაბვა.

უქარო ამინდში სადენზე მოქმედებს მხოლოდ ვერტიკალური მიმართულების დატვირთვის ძალები და ჩაღუნვის ისარი მდებარეობს სადენის დაკიდების წერტილებზე გამავალ ვერტიკალურ სიბრტყეში. ლიპყინულით დაფარვის შემდეგ იზრდება სადენის ჩაღუნვის ისარიც და მასში აღძრული მექანიკური ძაბვაც. თუ სადენზე მოქმედებს ჰორიზონტალური მიმართულების ქარი, მაშინ სადენი გადაიხრება ვერტიკალური სიბრტყიდან და ჩაღუნვის ისარი აღმოჩნდება დახრილ სიბრტყეში, რომლის დახრის კუთხე დამოკიდებულია სადენზე მოქმედი ვერტიკალური და ჰორიზონტალური ძალების თანაფარდობაზე. ამ დროს სადენში აღძრული მექანიკური ძაბვა კიდევ უფრო იზრდება.

საკაერო ხაზების პროექტირების დროს განსაზღვრული უნდა იქნეს სადენის ძაბვა და ჩაღუნვის ისარი მისი მუშაობის სხვადასხვა კლიმატურ პირობებში და გამოვლენილ იქნეს ის არახელსაყრელი პირობები, რომლის დროსაც ადგილი აქვს სადენის მაქსიმალური ჩაღუნვის და მასში მაქსიმალური მექანიკური ძაბვის აღძვრის შემთხვევას. ამ ამოცანის ამოსახსნელად სადენში აღძრულ მექანიკურ ძაბვას გამოსახავენ სადენის ტემპერატურისა და მექანიკური დატვირთვის საშუალებით, რომელსაც სადენის მდგომარეობის განტოლებას უწოდებენ.

განვიხილოთ სადენი, რომელიც დაკიდებულია ერთი და იმავე სიმაღლის წერტილებში. დავუშვათ, რომ გარემო საწყის პირო-

ბებში სადენის ტემპერატურაა θ_m , ხვედრითი მექანიკური დატვირთვაა γ_m და ამ დროს მასში აღძრული ძაბვაა σ_m . საჭიროა დავადგინოთ სადენში ძაბვა σ_n შეცვლილ გარემო პირობებში, როცა ჰაერის ტემპერატურაა θ_n და სადენის ხვედრითი მექანიკური დატვირთვა კი γ_n .

(6.16) გამოსახულების თანახმად მოცემულ პირობებში სადენის სიგრძე იქნება:

m საწყისი კლიმატური პირობებისას

$$L_m = l + \frac{l^3 \gamma_m^2}{24 \sigma_m^2} \quad (6.19)$$

n საბოლოო კლიმატური პირობებისას

$$L_n = l + \frac{l^3 \gamma_n^2}{24 \sigma_n^2} \quad (6.20)$$

და, შესაბამისად, სადენის წაგრძელება, გამოწვეული ერთდროულად გარემოს ტემპერატურისა და სადენის ხვედრითი მექანიკური დატვირთვების შეცვლით, ტოლია

$$\Delta L = L_n - L_m = \frac{l^3 \gamma_n^2}{24 \sigma_n^2} - \frac{l^3 \gamma_m^2}{24 \sigma_m^2} \quad (6.21)$$

სადენის წაგრძელება გამოვსახოთ წაგრძელების ტემპერატურული და დრეკადობის კოეფიციენტებით. მასალათა გამძლეობის კურსიდან ცნობილია, რომ L_m საწყისი სიგრძის სადენის ტემპერატურული წაგრძელება იანგარიშება ფორმულით

$$\Delta L_\theta = L_m \alpha (\theta_n - \theta_m), \quad (6.22)$$

ხოლო დრეკადული წაგრძელება – ფორმულით

$$\Delta L_\sigma = L_m \beta (\sigma_n - \sigma_m), \quad (6.23)$$

სადაც α და β ტემპერატურული და დრეკადული წაგრძელების კოეფიციენტებია. $\beta = \frac{1}{E}$, აქ E – სადენის დრეკადობის მოდული.

ტემპერატურისა და მექანიკური დატვირთვების ერთდროული ცვლილების დროს სადენის სიგრძე

$$L_n = L_m \left[1 + \alpha (\theta_n - \theta_m) \right] \left[1 + \frac{1}{E} (\sigma_n - \sigma_m) \right]$$

ანუ

$$L_n - L_m = \Delta L_\theta + \Delta L_\sigma + L_m \frac{\alpha}{E} (\theta_n - \theta_m) \cdot (\sigma_n - \sigma_m)$$

ამ გამოსახულების მარჯვენა მხარის ბოლო შესაკრები წარმოადგენს მეორე რიგის უსასრულო მცირეს და იგი სხვა წევრებთან შედარებით შეიძლება უგულებელვყოთ. ამრიგად გვაქვს

$$L_n - L_m = \Delta L_\theta + \Delta L_\sigma,$$

ანუ (6.21) ÷ (6.23) გამოსახულებათა გათვალისწინებით ეწერთ

$$\frac{l^3 \gamma_n^2}{24 \sigma_n^2} - \frac{l^3 \gamma_m^2}{24 \sigma_m^2} = L_m \left[\alpha (\theta_n - \theta_m) + \frac{1}{E} (\sigma_n - \sigma_m) \right]$$

და (6.19)-ის მხედველობაში მიღებით გვაქვს

$$\frac{l^3 \gamma_n^2}{24 \sigma_n^2} - \frac{l^3 \gamma_m^2}{24 \sigma_m^2} = \left[l + \frac{l^3 \gamma_m^2}{24 \sigma_m^2} \right] \left[\alpha (\theta_n - \theta_m) + \frac{1}{E} (\sigma_n - \sigma_m) \right].$$

ამ გამოსახულებაში სიდიდე $\frac{l^3 \gamma_m^2}{24 \sigma_m^2}$ წარმოადგენს სადენის

წაგრძელებას საწყის კლიმატურ პირობებში და იგი, როგორც პრაქტიკა გვიჩვენებს, არ აღემატება მაღლის სიგრძის 1%-ს. ე. ი.

$\frac{l^3 \gamma_m^2}{24 \sigma_m^2} \ll l$. აღნიშნულის გამო, საინჟინრო გაანგარიშებისთვის მი-

საღები სიზუსტის დაცვით, შეგვიძლია ეწეროთ

$$\frac{l^3 \gamma_n^2}{24 \sigma_n^2} - \frac{l^3 \gamma_m^2}{24 \sigma_m^2} = l \left[\alpha (\theta_n - \theta_m) + \frac{1}{E} (\sigma_n - \sigma_m) \right]$$

ანუ,

$$\sigma_n - \frac{l^2 \gamma_n^2 E}{24 \sigma_n^2} + \alpha E \theta_n = \sigma_m - \frac{l^2 \gamma_m^2 E}{24 \sigma_m^2} + \alpha E \theta_m. \quad (6.24)$$

ეს განტოლება სადენის მდგომარეობის განტოლებას წარმოადგენს. ამ განტოლებაში საწყისი m პარამეტრები $(\sigma_m, \gamma_m, \theta_m)$ აიღება ყველაზე უფრო არახელსაყრელი გარემო კლიმატური პირობების მიხედვით, რომლის დროსაც სადენის ძაბვა მაქსიმალურია $\sigma_m \leq [\sigma]$. სხვა ახალ გარემო კლიმატურ პირობებში (γ_n, θ_n) სადენის მექანიკური სიმტკიცე უზრუნველყოფილი იქნება და (6.24) განტოლებიდან ამოხსნილი σ_n დააკმაყოფილებს პირობას $\sigma_n \leq [\sigma]$.

σ_n ცვლადის მიმართ (6.24) განტოლება წარმოადგენს კერძო სახის კუბურ განტოლებას

$$\sigma_n^2 (\sigma_n + A) = B \quad (6.25)$$

სადაც

$$A = \left[\alpha E (\theta_m - \theta_n) + \frac{l^2 \gamma_m^2 E}{24 \sigma_m^2} - \sigma_m \right] \quad (6.26)$$

და

$$B = \frac{l^2 \gamma_n^2 E}{24} \quad (6.27)$$

ამ გამოსახულებათა მარჯვენა მხარეში შემავალი პარამეტრთა ანალიზის საფუძველზე ადვილად დაერწმუნდებით, რომ $B > 0$, ხოლო A პარამეტრმა, ხაზის მალისაგან დამოკიდებულებაში, შეიძლება მიიღოს როგორც დადებითი, ასევე უარყოფითი მნიშვნელობები. როგორც პრაქტიკა გვიჩვენებს A პარამეტრის აბსოლუტური მნიშვნელობა რიგ შემთხვევებში აღწევს 140-160-ს, ხოლო B კი შეიძლება იცვლებოდეს რამდენიმე ერთეული ათასიდან (მცირე მალეების დროს) რამდენიმე ერთეულ მილიონამდე (დიდი მალეების დროს).

სადენის მდგომარეობის განტოლების (6.24) ამოხსნა მთელ რიგ სამეცნიერო-ტექნიკურ ლიტერატურაში [4; 5; 8; 10; 13] რეკომენდირებულია შერჩევის გზით, რაც თანამედროვე გამოთვლითი ტექნიკის პირობებში მორალურად გაცვეთილია. ამ განტოლების ამოხსნა კარდანოს [15] ფორმულით მთელ რიგ სირთულეებთანაა

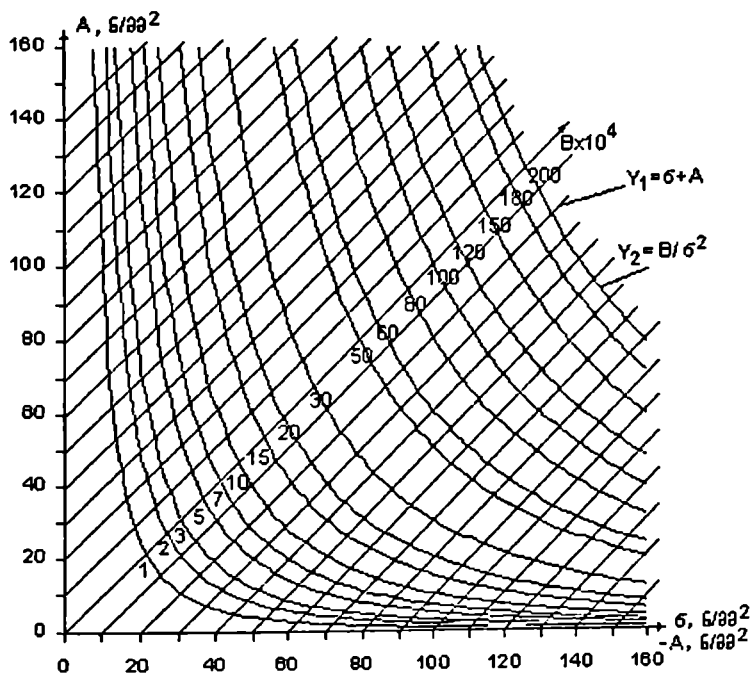
დაკავშირებული და პრაქტიკულად მისი გამოყენება თითქმის ვერ ხერხდება.

აღნიშნული განტოლების ამოხსნა გრაფიკული ან იტერაციის მეთოდით უფრო მოხერხებული და პრაქტიკულია [22].

(6.25) წარმოვადგინოთ შემდეგ სახეში

$$\sigma + A = \frac{B}{\sigma^2} \quad (6.28)$$

და A და B პარამეტრების სხვადასხვა მნიშვნელობებისას ავაგოთ $y_1 = \sigma + A$ და $y_2 = \frac{B}{\sigma^2}$ მურღთა ოჯახები (ნახ. 6.2), რომელთა დახმარებით განვსაზღვრავთ σ -ს მნიშვნელობას საინჟინრო გაანგარიშებისთვის საკმარისი სიზუსტით.



ნახ. 6.2 განტოლების ამოხსნის ნომოგრამა

ცვლადის განსაზღვრის ამ გრაფიკულმა მეთოდმა შეიძლება მთლიანად ვერ მოიცვას A და B პარამეტრების ყველა შესაძლო მნიშვნელობები, რაც ამოხსნის დროს ქმნის გარკვეულ შეზღუდვებს, რომლის თავიდან აცილების მიზნით და უფრო ზუსტი ამოხსნის მიღებისთვის შეგვიძლია ვისარგებლოთ (6.25) განტოლების ამოხსნის იტერაციული მეთოდით.

გადავწეროთ იგი შემდეგი სახეში

$$\sigma = \frac{B}{\sigma^2} - A \quad (6.29)$$

და ავავოთ $y_1 = \sigma$ და $y_2 = \frac{B}{\sigma^2} - A$ ფუნქციათა რგაფიკები, რომელთა გაკვეთის წერტილის აბსცისა იქნება ამონახსნი σ_0 (ნახ. 6.3). ავიღოთ σ -ს ნულოვანი მიახლოება $\sigma^{(0)}$, რომელსაც y_1 წირზე შეესაბამება წერტილი a , ხოლო y_2 წირზე კი წერტილი b . ამასთან

$$ab = \frac{B}{(\sigma^{(0)})^2} - A - \sigma^{(0)}.$$

ცვლადის პირველ მიახლოებად ავიღოთ ab მონაკვეთის k წერტილს ორდინატა $\sigma^{(1)} = \sigma^{(0)} + \alpha \cdot ab$ ანუ

$$\sigma^{(1)} = (1 - \alpha) \sigma^{(0)} + \alpha \cdot \left(\frac{B}{(\sigma^{(0)})^2} - A \right) \quad (6.30)$$

რომლის საფუძველზე შეგვიძლია ჩავწეროთ იტერაციული პროცესის ზოგადი სახე

$$\sigma^{(i+1)} = (1 - \alpha) \sigma^{(i)} + \alpha \cdot \left(\frac{B}{(\sigma^{(i)})^2} - A \right) \quad (6.31)$$

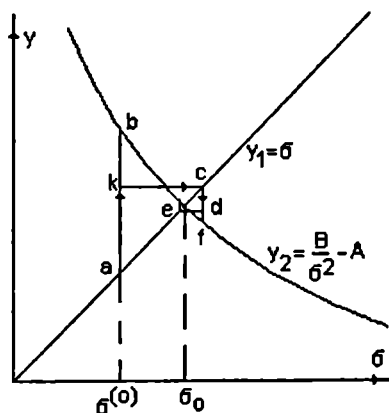
ამ მოდელის გამოყენების შემთხვევაში იტერაციული პროცესი მოძრაობს $abcde\dots$ ტეხილ წირზე და მიისწრაფვის σ_0 მნიშვნელობისკენ (ნახ. 6.3).

უნდა აღინიშნოს, რომ (6.25) სახის განტოლების ამოხსნის-
თვის შეიძლება გამოვიყენოთ, აგრეთვე, შემდეგი სახის იტერაციუ-
ლი მოდელი [22]

$$\sigma^{(i+1)} = (1-\alpha)\sigma^{(i)} + \alpha \cdot \sqrt{\frac{B}{\sigma^{(i)} + A}} \quad (6.32)$$

$\alpha < 1$ პარამეტრს ვუწოდოთ იტერაციული პროცესის კრე-
ბადობის დამაჩქარებელი კოეფიციენტი და მისი მნიშვნელობა შე-
ვირჩიოთ $0,2 \div 0,6$ -ის ფარგლებში [22].

რიცხვითი მაგალითების განხილვამ გვიჩვენა, რომ უკვე მე-
სამე, მეოთხე მიახლოებების ცდომილება არ აღემატება რამდენიმე
მეტად პროცენტს.



ნახ. 6.3 $\sigma^2 \cdot (\sigma + A) = B$ კუბური განტოლების იტერაციული
ამოხსნის გრაფიკული გამოსახვა

6.5. კრიტიკული მალი

სადენში მაქსიმალური ძაბვა შეიძლება აღიძრას ორ შემ-
თხვევაში: გარემოს მინიმალური ტემპერატურისას, ან სადენზე
მოქმედი მაქსიმალური ხვედრითი მექანიკური დატვირთვისას. პირ-
ველ შემთხვევაში მიიჩნევენ, რომ სადენზე მოქმედებს მხოლოდ სა-

კუთარი წონა და, შესაბამისად, ხვედრითი დატვირთვაა γ_1 . თუ მოცემული ხაზის მშენებლობის რეგიონში გარემოს მინიმალური ტემპერატურისას შეიმჩნევა სადენთა დაფარვა ლიპყინულით, მაშინ მექანიკური დატვირთვა იქნება γ_3 . მეორე შემთხვევაში მიიჩნევენ, რომ სადენი დაფარულია ლიპყინულით და მასზე მისადმი პერპენდიკულარულად მოქმედებს ჰორიზონტალური მიმართულების ქარი. ამ შემთხვევაში ხვედრითი მექანიკური დატვირთვაა γ_7 და გარემოს ტემპერატურა აიღება $\theta_y = -5 \div -10^\circ C$ ფარგლებში. უნდა აღინიშნოს, რომ მცირე განიკვეთის სადენების შემთხვევაში, როცა ლიპყინულის სისქე არ აღემატება 5 მმ-ს, შეიძლება მაქსიმალური ხვედრითი დატვირთვა აღმოჩნდეს γ_6 და არა γ_7 .

სადენში აღძრული ძაბვა როგორც მინიმალური ტემპერატურისას, ასევე მაქსიმალური მექანიკური დატვირთვებისას არ უნდა აღემატებოდეს დასაშვებს. მექანიკური ანგარიშების მიზანია მოცემული ხაზისთვის გამოვლინდეს ყველაზე უფრო მძიმე რეჟიმი, რომლის შესაბამისი პარამეტრები სადენის მდგომარეობის განტოლებაში აიღება საწყისად.

დავწეროთ სადენის მდგომარეობის განტოლება ორივე სახისათო რეჟიმისთვის:

$$\sigma_{\theta_{\text{აფ}}} - \frac{l^2 \gamma_{\theta_{\text{აფ}}}^2 E}{24 \sigma_{\theta_{\text{აფ}}}^2} + \alpha E \theta_{\text{აფ}} = \sigma_m - \frac{l^2 \gamma_m^2 E}{24 \sigma_m^2} + \alpha E \theta_m$$

და

$$\sigma_{\gamma_{\text{აფ}}} - \frac{l^2 \gamma_{\gamma_{\text{აფ}}}^2 E}{24 \sigma_{\gamma_{\text{აფ}}}^2} + \alpha E \theta_y = \sigma_m - \frac{l^2 \gamma_m^2 E}{24 \sigma_m^2} + \alpha E \theta_m$$

ანუ

$$\sigma_{\theta_{\text{აფ}}} - \frac{l^2 \gamma_{\theta_{\text{აფ}}}^2 E}{24 \sigma_{\theta_{\text{აფ}}}^2} + \alpha E \theta_{\text{აფ}} = \sigma_{\gamma_{\text{აფ}}} - \frac{l^2 \gamma_{\gamma_{\text{აფ}}}^2 E}{24 \sigma_{\gamma_{\text{აფ}}}^2} + \alpha E \theta_y \quad (6.33)$$

ამ განტოლების საფუძველზე დავადგინოთ როგორ იცვლება სადენში აღძრული ძაბვა მალის სიგრძისგან დამოკიდებულებაში. ამისთვის განვიხილოთ $l \rightarrow 0$ და $l \rightarrow \infty$ შემთხვევები.

როცა $l \rightarrow 0$, ვღებულობთ

$$\sigma_{\theta_{\text{პნ}}} = \sigma_{\gamma_{\text{პნ}}} + \alpha E (\theta_s - \theta_{\text{პნ}}) \quad (6.34)$$

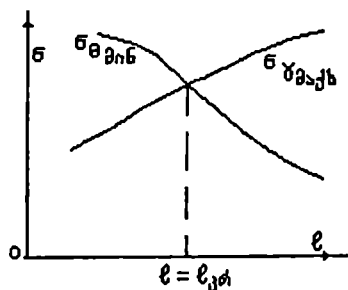
ხოლო, როცა $l \rightarrow \infty$, გვაქვს

$$\sigma_{\theta_{\text{პნ}}} = \sigma_{\gamma_{\text{პნ}}} \left(\frac{\gamma_{\theta_{\text{პნ}}}}{\gamma_{\gamma_{\text{პნ}}}} \right) \quad (6.35)$$

რადგანაც $\theta_{\text{პნ}} < \theta_s$ და $\gamma_{\gamma_{\text{პნ}}} > \gamma_{\theta_{\text{პნ}}}$, (6.34) და (6.35) გამო-
სახულებათა ანალიზის საფუძველზე, ვღებულობთ:

როცა $l \rightarrow 0$, მაშინ $\sigma_{\theta_{\text{პნ}}} > \sigma_{\gamma_{\text{პნ}}}$; როცა $l \rightarrow \infty$, მაშინ
 $\sigma_{\theta_{\text{პნ}}} < \sigma_{\gamma_{\text{პნ}}}$.

ე. ი. არსებობს მალის ისეთი მნიშვნელობა, რომლის დრო-
საც $\sigma_{\theta_{\text{პნ}}} = \sigma_{\gamma_{\text{პნ}}}$ (ნახ. 6.4). მალის ამ მნიშვნელობას კრიტიკულ
მალს უწოდებენ. მაშასადამე, $l < l_{\text{კ}}$ მალეებისთვის სადენში უფრო
მეტი მექანიკური დაბეა აღიძრება მინიმალური ტემპერატურის
დროს, ხოლო $l > l_{\text{კ}}$ მალეებისთვის კი პირიქით – უფრო მეტი
დაბეა მოსალოდნელია მაქსიმალური დატვირთვების დროს.



ნახ. 6.4 სადენში აღძრული დაბეის დამოკიდებულება მალის
სიგრძეზე

სადენის მექანიკური სიმტკიცის უზრუნველყოფის მიზნით
მასში აღძრული დაბეა არ უნდა აღემატებოდეს დასაშვებს.

კრიტიკული მალისთვის ვწერთ

$$\sigma_{\theta_{\text{პნ}}} = \sigma_{\gamma_{\text{პნ}}} = [\sigma] \quad (6.36)$$

ამ პირობებში (6.33)-დან ვღებულობთ

$$-\frac{l_{\gamma}^2 \gamma_{\theta_{\text{მზ}}}^2}{24[\sigma]^2} + \alpha \theta_{\text{მზ}} + \frac{l_{\gamma}^2 \gamma_{\text{მკ}}^2}{24[\sigma]^2} - \alpha \theta_{\gamma} = 0$$

ანუ

$$\frac{l_{\gamma}^2}{24[\sigma]^2} (\gamma_{\text{მკ}}^2 - \gamma_{\theta_{\text{მზ}}}^2) = \alpha (\theta_{\gamma} - \theta_{\text{მზ}}).$$

აქედან

$$l_{\gamma} = [\sigma] \sqrt{\frac{24\alpha (\theta_{\gamma} - \theta_{\text{მზ}})}{(\gamma_{\text{მკ}}^2 - \gamma_{\theta_{\text{მზ}}}^2)}} \quad (6.37)$$

კრიტიკული ძალის საშუალებით რეალური ხაზებისთვის დავადგენთ ზემოთ აღნიშნული მძიმე პირობებიდან რომელი ავირჩიოთ საწყისად. კერძოდ, თუ $l < l_{\gamma}$ მაშინ საწყისად აიღება მინიმალური ტემპერატურის პირობები, ხოლო თუ $l > l_{\gamma}$ მაშინ კი — მაქსიმალური მექანიკური დატვირთვის პირობები. ორივე შემთხვევაში სადენში აღძრული ძაბვის საანგარიშო მნიშვნელობად აიღება დასაშვები ძაბვა $[\sigma]$ (ნახ. 6.5). აქედან გამომდინარე და იმის გათვალისწინებით, რომ სადენის მონტაჟის დროს $\gamma_m = \gamma_1$, $\theta_m = \theta_{\text{მზ}}$ და $\sigma_m = \sigma_{\text{მზ}}$, სადენის მდგომარეობის განტოლება ჩაიწერება სახეში:

როცა $l < l_{\gamma}$

$$[\sigma] - \frac{l^2 \gamma_{\theta_{\text{მზ}}}^2 E}{24[\sigma]^2} + \alpha E \theta_{\text{მზ}} = \sigma_{\text{მზ}} - \frac{l^2 \gamma_1^2 E}{24\sigma_{\text{მზ}}^2} + \alpha E \theta_{\text{მზ}} \quad (6.38)$$

როცა $l > l_{\gamma}$

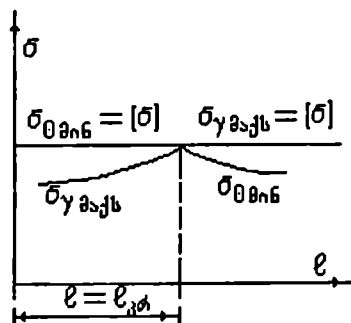
$$[\sigma] - \frac{l^2 \gamma_{\text{მკ}}^2 E}{24[\sigma]^2} + \alpha E \theta_{\gamma} = \sigma_{\text{მზ}} - \frac{l^2 \gamma_1^2 E}{24\sigma_{\text{მზ}}^2} + \alpha E \theta_{\text{მზ}} \quad (6.39)$$

$\sigma_{\text{მზ}}$ -ის მიმართ ამ განტოლებათა ამოხსნით დავადგენთ მონტაჟისას სადენის და ჭიმვის ძალის პორიზონტალური შემდგენის იმ მაქსიმალურ მნიშვნელობას

$$T_0 = \sigma_{\text{ავ}} \cdot F \quad (6.40)$$

რომლითაც დაიჭიმება სადენი მონტაჟისას და გარემოს სხვა ნებისმიერ კლიმატურ და, მათ შორის, ყველაზე უფრო მძიმე და არახელსაყრელ პირობებშიც კი სადენის მექანიკური სიმტკიცე უზრუნველყოფილი იქნება.

როგორც ვიცით, ვიბრაციის შედეგად ფოლად-ალუმინის სადენის ვადამადელი ცვეთის თავიდან ასაცილებლად ნორმირებულია დასაშვები ძაბვა საშუალო საექსპლუატაციო ტემპერატურის პირობებისას (ცხრ. 6.2). ამიტომ სადენთა მექანიკური გაანგარიშებისას აუცილებელია გათვალისწინებულ იქნეს ეს პირობებიც.



ნახ. 6.5 სადენის მექანიკური ანგარიშის საწყისი პირობის განსაზღვრის დიაგრამა

ძაბვის დასაშვები მნიშვნელობა საშუალო-საექსპლუატაციო ტემპერატურისას $[\sigma_{\text{შენ}}]$ ნაკლებია, ვიდრე ძაბვის დასაშვები მნიშვნელობა მინიმალური ტემპერატურისა და მაქსიმალური მექანიკური დატვირთვებისას (ცხრ. 6.2)

$$[\sigma_{\text{შენ}}] < [\sigma_{\text{გვ}}] = [\sigma_{\text{გვ}}].$$

რადგანაც სადენში დასაშვები ძაბვა შეზღუდულია სამი სხვადასხვა პირობით, ბუნებრივია დაისმება საკითხი რომელი ამ პირობათაგანი მივიჩნიოთ საწყისად. საკითხის გადასაწყვეტად განიხილავენ კრიტიკული მალის სამ მნიშვნელობას

$$l_{1კ} = \frac{2[\sigma_{\theta_{\text{ლპ}}}]}{\gamma_{\theta_{\text{პნ}}}} \sqrt{\frac{6\left\{\left([\sigma_{\theta_{\text{ლპ}}}] - [\sigma_{\theta_{\text{პნ}}}] \right) \cdot \frac{1}{E} + \alpha \cdot (\theta_{\text{ლპ}} - \theta_{\text{პნ}})\right\}}{\left(\frac{\gamma_{\theta_{\text{ლპ}}}}{\gamma_{\theta_{\text{პნ}}}}\right)^2 - \left(\frac{[\sigma_{\theta_{\text{ლპ}}}]}{[\sigma_{\theta_{\text{პნ}}}]}\right)^2}} \quad (6.41)$$

$$l_{2კ} = \frac{2[\sigma_{\gamma_{\text{პკ}}}] }{\gamma_{\theta_{\text{პნ}}}} \sqrt{\frac{6\left\{\left([\sigma_{\gamma_{\text{პკ}}}] - [\sigma_{\theta_{\text{პნ}}}] \right) \cdot \frac{1}{E} + \alpha \cdot (\theta_{\gamma} - \theta_{\text{პნ}})\right\}}{\left(\frac{\gamma_{\text{პკ}}}{\gamma_{\theta_{\text{პნ}}}}\right)^2 - \left(\frac{[\sigma_{\gamma_{\text{პკ}}}] }{[\sigma_{\theta_{\text{პნ}}}]}\right)^2}} \quad (6.42)$$

$$l_{3კ} = \frac{2[\sigma_{\gamma_{\text{პკ}}}] }{\gamma_{\theta_{\text{პნ}}}} \sqrt{\frac{6\left\{\left([\sigma_{\gamma_{\text{პკ}}}] - [\sigma_{\theta_{\text{ლპ}}}] \right) \cdot \frac{1}{E} + \alpha \cdot (\theta_{\gamma} - \theta_{\text{ლპ}})\right\}}{\left(\frac{\gamma_{\text{პკ}}}{\gamma_{\theta_{\text{ლპ}}}}\right)^2 - \left(\frac{[\sigma_{\gamma_{\text{პკ}}}] }{[\sigma_{\theta_{\text{ლპ}}}]}\right)^2}} \quad (6.43)$$

ვიცით რა კრიტიკული მალეების მნიშვნელობები, საანგარიშო საწყისი პირობის დასადგენად ვსარგებლობთ 6.4 ცხრილით.

ცხრილი 6.4 სადენთა მექანიკური გაანგარიშების საწყისი პირობების შერჩევის სქემა

კრიტიკული მალეების თანაფარდობა	საანგარიშო საწყისი პირობები		
	მინიმალური ტემპერატურა	მაქსიმალური ტემპერატურა	საშუალო საექსპლუატაციო ტემპერატურა
$\varepsilon_{1კ} < \varepsilon_{2კ} < \varepsilon_{3კ}$	$\varepsilon < \varepsilon_{1კ}$	$\varepsilon > \varepsilon_{3კ}$	$\varepsilon_{1კ} < \varepsilon < \varepsilon_{3კ}$
$\varepsilon_{1კ} > \varepsilon_{2კ} > \varepsilon_{3კ}$	$\varepsilon > \varepsilon_{2კ}$	$\varepsilon > \varepsilon_{2კ}$	—
$\varepsilon_{1კ}$ ან ანუ $\varepsilon_{2კ} < \varepsilon_{3კ}$	—	$\varepsilon > \varepsilon_{3კ}$	$\varepsilon < \varepsilon_{3კ}$
$\varepsilon_{3კ}$ ან ანუ $\varepsilon_{2კ}$ ან $\varepsilon_{1კ}$ დიდი მნიშვნელობა, $\varepsilon_{1კ} < \varepsilon_{2კ}$	$\varepsilon < \varepsilon_{1კ}$	—	$\varepsilon > \varepsilon_{1კ}$

6.6. კრიტიკული ტემპერატურა

ელექტროგადაცემის ხაზის საყრდენის სიმაღლის ერთ-ერთ განმსაზღვრელ პარამეტრს წარმოადგენს სადენის ჩალუნვის ისარი, რომლის მაქსიმალურ მნიშვნელობას ადგილი აქვს გარემოს მაქსიმალური ტემპერატურისას ან უქარო ამინდში, როცა სადენი დაფარულია ლიპყინულით. პირველ შემთხვევაში სადენის მექანიკური დატვირთვაა γ_1 და ტემპერატურა — $\theta_{\text{აჟ}}$, მეორე შემთხვევაში მექანიკური დატვირთვაა γ_3 და ტემპერატურა — θ_3 .

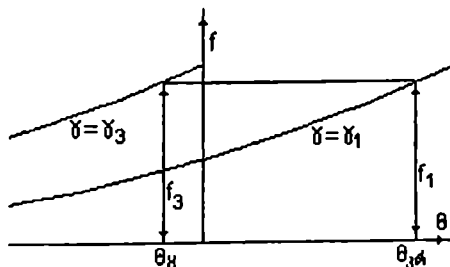
(6.14) თანახმად ამ შემთხვევებში ჩალუნვის ისარი არის

$$f_1 = \frac{l^2 \gamma_1}{8\sigma_1} \quad (6.44)$$

და

$$f_3 = \frac{l^2 \gamma_3}{8\sigma_3} \quad (6.45)$$

სადენის მდგომარეობის განტოლების საფუძველზე ავსვით ჩალუნვის ისრის გარემო ტემპერატურაზე დამოკიდებულების გრაფიკები γ_1 და γ_3 ხვედრითი მექანიკური დატვირთვებისას (ნახ. 6.6).



ნახ. 6.6 ჩალუნვის ისრის გარემოს ტემპერატურაზე დამოკიდებულების გრაფიკი

ნახაზიდან ჩანს, რომ გარემოს გარკვეული დადებითი ტემპერატურის დროს f_1 აღწევს f_3 -ის მნიშვნელობას.

ტემპერატურას, რომლის დროსაც $f_1 = f_3$, კრიტიკული ტემპერატურა ეწოდება. ე. ი. კრიტიკული ტემპერატურის დროს

$$\frac{l^2 \gamma_1}{8\sigma_1} = \frac{l^2 \gamma_3}{8\sigma_3} \quad \text{აქედან } \sigma_1 = \sigma_3 \frac{\gamma_1}{\gamma_3} \quad (6.46)$$

სადენის მდგომარეობის განტოლებას γ_3 მექანიკური დატვირთვისა და $\theta_{\text{კ}}$ ტემპერატურისას ექნება სახე:

$$\sigma_1 - \frac{l^2 \gamma_1^2 E}{24\sigma_1^2} + \alpha \theta_{\text{კ}} E = \sigma_3 - \frac{l^2 \gamma_3^2 E}{24\sigma_3^2} + \alpha \theta_{\text{ყ}} E,$$

ანუ (6.46) გათვალისწინებით, გვაქვს

$$\sigma_3 \frac{\gamma_1}{\gamma_3} - \frac{l^2 \gamma_3^2 E}{24\sigma_3^2} + \alpha \theta_{\text{კ}} E = \sigma_3 - \frac{l^2 \gamma_3^2 E}{24\sigma_3^2} + \alpha \theta_{\text{ყ}} E.$$

აქედან

$$\theta_{\text{კ}} = \theta_{\text{ყ}} + \sigma_3 \left(1 - \frac{\gamma_1}{\gamma_3} \right) \cdot \frac{1}{\alpha E} \quad (6.47)$$

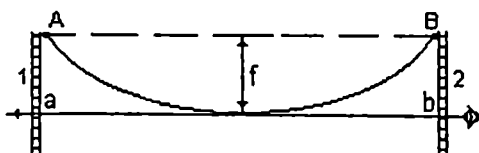
კრიტიკული ტემპერატურის განმარტებიდან გამომდინარე, როცა გარემოს მაქსიმალური ტემპერატურა $\theta_{\text{აკ}} < \theta_{\text{კ}}$, მაშინ ჩაღუნვის ისრის მაქსიმალური მნიშვნელობა მოსალოდნელია γ_3 ხვედრითი მექანიკური დატვირთვის დროს, ხოლო როცა $\theta_{\text{აკ}} > \theta_{\text{კ}}$, მაშინ კი — გარემოს მაქსიმალური ტემპერატურის დროს.

6.7. სადენის მონტაჟის პირობები. სამონტაჟო ცხრილები

სადენის მექანიკური ძაბვისა და ჩაღუნვის ისრის ანგარიში მიმდინარეობს სხვადასხვა დაშვების პირობებში. კერძოდ: სადენის უდიდესი დაჭიმვა ზუსტად შეესაბამება სადენის მასალის საანგარიშო დასაშვებ ძაბვას; ფოლად-ალუმინის სადენის დამზადების დროს გარემოს ტემპერატურაა $+15^\circ \text{C}$, მექანიკური დატვირთვები თანაბრად გაანაწილებული მალის გასწვრივ; სადენტა საანგარიშო მექანიკური მახასიათებლები ზუსტად შეესაბამება დასამონტაჟებელი სადენების მექანიკურ მახასიათებლებს და სხვ.

ამ დაშვებების გამო არ არსებობს სრული გარანტია იმისა, რომ სადენის რეალური და საანგარიშო პარამეტრები ერთმანეთს ემთხვეოდეს. სადენის მონტაჟი მიმდინარეობს პირობებში, როცა სადენის მექანიკური დატვირთვაა γ_1 , გარემოს ტემპერატურაა $(+40 \div -15)^\circ C$ ფარგლებში, ხოლო სადენში ძაბვა დასაშვებზე ნაკლებია. ხაზის ექსპლუატაციისას სადენში მექანიკური ძაბვა იცვლება და მძიმე გარემო ატმოსფერული პირობების დროს უახლოვდება დასაშვებს, რის გამოც სადენი ლებულობს დამატებით წაგრძელებას. მასალის დენადობის თვისებიდან გამომდინარე მუდმივად მოქმედი დაჭიმვის ძალა იწვევს სადენის შემდგომ წაგრძელებას. აქედან გამომდინარე მასალის ერთი და იგივე ძაბვის დროს მუშა მდგომარეობაში მყოფი ხაზის სადენის ჩალუნვის ისარი უფრო მეტია, ვიდრე ახლადდამონტაჟებული სადენისა. ამიტომ, თუ მონტაჟისას არ იქნა გათვალისწინებული სადენის შემდგომი მოსალოდნელი გაჭიმვა-წაგრძელება, ჩალუნვის ისარი საანგარიშოზე მეტი აღმოჩნდება და სადენის მიწასთან ან სხვა საინჟინრო ნაგებობასთან მიახლოების გაბარიტი დასაშვებზე ნაკლები იქნება.

მონტაჟისას სადენის დაჭიმვა რეგულირდება ჩალუნვის ისრის სიდიდის მიხედვით. ჩალუნვის ისრის შემოწმება შეიძლება განზოცდელდეს ზუსტი მეთოდით – სპეციალური გეოდეზიური ხელსაწყოთა დახმარებით, ან პრაქტიკაში ფართოდ გავრცელებული 6.7 ნახაზზე წარმოდგენილი სქემის მიხედვით. ამ სქემის თანახმად დამკვირვებელი საყრდენებზე დამაგრებული ლარტყის საშუალებით განჭვრეტს ab წრფეს. ორივე ლარტყზე ერთი და იგივე ანათვალის დროს ab წრფე სადენის დაკიდების წერტილებში გამავალი AB წრფის პარალელურია და, შესაბამისად, ლარტყებზე ანათვალის გვაძლევს სადენის ჩალუნვის ისრის სიდიდეს.



ნახ. 6.7 სადენის ჩალუნვის ისრის გაზომვის სქემა

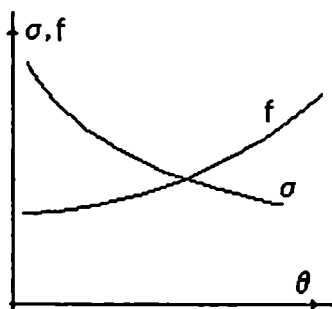
იმ მიზნით, რომ ექსპლუატაციის პირობებში ხაზზე სადენის ჩალუნვის ისარი არ აღმოჩნდეს საანგარიშოზე მეტი, სადენის მონტაჟი მიმდინარეობს შესაბამისი ჭარბაჭიმვით, ანუ სადენი დაიჭიმება ჩალუნვის ისრით, რომელიც საანგარიშოზე ნაკლები იქნება. ჩალუნვის ისრის შემცირების საკმარისი სიდიდე დადგენილია მთელი რიგი გაანგარიშებების საფუძველზე და მოცემულია პროცენტებში, რომელიც დამოკიდებულია სადენის მასალასა და კონსტრუქციაზე (ცხრ. 6.5).

ცხრილი 6.5. მონტაჟის დროს ჩალუნვის ისრის შემცირების რეკომენდირებული მნიშვნელობები

სადენის მასალა	ჩალუნვის შემცირება, %
ფოლადი	5
სპილენძი	7
ფოლად-ალუმინი	10-12
ალუმინი	12 -ზე მეტი

მონტაჟისას გარემოს ტემპერატურა ზოგადად სხვადასხვაა. ამიტომ ჩალუნვის სამონტაჟო ისრის ანგარიშისას ითვალისწინებენ სადენში აღძრული მექანიკური ძაბვის გარემოს ტემპერატურაზე დამოკიდებულებას და შეადგენენ შესაბამის სამონტაჟო ცხრილს, რისთვისაც სადენის მდგომარეობის განტოლებაში (6.24), რომლისთვისაც პროექტირებისას დადგენილი იქნება საწყისი საანგარიშო m პირობები, მიიღებენ $\gamma_n = \gamma_1$ და გარემოს სხვადასხვა θ_n ტემპერატურის შემთხვევებში გამოთვლიან $\sigma_n = \sigma$ მექანიკურ ძაბვასა და ჩალუნვის ისარს $f = \frac{l^2 \gamma_1}{8\sigma}$.

ანგარიშის შედეგებს წარმოადგენენ ცხრილის ან მრუდების სახით (ნახ 6.8). ამ შედეგებით დაადგენენ ჩალუნვის ისრის იმ მნიშვნელობას, რომლის შესაბამისადაც უნდა დაიჭიმოს სადენი მონტაჟისას.



ნახ. 6.8 სადენის ძაბვისა და ჩალუნვის ისრის გარემოს ტემპერატურაზე დამოკიდებულების გრაფიკი

6.8. ხაზების მექანიკური ნაწილის პროექტირების ელემენტები

6.8.1. ზოგადი მიმოხილვა

საჰაერო ელექტროგადამცემის ხაზის პროექტის დამუშავების პირველ ეტაპს წარმოადგენს ელექტრომომარაგების ელექტრული ანგარიშები, რომლის დროსაც ტექნიკურ-ეკონომიკური გაანგარიშების საფუძველზე დასაბუთდება რაიმე A და B პუნქტების დამაკავშირებელი საჰაერო ხაზის აგების აუცილებლობა. ამ დროს დადგინდება ხაზის ნომინალური ძაბვა და სადენის ეკონომიკური განიკვეთი, შეირჩევა სადენის შესაბამისი მარკა.

პროექტირების შემდეგ ეტაპზე მიმდინარეობს ხაზის ოპტიმალური ტრასის შერჩევა, რაც პროექტის ერთ-ერთი საპასუხისმგებლო ნაწილია. თეორიულად ყველაზე უფრო იაფი იქნება ხაზის უმოკლესი ტრასა საწყის და საბოლოო პუნქტებს შორის, რომელიც სწორხაზოვან ტრასას წარმოადგენს. სწორხაზოვანი ტრასის შერჩევა კი პრაქტიკულად შეუძლებელია, რადგანაც ამ ტრასაზე შეიძლება არსებობდეს დასახელებული პუნქტები, საწარმოები, ბუნებრივი დაბრკოლებები (ტბები, ჭაობები, მთები და სხვ.), რომელ-

თა გადალახვა ან პრაქტიკულად შეუძლებელია, ან იწვევს ხაზის მშენებლობის ხარჯების მნიშვნელოვან გაზრდას.

აღნიშნულის გამო, ხაზის ტრასის შესარჩევად წინასწარ რუკაზე აწარმოებენ იმ რეგიონის დათვალიერებას, სადაც სავარაუდოდ შეიძლება აგებული იქნეს ელექტროგადაცემის ხაზი.

რუკაზე სავარაუდო ტრასის შერჩევის შემდეგ ზდება ხაზის აგების რეგიონის ნატურში დათვალიერება-შესწავლა. დაადგენენ რეგიონის კლიმატურ პირობებს, აწარმოებენ ტოპოგრაფიულ გადაღებებს, დაადგენენ ტრასის გეოლოგიურ მონაცემებს საყრდენის გრუნტში ჩამაგრების თვალსაზრისით ან საყრდენთა ფუნდამენტების ტიპის შესარჩევად, შეადგენენ ტრასის გრძივ პროფილს.

ტრასის შერჩევის დროს ითვალისწინებენ ხაზის ასაგებად საჭირო მასალების ტრანსპორტირების შესაძლო პირობებს. ამ კუთხით ხაზი, რომელიც აგებული იქნება რკინიგზის ან საავტომობილო გზების მახლობლად, უფრო იაფია, ვიდრე იმ შემთხვევაში, როცა აუცილებელი ზდება სპეციალური მისასვლელი გზების გაყვანა.

მიზანშეწონილია შედგენილი იქნეს ხაზის ტრასის რამდენიმე ვარიანტი და მათგან ხაზის აგების ხარჯების შედარების საფუძველზე ამორჩეული იქნება ოპტიმალური.

განსაკუთრებული ყურადღება უნდა მიექცეს განიერი მდინარეების, ხეობების ან სხვა ბუნებრივ, თუ საინჟინრო დაბრკოლებათა გადალახვის მოხერხებული ადგილების შერჩევას. ყველაზე უფრო მოხერხებულად ითვლება მდინარის ის მონაკვეთი, რომელიც ხასიათდება მაღალი და მკვერივი ნაპირებით. ამ შემთხვევაში შეიძლება ჩვეულებრივი სიმაღლის სარყდენიც კი საკმარისი აღმოჩნდეს წყლის ზედაპირიდან სადენამდე აუცილებელი გაბარიტული მანძილის უზრუნველსაყოფად.

არამიზანშეწონილია მაღალი გადასასვლელი საყრდენის დაყენების წერტილში ადგილი ჰქონდეს ტრასის მიმართულების შეცვლას — მოხვევას, რადგანაც ამ დროს აუცილებელი ზდება გამოყენებულ იქნას მნიშვნელოვნად დიდი მასის მაღალი კუთხრუ-ანკერული საყრდენი.

მაღალი გადასასვლელი საყრდენების დაყენების აუცილებლობის შემთხვევაში მიზანშეწონილია გამოყენებული იქნეს ფარ-

თობაზიანი შუალედური საყრდენი, რომლისგანაც 300-700 მ მანძილზე დაყენებული იქნება საბოლოო საყრდენები და, აუცილებლობის შემთხვევაში, მიზანშეწონილია ტრასის მოხვევა გათვალისწინებულ იქნას ამ საყრდენზე.

რკინიგზის და I კატეგორიის საავტომობილო გზების გადაკვეთის დროს გამოყენებულ უნდა იქნეს ანკერული საყრდენები, რომლებიც იმავდროულად, საჭიროების შემთხვევაში შეიძლება იყოს კუთხურიც. სატრანსპორტო გზების გადაკვეთა მიზანშეწონილია მოხდეს იმ ადგილებში, სადაც გზა გადის მიწის ზედაპირის დონეზე ან ნათხარში, რათა არ დაგვიკირდეს საყრდენთა დამატებითი ამალგება.

არსებული ელექტროგადამცემის ხაზების გადაკვეთა მიზანშეწონილია მალის შუაში, სადაც სადენები და გვარლი იმყოფება ყველაზე უფრო დაბალ დონეზე მიწიდან. ამასთან გადამკვეთი ხაზის უფრო მაღალი საყრდენი დაყენებული იქნეს გადასაკვეთ ხაზთან ახლოს. ორივე ამ ხაზების სადენების ერთმანეთთან შესაძლო მიახლოების მანძილი უნდა პასუხობდეს ენერგოდანადგართა ექსპლუატაციის წესებით დადგნილ ნორმებს. როგორც წესი, უფრო მაღალი ძაბვის ხაზის სადენები განლაგებული უნდა იქნეს დაბალი ძაბვის ხაზის სადენებზე მაღლა.

საპაერო ხაზის შესაძლო ტრასის წინასწარი მოკვლევის დროს აიღებენ ინფორმაციას გარემოს მაქსიმალური, მინიმალური და საშუალო საექსპლუატაციო ტემპერატურის, ქარის მიმართულებისა და მაქსიმალური სიჩქარის, ლიპყინულის წარმოქმნის ინტენსივობის და მისი კედლის მაქსიმალური სისქისა და ჭექა-ქუხილის ინტენსივობის შესახებ.

ტრასის ვარიანტის საბოლოო შერჩევის შემდეგ ასრულებენ ტექნიკურ მოკვლევას. ამ მოკვლევის დროს წარმოებს ხაზიხ ტრასის სარყვა, პიკეტირება, ნიველირება. შეადგენენ ტრასის სიტუაციას და განსაზღვრავენ გრუნტის ხასიათს. სარყვის დროს სპეციალური სარყეს გამოყენებით ადგილზე დაადგენენ ხაზის ტრასის ღერძს. სარყვის დამთავრების შემდეგ აწარმოებენ ტრასის გაზომვას, რისთვისაც ყოველ 100 მეტრზე ჩაასობენ პიკეტს. ყოველ პიკეტს აქვს თავისი ნომერი და ნიშნული. ცალკეული პიკეტის ნიშნულის მისაღებად ახდენენ ადგილის ნიველირებას რაიმე

საწყისი ნიშნულის მიმართ. ამ ნიშნულების მიხედვით გამოსახვენ ტრასის გრძე პროფილს.

პიკეტირებასთან ერთად შეადგენენ ტრასის აბრისს (მონახაზს), სადაც ნაჩვენებია ადგილის სიტუაცია 25 მეტრი სიგანით ტრასის ორივე მხარეს და ხაზის მოხვევის კუთხის მიმართულება და სიდიდე.

ამრიგად, ტექნიკური მოკვლევის საფუძველზე შედგება ხაზის ტრასის გეგმა და გრძივი პროფილი. ადგილის გეგმას, როგორც წესი აღგენენ 1:25000 ან 1:100000 მასშტაბში, ხოლო გრძივ პროფილს თვალსაჩინოებისთვის ასრულებენ ორ მასშტაბში: პორიზონტალის გასწვრივ 1:5000 და ვერტიკალის გასწვრივ 1:500. საინჟინრო ნაგებობების გადაკვეთების დროს მასშტაბს ზრდიან 1:2000 და 1:200 ან 1:1000 და 1:100-მდე.

პროფილის ნახაზზე დატანილია აგრეთვე გეოლოგიური ჭრილი ტრასის გასწვრივ, სადაც ნაჩვენებია სხვადასხვა კატეგორიის გრუნტების განლაგების სიღრმე. გეოლოგიურ ჭრილს შეადგენენ უფრო დიდ ვერტიკალურ მასშტაბში 1:200.

ტექნიკური მოკვლევის დროს შედგენილი გრძივი პროფილი გამოიყენება ტრასაზე საყრდენთა საპროექტო განლაგებისთვის.

6.8.2. საყრდენთა მასალისა და ტიპის შერჩევა

საპაერო ხაზებზე, როგორც ვიცით, გამოიყენება ხის, რკინაბეტონის და ლითონის საყრდენები.

საყრდენთა მასალის შერჩევა საჭიროა ჩატარდეს ტექნიკურ-ეკონომიკური გაანგარიშების შედარების საფუძველზე. დღეისთვის უმრავლეს შემთხვევაში გამოიყენება უნიფიცირებული საყრდენები. 35 კვ და მეტი ძაბვის საპაერო ხაზების ტექნოლოგიური პროექტირების ნორმების მიხედვით რეკომენდირებულია სხვადასხვა მასალის საყრდენთა გამოყენების შემდეგი ფარგლები:

გაჟღენთილი მერქნისგან დამზადებული ხის საყრდენები მიზანშეწონილია გამოვიყენოთ 35-150 კვ ძაბვის ერთწრედიანი ხაზებისთვის იმ რაიონებში, სადაც საყრდენებისთვის მერქნის გამოყენება ამცირებს მშენებლობის ხარჯებს.

რკინაბეტონის საყრდენები გამოიყენება ერთწრედიანი 35-150 კვ ძაბვის ელექტროგადაცემის იმ ხაზებზე, სადაც ხის საყრდენების გამოყენება არამიზანშეწონილია და, აგრეთვე, ქვემოთ ჩამოთვლილ ხაზებზე, სადაც ლითონის საყრდენების გამოყენება არაეკონომიკურია: 35-220 კვ ერთწრედიანი; 35-110 კვ ორწრედიანი; 330 კვ ერთწრედიანი, როცა სადენები განლაგებულია ჰორიზონტალურად; 500 კვ, როცა ხაზი გადის ვაკე ადგილებში.

ლითონის საყრდენები გამოიყენება: 35-150 კვ ძაბვის ორწრედიანი და 220, 330 კვ ძაბვის ერთწრედიან ხაზებზე იმ რაიონებში, სადაც ეკონომიკურად არამიზანშეწონილია ხის ან რკინაბეტონის საყრდენების გამოყენება; ორწრედიანი 220, 330 კვ ძაბვის ხაზებზე; 500 კვ ძაბვის ხაზებზე, სადაც დაუშვებელია რკინაბეტონის საყრდენის გამოყენება; 750, 1150 კვ ძაბვის ყველა ხაზებზე.

საყრდენთა მასალის შერჩევის შედმეგ ახდენენ შუალედური, ანკერული და კუთხური საყრდენების ტიპების შერჩევას.

როგორც ავლნიშნეთ დღეისთვის, უფრო გამოყენებაშია უნიფიცირებული საყრდენები. უნიფიკაცია ყოველი კონკრეტული საყრდენისთვის ადგენს გამოყენების შესაბამის ფარგლებს: ხაზის ნომინალური ძაბვა; წრედების რიცხვი; ლიპყინულიანობის რაიონი; ქარის მაქსიმალური სიჩქარე; სადენთა მარკების ღიაპაზონი; გვარლის მარკები. ამ მონაცემების საფუძველზე ირჩევენ საყრდენის შესაბამის ტიპს.

პროექტირების დროს უნიფიცირებული საყრდენების შერჩევით მკვეთრად მცირდება საყრდენთა კონსტრუქციების დამუშავების შრომატევად სამუშაოთა მოცულობა.

საყრდენთა ტიპების შერჩევისას ყურადღება ექცევა საყრდენზე სადენთა განლაგების სქემას. ხაზში ელექტრული პროცესების მიმდინარეობის თვალსაზრისით მიზანშეწონილია სადენთა ურთიერთსიმეტრული განლაგება (ტოლგვერდა სამკუთხედის წვეროებზე).

საკიდ იზოლატორებიან ერთწრედიან ხაზებზე ერთი სადენის მეორეს ზევით განლაგება ზრდის მათი ჩახლართვის ალბათობას. ამ მოვლენის თავიდან ასაცილებლად მიზანშეწონილია სადენთა ერთ ჰორიზონტალურ სიბრტყეში განლაგება, რისთვისაც უნდა გა-

მოვიყენოთ II-სებრი საყრდენები. ეს კი ზრდის ხარჯებს, რადგანაც ასეთ საყრდენებს გააჩნიათ ორ-ორი დგარი.

ორწრდიან ხაზებზე გამოიყენება სადენტა „კასრისებრი“, „ნაძვის ხის“ ან „შებრუნებული ნაძვის ხის“ სქემით განლაგება. ყველაზე უფრო ეკონომიკურია საყრდენები სადენტა „კასრისებრი“ განლაგების სქემით.

35-330 კვ ძაბვის ხაზებზე, რომლებიც აიგება ძლიერი ლიპყინულიანობისა და სადენტა ხშირი მოსალოდნელი როკვის რაიონებში და, აგრეთვე 500 კვ და მეტი ძაბვის ხაზებზე, გამოიყენება სადენტა ჰორიზონტალური განლაგება.

ორწრდიანი საყრდენები ერთწრდიანთან შედარებით მნიშვნელოვნად მაღალია. საყრდენის სიმაღლის გაზრდით იზრდება სადენტა დატვირთვები გამოწვეული ქარითა და ლიპყინულით, უარესდება მეხდაცვის პირობები. მიუხედავად ამისა, ორწრდიანი საყრდენები, რომლებიც გაანგარიშებულია ზემოთ ჩამოთვლილი უარყოფითი ფაქტორების მხედველობაში მიღებით, ისეთივე საიმედოა, როგორც ერთწრდიანი.

საყრდენების შერჩევისას განიხილავენ, აგრეთვე, სადენტებისა და გვარლის საყრდენებზე დამაგრების სახეს. როგორც ვიცით, სადენი და გვარლი შეიძლება ჩამოვკიდოთ ყრუ, შეზღუდული სიმტკიცის ჩანაკეთის მქონე და გამშვი დამჭერების საშუალებით. ბოლო ორი სახის დამჭერი საშუალებას გვაძლევს გამოვიყენოთ შემსუბუქებული კონსტრუქციის საყრდენი, რადგანაც მექანიკური ავარიის დროს (სადენის გაწყვეტა მეზობელ მალში) გადაიხრება რა იზოლატორთა გირლანდა ვერტიკალური მდგომარეობიდან გარკვეული კუთხით, ადგილი აქვს სადენის დამჭერიდან ჩამოვარდნას ან გასრიალებას მასში და, შესაბამისად, მცირდება საყრდენზე ცალმხრივად მოქმედი გრძივი ძალის სიდიდე.

ენერგოდანადგართა მოწყობის წესების თანახმად დაუშვებელია ზემოთ აღნიშნული სახის დამჭერების გამოყენება იმ ხაზებზე, რომლებიც ხასიათდებიან: სადენის დაკიდების წერტილების სიმაღლეთა შორის დიდი სხვაობით; გადაკვეთენ კავშირგაბმულობის ხაზებს, რკინიგზას და საავტომობილო მაგისტრალს; გადიან დასახლებულ პუნქტებში, ძნელად მისადგომ ადგილებში და რაიონ-

ნებში, სადაც მოსალოდნელი ლიპყინულის კედლის სისქე აღემატება 20 მმ-ს.

საყრდენზე გვარლის დაკიდება შეიძლება განვახორციელოთ სამ სხვადასხვა ვარიანტში:

1. გვარლი ყველა შუალედურ საყრდენზე ჩამიწებულია (დაკიდება იზოლატორების გარეშე) და იზოლატორების საშუალებით მაგრდება მხოლოდ ლითონისა და რკინაბეტონის ანკერულ საყრდენებზე;

2. გვარლი დაყოფილია საანკერო უბნებად. თითოეული უბანი ჩამიწებულია მხოლოდ ერთ საყრდენზე, ხოლო დანარჩენ ყველა საყრდენზე დამაგრებულია იზოლატორებით, რომლებიც დაშენებულია სანაპერწყლო შუალედებით. გვარლის დაკიდების ამ ვარიანტს ბევრი ტექნიკურ-ეკონომიკური უპირატესობა აქვს:

- მასზე შესაძლებელია განვახორციელოთ ლიპყინულის დნობა;
- ის გავლენას ვერ ახდენს ერთფაზა მოკლე შერთვის დენის სიდიდეზე;
- ის არ ქმნის რელეური დაცვის ნორმალური ფუნქციონირებისთვის არახელსაყრელ პირობებს;
- საშუალება გვაქვს ცალ-ცალკე განვახორციელოთ ცალკეული საყრდენის ჩამიწების წინააღმდეგობის გაზომვა;

3. გვარლი იზოლირებულია ხაზის მთელ სიგრძეზე ან მის ცალკეულ უბანზე. იზოლატორები დაშენებულია სანაპერწყლო შუალედებით.

ენერგოდანადგართა მოწყობის წესების მიხედვით 150 კვ-მდე ძაბვის ხაზებზე გვარლი საყრდენებზე მაგრდება პირველი ვარიანტით. მეორე ვარიანტი გამოიყენება 220-500 კვ ძაბვის ხაზებზე, ხოლო მესამე ვარიანტი კი — იმ შემთხვევაში, თუ გვინდა გვარლი გამოყენებული იქნეს სიმძლავრის ასართმევად, ან მაღალსიხშირული კავშირის განსახორციელებლად.

გვარლის გამოყენების აუცილებლობის საკითხი განისაზღვრება ხაზის აგების რაიონში ჭექა-ქუხილის ინტენსივობისა და ხაზზე გამოყენებულ საყრდენთა მასალის გათვალისწინებით.

35-220 კვ ძაბვის ხის საყრდენებიდან და 35 კვ ძაბვის იზოლირებულ ნეიტრალინ ქსელში ლითონისა და რკინაბეტონის საყრდენებიდან ხაზებზე მეხდაცვას არ ახორციელებენ. ლითონის ან რკინაბეტონის საყრდენებიდან 110-500 კვ ძაბვის ხაზებზე მეხდაცვა აუცილებლად უნდა იქნეს განხორციელებული. 110-330 კვ ძაბვის

ხაზებზე შეიძლება არ გამოვიყენოთ მეხდაცვა, თუ: ხაზის აგების რაიონი ხასიათდება ჭექა-ქუხილის დაბალი ინტენსივობით (20 საათზე ნაკლები წელიწადში); ხაზის უბანი ხასიათდება გრუნტის მაღალი წინაღობით ($\rho \geq 10^3$ ომ.მ); ლიპინულის კედლის სისქე აღემატება 20 მმ-ს.

იზოლატორების ტიპი და რაოდენობა გირლანდაში განისაზღვრება მათი საიზოლაციო თვისებებით და, როგორც წესი, მითითებულია უნიფიცირებული საყრდენების ტექნიკურ მონაცემებში.

ტექნიკური პროექტირების ნორმებით რეკომენდირებულია 35-220 კვ ძაბვის ხაზებზე ფაიფურის, ხოლო 330-750 კვ ძაბვის ხაზებზე მინის იზოლატორების გამოყენება. მინის იზოლატორები გამოიყენება, აგრეთვე, რთულ საექსპლუატაციო პირობებში (მთები, ჭაობები) გამავალ ხაზებზე.

6.8.3. საყრდენების განლაგება ხაზის ტრასაზე

ტრასაზე საყრდენთა განლაგება ხაზის პროექტირების ერთ-ერთი საპასუხისმგებლო ეტაპია. საყრდენთა განლაგების შემდეგ დადგინდება საყრდენების, იზოლატორების, სახაზო არმატურის ტიპები და რაოდენობა.

ხაზიხ ტრასაზე საყრდენთა განლაგებისას გათვალისწინებული უნდა იქნეს ორი ძირითადი პირობა:

1. მანძილი სადენებიდან მიწამდე ან სხვა რაიმე საინჟინრო ნაგებობამდე უნდა აკმაყოფილებდეს ნორმით გათვალისწინებულ მოთხოვნებს (ცხრ. 6.6).
2. საყრდენებზე მოსალოდნელი დატვირთვები არ უნდა აღემატებოდეს შესაბამისი ტიპის საყრდენის ანგარიშებში მიღებულ მნიშვნელობებს.

გარდა ძირითადი მოთხოვნებისა, საყრდენთა განლაგების დროს უნდა ვერიდოთ მათ დაყენებას ისეთ ადგილზე, სადაც აუცილებელი ხდება სპეციალური და უფრო რთული კონსტრუქციის ფუნდამენტის გამოყენება.

გაბარიტული მანძილის შემოწმება წარმოებს ხაზის მუშაობის ნორმალურ რეჟიმში ყველა მაღლისთვის ადგილმდებარეობის მიუხედავად. ავარიულ რეჟიმში გაბარიტული მანძილი მოწმდება ყველა მაღლისთვის მხოლოდ დასახლებულ ადგილებში, ხოლო და-

უსახლებელ ადგილებში კი - საინჟინრო ნაგებობების გადამკვეთ მალისთვის.

ხაზებისთვის, რომლებზედაც გამოყენებულია საკიდი იზოლატორები და სადენის განიკვეთი არ აღემატება 185 მმ²-ს, სადენიდან მიწის ზედაპირამდე მანძილის შემოწმება უნდა მოხდეს საშუალო-საექსპლუატაციო ტემპერატურის პირობებისთვის მეზობელ მალში სადენის გაწყვეტის შემთხვევაში. ეს მანძილი უნდა აღემატებოდეს 4,5 მეტრს 110 კვ ძაბვის ხაზებზე და 5 მეტრს 150 კვ ძაბვის ხაზებზე. 220 კვ და უფრო მაღალი ძაბვის ხაზებზე 185 მმ² განიკვეთის სადენები არ გამოიყენება და აღნიშნული შემოწმება არ არის საჭირო.

ცხრილი 6.6. საჰაერო ხაზების სადენების მინიმალური მანძილი ან სხვა ჩამინებულ ნაგებობამდე მინიმალური მანძილი, მ

ადგილმდებარეობის დასახელება	ნომინალური ძაბვა, კვ					
	110-მდე	150	220	330	500	750
დასახლებული	7,0	7,5	8,0	8,0	8,0	23,0
დაუსახლებელი	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0	12,0
მწველად მიხადტომი	5,0	5,5	6,0	6,5	7,5	10,0
მთების მიუდგომელი ფერდობები, კლდეები და სხვ.	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	7,0
ტკინიჭრის გადაკვეთები	7,5	8,0	8,5	9,0	9,5	-
საავტომობილო გზების გადაკვეთები	7,0	7,5	8,0	8,5	9,0	-
პოთიზონტალური მანძილი კიდურა სადენიდან უახლოეს შენობამდე ან მის ხაზოშეერთილ ნაწილამდე	20	25	25	30	30	40

ხაზებზე უნიფიცირებული (ტიპიური) შუალედური საყრდენების გამოყენების შემთხვევაში ანგარიშები უნდა გაწარმოთ ამ საყრდენების პასპორტებში მითითებული გაბარიტული, საკარე და წონითი მატების მნიშვნელობების გათვალისწინებით.

იდეალურად ვაკე ადგილზე საყრდენთა განლაგებისას მალის უდიდესი შესაძლო სიგრძე განისაზღვრება სადენის მაქსიმალური

ჩალუნვის ისრის მიხედვით საყრდენზე სადენის დაკიდების ცნობილი სიმაღლისა და სადენიდან მიწამდე მინიმალური გაბარიტის გათვალისწინებით. მაღს, რომელიც განისაზღვრება სადენიდან მიწამდე დასაშვები გაბარიტის მიხედვით, გაბარიტული მალი ეწოდება. გაბარიტული მალი განისაზღვრება პირობიდან

$$H_{\text{აფ}} > h_{\text{აბ}} + f_{\text{აფ}},$$

სადაც $H_{\text{აფ}}$ - საყრდენზე სადენის დაკიდების უდაბლესი წერტილის სიმაღლე; $h_{\text{აბ}}$ - დასაშვები გაბარიტული მანძილი მოცემული ძაბვის ზაზისთვის; $f_{\text{აფ}}$ - ჩალუნვის ისრის სიდიდე მაქსიმალური მექანიკური დატვირთვის, ან გარემოს მაქსიმალური ტემპერატურისას.

(6.14) გამოსახულების გათვალისწინებით გვაქვს:

$$l_{\text{აბ}} < \sqrt{\frac{8\sigma_{\text{რაფ}}(H_{\text{აფ}} - h_{\text{აბ}})}{\gamma_{\text{აფ}}}},$$

როცა ჩალუნვის ისრის მაქსიმალური მნიშვნელობა მოსალოდნელია მაქსიმალური მექანიკური ვერტიკალური დატვირთვისას;

$$l_{\text{აბ}} < \sqrt{\frac{8\sigma_{\text{ოაფ}}(H_{\text{აფ}} - h_{\text{აბ}})}{\gamma_1}},$$

როცა ჩალუნვის ისრის მაქსიმალური მნიშვნელობა მოსალოდნელია გარემოს მაქსიმალური ტემპერატურის დროს.

მალში სადენზე ქარის დაწოლა თანაბრად ნაწილდება ორივე საყრდენზე. ამიტომ მოცემულ საყრდენზე ქარის ფაქტიური დაწოლა განსაზღვრული უნდა იქნეს საყრდენთა მიმდებარე ორივე მალის ნახევარსიგრძის მიხედვით. მალების ამ ნახევარსიგრძეთა ჯამს საქარე მალი ეწოდება. ამრიგად i -ური საყრდენისთვის საქარე მალის სიგრძე განისაზღვრება ფორმულით

$$l_{\text{ქარ } i} = \frac{l_{i-1} + l_i}{2}$$

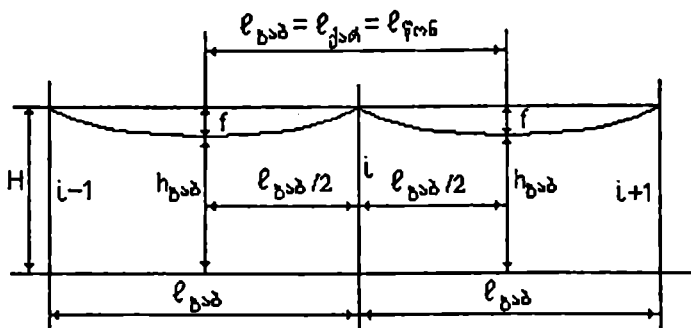
სადაც l_{i-1}, l_i - i -ურ საყრდენთან მიმდებარე მალების სიგრძე.

საყრდენთა განლაგებისას ყურადღება უნდა მიექცეოდეს მას, რომ ფაქტიური საქარე მალი არ აღემატებოდეს მოცემული საყრდენის პასპორტში მითითებულ საქარე მალის მნიშვნელობას.

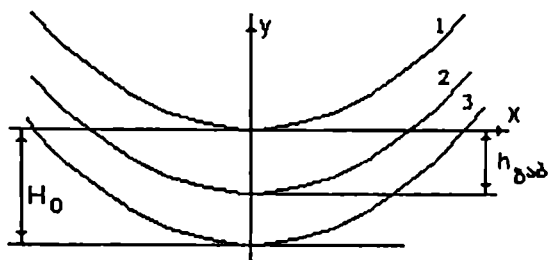
უნიფიცირებული საყრდენი გაანგარიშებულია გარკვეული სიდიდის ვერტიკალურად ქვევით მიმართულ ძალაზე, რომელიც გამოწვეულია თვით საყრდენის, იზოლატორებისა და სადენების წონით ლიპყინულთან ერთად. განსახილველ საყრდენებზე მოქმედებს სადენისა და ლიპყინულის წონის ის ნაწილი, რომელიც მოთავსებულია სადენის დაკიდების წერტილიდან მისი ჩაღუნვის უდაბლეს წერტილამდე. მოცემულ საყრდენთან მიმდებარე მალეების სადენთა უდაბლეს წერტილებს შორის მანძილს წონითი მალი ეწოდება. ტიპური საყრდენების პროექტებში მიღებულია, რომ

$$l_{წონ} = 1,35 l_{მალ}$$

იდეალური ვაკე ტრასის შემთხვევაში გაბარიტული, საქარე და წონითი მალეები ერთმანეთის ტოლია (ნახ. 6.9). ამიტომ ასეთი ტრასის შემთხვევაში საყრდენები განლაგებული უნდა იქნეს გაბარიტული მალის ტოლ მანძილზე. ამ შემთხვევაში არ არის საჭირო გადავამოწმოთ რამდენად შეესაბამება საქარე და წონითი მალეების ფაქტიური მნიშვნელობები სარყდენის საპასპორტო მონაცემებს.



ნახ. 6.9 გაბარიტული, საქარე და წონითი მალეები ვაკე ტრასის შემთხვევაში



ნახ. 6.11 ტრასაზე საყრდენთა განლაგების შაბლონი

შაბლონის 1 მრუდის ასაგებად გამოვიყენებთ ჩალუნვის ისრის საანგარიშო ფორმულას

$$f = \frac{l^2 \gamma}{8\sigma} \quad (6.48)$$

სადაც γ და σ აღებული უნდა იქნეს იმ კლიმატური პირობების მიხედვით, რომლის დროსაც მოსალოდნელია ჩალუნვის ისრის მაქსიმალური მნიშვნელობა (გარემოს მაქსიმალური ტემპერატურის, ან უქარო ამინდში მაქსიმალური მექანიკური დატვირთვის პირობები).

იდეალური ვაკე ტრასის შემთხვევაში მოცემულ საანგარიშო შუალედში ყველა მალი ერთნაირია და გაბარიტული მალის ტოლია. აქ ჩალუნვის ისრის მაქსიმალური მნიშვნელობა დადგენილი იქნება გაბარიტული მალის მიხედვით. მთა-გორიანი ტრასის შემთხვევაში მალეები სხვადასხვაა და საჭიროა ვისარგებლოთ დაყვანილი მალის მნიშვნელობით

$$l_{\text{შ}} = \sqrt{\sum_{i=1}^n l_i^3 / \sum_{i=1}^n l_i} \quad (6.49)$$

განსაკუთრებით მკვეთრი მთა-გორიანი ტრასის შემთხვევაში, ან სადენთა დაკიდების წერტილების სიმაღლეთა შორის დიდი სხვაობის დროს, დაყვანილ მალს ანგარიშობენ ფორმულით

$$l_{\text{შ}} = \sqrt{\sum_{i=1}^n l_i^3 \cos \alpha_i / \sum_{i=1}^n \frac{l_i}{\cos \alpha_i}} \quad (6.50)$$

სადაც α , სადენის დაკიდების წერტილებზე გამავალი წრფის პო-
რიზონტისადმი დახრის კუთხეა.

უნდა აღინიშნოს რომ, (6.50) ფორმულით სარგებლობენ
მაშინ, როცა $\lg \alpha > 0,25$, წინააღმდეგ შემთხვევაში ვისარგებ-
ლებთ (6.49) ფორმულით.

როგორც პრაქტიკა გვიჩვენებს, დაყვანილი მალის მნიშვნე-
ლობა გაბარიტული მალის დაახლოებით 90%-ს შეადგენს. საყ-
რდენტა განლაგებამდე ცნობილი არ არის მალეების მნიშვნელობები
საანკერო შუალედში. ამიტომ შაბლონის ასაგებად სადენში ძაბვას
გამოთვლიან იმ დაშვებით, რომ დაყვანილი მალის სიგრძე არ აღე-
მატებოდეს $0,9 l_{\text{კა}}$ -ს. საყრდენტა განლაგების შემდეგ გამოთვლიან
დაყვანილი მალის მნიშვნელობებს ცალკეული საანკერო შუალე-
დისთვის და შეამოწმებენ ჩაღუნვის ისრის ცდომილებას. შაბლონის
განმეორებითი აგება უნდა მოხდეს მაშინ, თუ მოცემულ საანკერო
შუალედში ზემოთ აღნიშნული დაშვების პირობებში განსაზღვრუ-
ლი ჩაღუნვის ისრის მნიშვნელობა მიღებული მნიშვნელობისგან
განსხვავდება 0,5 მეტრით და მეტად.

შაბლონის 1 მრუდის აგებისთვის საჭიროა (6.48) გამოსახუ-
ლებაში სიდიდე l შევცვალოთ $2x$ -ით და გვაქვს

$$y_1 = \frac{\gamma}{2\sigma} x^2$$

ხოლო 2 და 3 მრუდების მისაღებად ვსარგებლობთ ფორმულებით

$$y_2 = y_1 - h_{\text{კა}} \text{ და } y_3 = y_1 - (h_{\text{კა}} + f_{\text{აქს}}) = y_1 - H_{\text{აგ}}$$

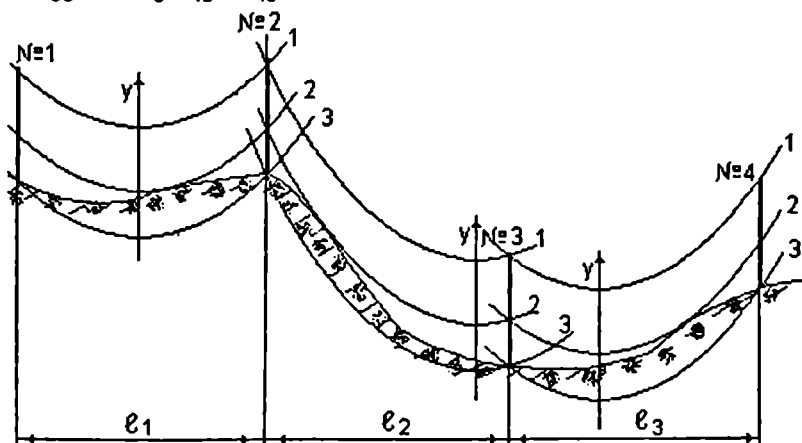
სადაც $h_{\text{კა}}$ — სადენიდან მიწამდე ან რაიმე საინჟინრო ნაგებობამ-
დე დასაშვები გაბარიტული მანძილი, ხოლო $H_{\text{აგ}}$ — საყრდენზე
ქვედა სადენის (სადენტა ვერტიკალური განლაგება) დაკიდების
წერტილის მინიმალური სიმაღლე. 1 მრუდს უწოდებენ სადენის
ჩაღუნვის მურდს; 2-ს — გაბარიტულ მრუდს და 3-ს კი მიწის
მრუდს.

უნდა ავლნიშნოთ, რომ შაბლონის აგებისას გაბარიტული მან-
ძილი $h_{\text{კა}}$ აიღება 0,3-0,5 მეტრით მეტი, ვიდრე ეს მითითებულია
დანადგართა მოწყობის წესებში (ცხრ. 6.5). ეს გარკვეულწილად

ითვალისწინებს იმ უზუსტობას, რასაც შეიძლება ადგილი ჰქონდეს ტრასის პროფილის აგებისას.

საყრდენთა განლაგებისას მხედველობაში უნდა მივიღოთ ის გარემოება, რომ ხაზის საბოლოო (პირველი და ბოლო) საყრდენების მდებარეობა წინასწარ ცნობილია. ასევე ცნობილია კუთხური საყრდენების მდებარეობა ტრასაზე. ამიტომ საყრდენთა განლაგების პროცესი დაიწყება საბოლოო და კუთხური საყრდენებიდან და გაგრძელდება ტრასის მომდევნო მოხვევის კუთხემდე, ან ანკერულ საყრდენამდე, რომლის მდებარეობა ასევე წინასწარ ცნობილია.

როცა ცნობილია №1 საბოლოო ან ანკერული საყრდენის მდებარეობა (ნახ. 6.12), მაშინ შაბლონის დახმარებით შეგვიძლია დავადგინოთ №2 საყრდენის დაყენების ადგილი. ამისთვის შაბლონი დავადლოთ პროფილს ისე, რომ შაბლონის y ღერძი იყოს ვერტიკალურ მდგომარეობაში. მრუდი 3 გადიოდეს №1 საყრდენის დაყენების წერტილში, ხოლო მრუდი 2 ეხებოდეს პროფილს რომელიმე ერთ წერტილში, მაშინ მრუდი 3-ის პროფილთან გადაკვეთის მეორე წერტილი იქნება №2 საყრდენის დაყენების წერტილი. დავაფიქსიროთ ეს წერტილი და გადავაადგილოთ შაბლონი თავის-თავის პარალელურად ზემოთ აღწერილი პრინციპის დაცვით. ამით მოვძებნით №3 საყრდენის დაყენების წერტილს და ა. შ. მომდევნო საანკერო საყრდენამდე.



ნახ. 6.12 საყრდენთა განლაგება შაბლონის გამოყენებით

საანკერო უბანზე საყრდენთა განლაგების ოპერაციების ჩატარების შედეგად თუ ბოლო მალი აღმოჩნდა მცირე, მაშინ მას გაზრდიან წინა მალეების შემცირების ხარჯზე. რეკომენდირებულია საყრდენები ტრასაზე განვაღებოთ ისე, რომ შუალედური მალეების სიგრძეთა თანაფარდობა არ აღემატებოდეს ორს.

საყრდენების განლაგების დროს ყურადღება უნდა მივაქციოთ მას, რომ საყრდენთა დაყენების წერტილი არ მოხვდეს არახელსაყრელ ადგილებში: ჭაობები, მკვეთრი ფერდობები და სხვ.

6.8.4. ზოგიერთი რეკომენდაციები საყრდენთა განლაგების შესახებ

ნორმალურ პირობებში საპაერო ელექტროგადაცემის ხაზის მშენებლობის ორგანიზაციულ-ტექნიკური მხარე საკმარისად კარგად არის დამუშავებული. რთულ რელიეფურ პირობებში მშენებლობა მოითხოვს დიდ მატერიალურ და შრომით რესურსებს, რაც მნიშვნელოვნად ზრდის ხაზის მშენებლობის ღირებულებას. გარდა ამისა მშენებლობა შედარებით ჭიანურდება მუშაობის წარმოების გართულებული პირობების გამო.

მრავალწლიანი პრაქტიკული გამოცდილება საშუალებას იძლევა სხვადასხვა რთული რელიეფური პირობებისთვის საყრდენთა განლაგების თაობაზე ჩამოვაყალიბოთ შემდეგი სახის რეკომენდაციები:

1. ჭაობებსა და ტორფიან ადგილებში მშენებლობის დროს რეკომენდირებულია:

ა) ტორფის (ჭაობის) ერთნაირი სისქის ფენის შემთხვევაში დაეყენოთ ამაღლებული საყრდენები, რაც ამცირებს საყრდენთა საერთო რიცხვს და შესაბამისად სამუშაოთა მოცულობას;

ბ) ტორფის (ჭაობის) არაერთნაირი სისქის ფენის დროს საყრდენები დაეყენოთ იმ ადგილებში, სადაც სისქე შედარებით დაბალია. აუცილებლობის შემთხვევაში გამოვიყენოთ ამაღლებული საყრდენები;

გ) მოვერიდოთ კუთხური საყრდენების დაყენებას;

დ) ტორფის 3 მ და მეტი სისქის ფენის შემთხვევაში მოვერიდოთ რკინაბეტონის საყრდენების დაყენებას, გამოვიყენოთ ლითონის საყრდენები;

ე) თუ ტორფის სისქე 5-6 მ და მეტია, მაშინ საერთოდ მოვერიდოთ საყრდენების დაყენებას ამ ადგილებში.

2. მკვეთრ მთა-გორიან ადგილებში საყრდენთა დასაყენებლად რეკომენდირებულია:

ა) შევეცადოთ გამოვიყენოთ რელიეფის თავისებურებანი. შესაძლებლობის მიხედვით გამოვიყენოთ დაბალი საყრდენები და დავაყენოთ ისინი ამაღლებულ ადგილებზე.

ბ) პროფილზე, რომელსაც გააჩნია დაზრილობა სხვადასხვა მხარეს სადენთა მონტაჟის გამარტივების მიზნით დავაყენოთ ანკერული საყრდენი;

გ) დაბალ ადგილებში საყრდენის დაყენების შემთხვევაში შემოწმდეს ის ამოგლეჯაზე და მივიღოთ ზომები მის საწინააღმდეგოდ;

დ) გავითვალისწინოთ პიკეტზე საყრდენის მიტანისა და მონტაჟის შესაძლებლობა;

ე) ძნელად მისადგომ და მიუდგომელ ადგილებში გავითვალისწინოთ სადენის მიწასთან მიახლოების გაბარიტების შემცირების შესაძლებლობა;

3. ცალკეულ გადასასვლელზე საყრდენთა დაყენებისას რეკომენდირებულია:

ა) თუ გადასასვლელზე საჭიროა დავაყენოთ ანკერული საყრდენი, მაშინ მიზანშეწონილია ტრასის მოხვევის კუთხე გადმოვიტანოთ ამ წერტილში;

ბ) მოვერიდოთ სატრანსპორტო გზის გადაკვეთას იმ ადგილში, სადაც ის გადის ნაყარზე;

გ) ელექტროგადაცემის ხაზების გადაკვეთისას უფრო მაღალი ძაბვის ხაზის სადენები განვაღავოთ უფრო მაღლა. ამასთან სადენთა განლაგების სიმართლეთა შორის სხვაობის რაციონალურად გამოსაყენებლად უფრო მაღალი ძაბვის ხაზის საყრდენი დაიდგეს დაბალი ძაბვის ხაზის მალის შუა წერტილთან ახლოს;

4. მდინარეების და ტბების გადაკვეთისას რეკომენდირებულია:

ა) გადასასვლელი საყრდენი განვალაგოთ ნაპირთან ახლოს. ამასთან ნაპირი შევარჩიოთ ისე, რომ შესაძლებელი იქნეს გამოვიყენოთ დაბალი საყრდენი;

ბ) გამოვიყენოთ ერთი და იგივე ტიპის და სიმაღლის გადასასვლელი საყრდენები.

რთული ტრასების პროფილზე საყრდენთა განლაგებისას, გარდა ზემოთ აღნიშნული რეკომენდაციებისა, უნდა გავითვალისწინოთ აგრეთვე მშენებლობის ტექნოლოგია და მშენებელთა სავარმოო შესაძლებლობები.

6.9. ხაზების მშენებლობის ორგანიზაციული საკითხები

6.9.1. ზოგადი მიმოხილვა

საპერო ხაზების მშენებლობის საპროექტო-საძიებო სამუშაოები და ტექნიკური დოკუმენტების შედგენა წარმოებს საპროექტო ორგანიზაციების მიერ პროექტის შემკვეთთან დადებული შესაბამისი ხელშეკრულების საფუძველზე. შემკვეთი წარმოადგენს საძიებო, საპროექტო და სამშენებლო-სამონტაჟო ხარჯების განმკარგველს. იგი შეიძლება იყოს სახელმწიფო ან კერძო იურიდიული პირი, რომელიც დაინტერესებულია მოცემული ობიექტის მშენებლობით.

ხაზების პროექტირებისას სარგებლობენ ტიპიური, ინდივიდუალური და განმეორებითი გამოყენების ნახაზებით.

ტიპიურს მიეკუთვნება ნახაზები, რომლებიც არ არის დამოკიდებული კონკრეტული ობიექტის თავისებურებებზე. კერძოდ, უნიფიცირებული საყრდენების, საყრდენთა ჩამიწების მოწყობილობების, იზოლატორთა გირლანდის, სადენებისა და გვარლების დამაგრების, ტრანსპოზიციის, ფაზირებისა და სხვა ნახაზები.

ინდივიდუალურს წარმოადგენს ნახაზები, რომლებიც გამოსახვენ მოცემული კონკრეტული ხაზის თავისებურებებს. კერძოდ, ხაზის ტრასის გეგმა და პროფილი, გადასასვლელები სხვადასხვა სახის დაბრკოლებებზე, საყრდენებისა და ფუნდამენტების სპეცია-

ლური კონსტრუქციები და სხვა. ამ ნახაზებს შეადგენენ მოცმული ობიექტის პროექტის დამუშავებისას.

პროექტირებისას შეიძლება ისარგებლონ განმეორებითი გამოყენების ნახაზებით, რომლებიც გამოყენებულ იყო ადრე დამუშავებულ პროექტებში და გარკვეული ცვლილებით ან მის გარეშე შეიძლება გამოვიყენოთ განსაზღვრულ პროექტშიც.

მუშა ნახაზების შედგენა წარმოებს სრული მოცულობით მშენებლობის დაწყებამდე. რიგ შემთხვევაში მისაღებია ნახაზების შედგენა ცალკეული კვანძების სახით წინასწარ შეთანხმებული გრაფიკის მიხედვით.

35-500 კვ ძაბვის ხაზების პროექტირების მუშა ნახაზების კომპლექტი შეიცავს მთელ რიგ კვანძებს: საყრდენთა განლაგება ტრასაზე; ხაზის სამონტაჟო ნაწილი; გადაკვეთები; საყრდენები; ფუნდამენტები და სხვ.

დამტკიცებული გეგმის საფუძველზე შემკვეთი გენმოიჯარესთან ღებს საიჯარო გენერალურ ხელშეკრულებას მშენებლობის მთელ პერიოდზე და, აგრეთვე, გენმოიჯარესთან შეთანხმებით, რიგ სამონტაჟო ორგანიზაციებთან და მოწყობილობების მომწოდებლებთან.

შემკვეთი სამუშაოს დაწყებამდე რამდენიმე თვით (დაახლოებით 6 თვით) ადრე გენერალურ მოიჯარეს გადასცემს დამტკიცებული პროექტის, მუშა ნახაზებისა და სქემების განსაზღვრული რაოდენობის ეგზემპლარებს ყველა იმ სამუშაოებზე, რომლებიც უნდა შესრულდეს მომდევნო წელს და, აგრეთვე, ქვემოიჯარესთვის მუშა ნახაზების დამატებით ეგზემპლარებს იმ სამუშაოებზე, რომლებიც დაგეგმილია შესრულდეს ქვემოიჯარეს მიერ.

დადგენილ ვადებში შემკვეთი ვალდებულია გენმოიჯარეს გადასცეს შესბამის ორგანიზაციებთან შეთანხმებული დოკუმენტები რკინიგზისა და საავტომობილო გზების ზონაში, მიწისქვეშა კომუნიკაციების ადგილებში სამუშაოების ჩატარების, ტყის გაჩეხვის, ხაზის მშენებლობის ხელშემშლელი შენობებისა და ნაგებობების დანგრევისა და სხვათა შესახებ.

გენმოიჯარეს შეუძლია ხელშეკრულების საფუძველზე დაავალოს ქვემოიჯარეს ამა თუ იმ სახის სამუშაოს შესრულება. ამ ხელშეკრულებით გენმოიჯარე წარმოადგენს შემკვეთს და ასრუ-

ლებს მის ვალდებულებებს, ხოლო ქვემოთაა კი ასრულებს მოიჯარის ვალდებულებებს.

თუ მშენებლობის ვადები არ აღემატება ერთ კალენდარულ წელს, მაშინ გენერალური ხელშეკრულების ნაცვლად დაიდება ერთწლიანი ხელშეკრულება.

მოიჯარის მიერ ხელშეკრულების პროექტის შესადგენად შემკვეთი გადასცემს მას მშენებლობის დამტკიცებულ სატიტულო სიას, აქტს მიწის ნაკვეთის გამოყოფის შესახებ და დანადგართა მოწოდების გრაფიკს.

შემკვეთთან ხელშეკრულების დადებისა და პროექტის მიღების შემდეგ სამშენებლო ორგანიზაცია ღრის მოკლე ვადაში შეიმუშავებს სამუშაოთა წარმოების პროექტს, სადაც დეტალურად მოცემულია, მინიმალური დანახარჯების პირობებში, ხაზის ასაშენებლად საჭირო ყველა ორგანიზაციულ-ტექნიკური ღონისძიებები.

ხაზის მშენებლობის ფრონტი გაჭიმულია ტრასის მთელ სიგრძეზე. ამასთან სამუშაო უნდა მიმდინარეობდეს თითქმის მთელი წლის განმავლობაში ნებისმიერ გარემო პირობებში და ღია ცის ქვეშ. სამუშაოს ეს განსაკუთრებული თავისებურება მოითხოვს სხვადასხვა სახისა და მოცულობის ამოცანის გადაჭრას. ამ ამოცანათა წარმატებით შესრულება შეუძლებელია მექანიზაციის სპეციალურ საშუალებათა და სამუშაოთა ინდუსტრიალიზაციის გარეშე. ანუ საჭიროა მთელი რიგი სამუშაოები გადატანილი იქნეს საქარხნო პირობებში. მშენებლობაზე გამოყენებულ უნდა იქნას ისეთი კონსტრუქციები და ნაწილები, რომლებიც საშუალებას მოგვცემს შევამციროთ მიწის სამუშაოების მოცულობა და გამოვიცხოთ ბეტონური სამუშაოები ტრასაზე. ამით შემცირდება მშენებლობაზე ხელით შესასრულებელ სამუშაოთა მოცულობა.

სპეციალიზებული ქარხანა-საწარმოები ამზადებენ საყრდენებისა და ფუნდამენტების კონსტრუქციებს, რომლებიც მონტაჟდება უშუალოდ ტრასაზე.

შემკვეთთან დადებული ხელშეკრულების საფუძველზე ენერგოობიექტების სამშენებლო სამუშაოებს ასრულებს სპეციალიზებული სამშენებლო ორგანიზაციები, რომლებიც წარმოადგენენ სხვადასხვა სახის საზოგადოებას, კერძო ფირმებს და, რომელთაც გა-

აჩნიათ საწარმოო ბაზა, მანქანები, მექანიზმები და მშენებლობის-თვის საჭირო სხვადასხვა სახის მოწყობილობა-ინსტრუმენტი.

როგორც წესი, სამუშაოთა შესრულება წარმოებს საიჯარო პრინციპით. ხაზის მშენებლობა შეიძლება მიმდინარეობდეს ნაკადური ან სამუშაოთა პარალელური შესრულების მეთოდით.

ხაზის მშენებლობის ნაკადური მეთოდი გულისხმობს სამუშაოთა ისეთ ორგანიზაციას, როცა ხაზზე მიმდინარეობს სამშენებლო სამუშაოების ოპერაციათა თანმიმდევრული უწყვეტი ნაკადი. ნაკადური მშენებლობა სრულდება სპეციალიზებული ბრიგადებით, რომლებიც გადაადგილდებიან ტრასის გასწვრივ ერთი მეორის მიყოლებით შემდეგი თანმიმდევრობით:

1. **ტრასის გაწმენდა-მოწმადება.** ამ დროს წარმოებს: ტრასის გაწმენდა; დროებითი მისასვლელი გზების მოწყობა; იმ ხაზების გადაწყობა, რომელთაც გადაკვეთს მშენებარე ხაზი; ხაზის მშენებლობის ხელშეშლელი ნაგებობის დაშლა;
2. **სატრანსპორტო სამუშაოები.** ამ დროს წარმოებს ქარხნიდან, ბაზებიდან და პოლიგონებიდან კონსტრუქციების, მოწყობილობების და მასალების ტრანსპორტირება და კომპლექტაცია;
3. **საძირკვლების მოწყობა.** ამ ნაკადში სრულდება მიწის სამუშაოები საყრდენთა დასაყენებლად; საძირკვლის აგება; საყრდენთა ჩამოწების მოწყობა;
4. **საყრდენთა მონტაჟი.** ამ ნაკადის მიერ ხორციელდება ცალკეული კონსტრუქციებისა და ნაწილებისგან საყრდენთა აწყობა საძირკვლებზე მათი შემდგომი დაყენებით;
5. **სადენებისა და გვარლების მონტაჟი.** ამ დროს ცალკეულ საანკერო შუალედში მიმდინარეობს სადენებისა და გვარლის გაჭიმვა, მათი ჩალუნვის ისრის შემოწმება და მომჭერებში ჩამაგრება.

რიგ შემთხვევაში ხაზის მშენებლობაზე შეიძლება გამოყენებული იქნეს სამუშაოთა პარალელური შესრულების მეთოდი, რომლის მიხედვით ხაზის ტრასა დაყოფილია უბნებად და თითოეულ უბანზე სამუშაოები სრულდება კომპლექსური ქვედანაყოფის (ბრიგადის) მიერ. თვით კომპლექსურ ქვედანაყოფში შეიძლება ვისარგებლოთ სამუშაოთა შესრულების ნაკადური მეთოდით შემცირებულ მასშტაბში, დაფუძნებული ურთიერთდახმარების პრინციპზე.

ტრასაზე სხვადასხვა სახის სამუშაოთა უშუალო ორგანიზატორები არიან: ბრიგადირი, ოსტატი, სამუშაოთა მწარმოებელი და უბნის უფროსი. უმცროს ხელმძღვანელ პირს წარმოადგენს ბრიგადირი, რომლის მოვალეობაა მუშებს შორის დავალებათა სწორი განაწილება და ამ დავალებათა შესრულების კონტროლი. ბრიგადირი ატარებს ინსტრუქტაჟს, თვალყურს ადევნებს სამუშაოს ხარისხიან შესრულებას, მასალების ეკონომიკურ გამოყენებას, სამუშაო ადგილზე იცავს წესრიგს და უზრუნველყოფს შრომის უსაფრთხოებას. ბრიგადირი ემორჩილება ოსტატს. რიგ შემთხვევაში შეიძლება შეთავსებული იქნეს ოსტატისა და ბრიგადირის თანამდებობები. ოსტატი ემორჩილება სამუშაოთა მწარმოებელს. სამუშაოთა მწარმოებელი ექვემდებარება უბნის უფროსს, ხოლო ეს უკანასკნელი კი მექანიზებული კოლონის უფროსს.

სამუშაოთა ორგანიზატორები ვალდებული არიან: დროულად მოამზადონ სამუშაო ფრონტი; სწორად დააკომპლექტონ ბრიგადა რაოდენობის, სპეციალობებისა და კვალიფიკაციის მიხედვით; უზრუნველყონ ბრიგადა მასალებით, ინსტრუმენტებით, სამარჯკვი მოწყობილობებითა და მექანიზმებით; შექმნან გეგმის, მაღალი ხარისხის სამუშაოს, შრომის დაცვის მოთხოვნების, საწარმოო და სახანძრო უსაფრთხოების წესების შესრულებისა და მშენებლობის ვადების დაცვის პირობები.

6.9.2. სასაწყობო მეურნეობა და დროებითი ნაგებობები

მშენებლობის ხანგრძლივობა, მისი ღირებულება, მუშაკთა შრომის ნაყოფიერება და სხვა ტექნიკურ-ეკონომიკური მაჩვენებლები მნიშვნელოვნადაა დამოკიდებული მომარაგების დროულობასა და მოცულობაზე. მშენებლობისთვის საჭირო ამა თუ იმ კონსტრუქციული ნაწილებისა თუ დეტალების ვადაზე ადრე მიწოდება იწვევს ზედმეტ ხარჯებს მათ შენახვაზე, ხოლო დაგვიანებით მიწოდება უარყოფით გავლენას ახდენს მუშაობის რიტმზე, გეგმის შესრულებაზე.

აღნიშნული მოვლენის თავიდან ასაცილებლად საჭიროა შემუშავებულ იქნას ხაზის მშენებლობის კომპლექტაციის გრაფიკი. 10 კმ-მდე სიგრძის ხაზის შემთხვევაში ტექნოლოგიური კომპლექ-

ტი უნდა მოიცავდეს მთლიან ხაზს, ხოლო უფრო გრძელი ხაზების შემთხვევაში კი კომპლექტაციის მოცულობა უნდა შეესაბამებოდეს ერთ საანკერო უბანს, მაგრამ არა ნაკლებ ხაზის 10 კმ-იან ჯამურ სიგრძეს. ხაზის მომარაგების კომპლექტში შედის ლითონისა და რკინაბეტონის საყრდენების საძირკვლის ელემენტები, ლითონის საყრდენები, რკინაბეტონის საყრდენების ცენტრიფუგირებული და ვიბრირებული დგარები, გვარლდამჭერები, ტრავერსები, რიგელები, საჭიმრები, სხვადასხვა სახის ლითონური ნაწარმი (მეტიზი) და სხვ.

რკინაბეტონისა და ლითონის კონსტრუქციები და სხვადასხვა სახის დეტალები, რომლებიც არ ზიანდებიან ატმოსფერული ზემოქმედებით, ინახება ღია საწყობებში (ღია ცის ქვეშ). ნახევრად დახურულ-კიდულ საწყობებში ათავსებენ მექანიზმებსა და იმ ნაწარმებს, რომლებსაც აზიანებს წვიმა, თოვლი და მზე.

დახურულ საწყობში ინახავენ მასალებს, რომლებიც სრულად დაცულ უნდა იქნას ატმოსფერული ზემოქმედებისგან. მაგალითად: ცემენტი, ინსტრუმენტები, სპეცტანსაცმელი და სხვ. სათბობ-საპოხი მასალები ინახება ცისტერნებში, რომლებიც მზის სხივებისგან დასაცავად დაფარულია ნათელი საღებავებით ან ჩამარხულია მიწაში.

საწყობში იზოლატორებიანი ყუთები განლაგებული უნდა იქნეს ისე, რომ ყველა იზოლატორის ღერძი მდებარეობდეს ჰორიზონტალურ სიბრტყეში. ყუთების გახსნა და იზოლატორების ამოღება წარმოებს უშუალოდ გირლანდის კომპლექტაციის წინ.

ღია საწყობებში შესაძლებელი უნდა იქნეს ტვირთამწე მექანიზმების მანევრირება და ავტოტრანსპორტის გამჭოლი და წრიული მოძრაობა. ამისთვის შტაბელებს შორის ტოვებენ ერთი მხრიდან 1,5 მ და მეორე მხრიდან 5 მ სიგანის გასასვლელებს.

რკინაბეტონის რიგელები, ხიზინჯები, ფილები დაიწყობა შტაბელებად არაუმეტეს 2 მ სიმაღლით. შტაბელის ფენებს შორის დებენ არანაკლებ 3 სმ სისქის შუასადებს, ხოლო მიწასა და პირველ ფენას შორის კი — შუასადებს იმ სისქით, რომ ღრწო აღემატებოდეს 6 სმ-ს.

საყრდენთა საფეხურებს ალაგებენ ვერტიკალურ მდგომარეობაში. რკინაბეტონის დგარებს აწყობენ არა უმეტეს სამ იარუსიან

შტაბელებად, რათა გადატვირთვის გამო არ დაზიანდეს ქვედა იარუსი.

ხაზების მშენებლობაზე უფრო მოსახერხებელია გამოვიყენოთ ასაწყობი შენობა, რომლის კონსტრუქცია მარტივია. მისი ყველა დეტალი დანომრილია, რაც ადვილებს მის სწრაფ და სწორ აწყობას. დაშლილ მდგომარეობაში მისი გადატანა შეიძლება მისამართიანი სატვირთო ავტომობილით.

სამუშაოთა წარმოების უბნის დროებითი დგომის ადგილზე უნდა იყოს:

ა) **საყოფაცხოვრებო დანიშნულების მოედანი 2-2,5 ათასი მ² ფართობით**, სადაც განლაგებულია შედარებით კომფორტული მოძრავი ვაგონები. საცხოვრებელი ვაგონები გათვალისწინებულია 5-8 ადამიანზე. სასაფლაო შედგება ორი მოძრავი ვაგონისგან, რომელთაგანაც ერთი წარმოადგენს სამზარეულოს, ხოლო მეორე – სასაფლაო დარბაზს 80 ადგილამდე;

ბ) **მასალების ღია შენახვის მოედანი 2000 მ²-მდე ფართობით**. აქ განთავსებული მოძრავი ვაგონები გამოიყენება საწყობად, საზეინკლოდ და სხვადასხვა სახის სათავსოებად;

გ) **მანქანა-შექანიზმებისთვის ღია სადგომი მოედანი 1,7-2 ათასი მ² ფართობით**. აქ განთავსებულია საწვავ-გასამართი დანადგარები და ასაწყობი პროფილაქტიკური ბოქსები;

დ) **საწვავ-საპოხი მასალების მოედანი 400-500 მ² ფართობით**.

სამუშაოთა წარმოების დროებითი დგომის ადგილიდან დაშორებული მომუშავე ბრიგადის მომსახურებისთვის შეიძლება გამოყენებული იქნეს ავტოფურგონები, რომელშიც დამონტაჟებულია მისაბმელზე. ამ ფურგონებზე განთავსებულია ბუფეტი ან სასაფლაო, საერთო საცხოვრებელი, საკუჭნაო და სხვ. ფურგონებს განლაგებენ ერთ ან ორ რიგად. ერთი ფურგონი გათვალისწინებულია 12 კაცამდე საძინებელი ადგილით.

თუ სამუშაოთა წარმოების ადგილი მნიშვნელოვნად დაშორებულია დასახლებული პუნქტებიდან, საჭიროა იგი უზრუნველყოთ აუცილებელი საყოფაცხოვრებო პირობებით: წყალმომარაგება და სასმელი წყალი; ვაგონების გათბობა; სახანძრო და ელექტროუსაფრთხოების ინსტრუმენტ-მოწყობილობები და სხვ.

დროებით ღამისთევის (ბაზირების) ადგილების შერჩევა უნდა მოხდეს ტექნიკურ-ეკონომიკური გაანგარიშების საფუძველზე. რაც უფრო დიდია მანძილი ბაზირების ერთი ადგილიდან მეორემდე, ერთი მხრივ, მით უფრო მეტი მანძილის გავლა უწევს მუშებს სამუშაო ადგილამდე, რაც იწვევს მათ დაღლილობას, დროის კარგვას და არასაწარმოო ხარჯების ზრდას, ხოლო მეორე მხრივ, მით ნაკლებია ტრასის გასწვრივ ბაზირების ადგილების საერთო რაოდენობა და, შესაბამისად, ნაკლებია ჯამური ხარჯები მათ მოსაწყობად.

ზოგიერთ შემთხვევაში ტრასაზე შეიძლება აგებული იქნეს გამსხვილებული აწყობის პოლიგონები, რაც საგრძნობლად ზრდის შრომის ნაყოფიერებასა და ქმნის სამუშაოთა ინდუსტრიალიზაციის საშუალებას.

6.9.3. ხაზის მშენებლობის მექანიზაცია

მშენებლობის მექანიზაცია ეწოდება სამშენებლო ოპერაციების შესრულებას მანქანების, მექანიზმების, მექანიზებული ინსტრუმენტებისა და სხვა სამარჯვო მოწყობილობების გამოყენებით. სამუშაოთა მექანიზაცია ხელს უწყობს შრომის ნაყოფიერების ზრდას, მშენებლობის ვადებისა და ღირებულების შემცირებას, აუმჯობესებს მშენებელთა მუშაობის პირობებს.

ხაზის მშენებლობაზე სრულდება სატრანსპორტო და სატაკელაჟო სამუშაოთა საკმარისად დიდი მოცულობა. ეს სამუშაოები იწყება ბაზებიდან, სადაც მეტაკელაჟები სატრანსპორტო საშუალებებზე ტვირთავენ ყველა აუცილებელს, და გრძელდება ობიექტის საწყობებამდე ან სარყდენების აწყობის პოლიგონებამდე. აწყობის დროსაც საჭიროა ტაკელაჟი და აშუ სამარჯვეები. აწყობილ საყრდენებს, ან მის ცალკეულ კვანძებს მეტაკელაჟები ტვირთავენ სატრანსპორტო საშუალებებზე, ხოლო ტრანსპორტის მუშები, მძღოლები და მემანქანეები მიიტანებენ პიკეტებზე, სადაც ასევე მეტაკელაჟები გადმოტვირთავენ და მონაწილეობენ მათ აწევა-დაყენებაში. მეტაკელაჟები დიდი მოცულობის სამუშაოებს ასრულებენ სადენებისა და გვარლების მონტაჟის დროსაც. მათ რიცხვს მიე-

კუთვნება: სადენიანი დოლების დატვირთვა-გადმოტვირთვა, სადენებისა და გვარლების აწვეა საყრდენზე და სხვ.

რიგ შემთხვევებში სატრანსპორტო და სატაკელაჟო სამუშაოები შეთავსებულია სამონტაჟო სამუშაოებთან. მაგალითად, საძირკვლებისა და საყრდენების ტრანსპორტიდან გადმოტვირთვა და დამონტაჟება-დაყენება, სადენიანი დოლის ტრანსპორტირება და გაშლა გამშლელი ურიკით. ვერტმფრენების დახმარებით საყრდენები გადააქვთ და თან აყენებენ ერთი მუშა ოპერაციის დროს. ასევე ვერტმფრენებით ახდენენ სადენიანი დოლის გადატანას მის გამშლასთან ერთად.

როგორც წესი, სატრანსპორტო და სატაკელაჟო სამუშაოებს უნდა ასრულებდეს შესაბამისი პროფესიის მუშაკები. მაგრამ ხაზის მშენებლობაზე თითქმის აუცილებელია პროფესიათა შეთავსება, რათა ადგილი არ ჰქონდეს მუშაკების დაუტვირთველობას, რაც უარყოფითად მოქმედებს შრომის ნაყოფიერებაზე და მუშაკთა გამომუშავებაზე. აქედან გამომდინარე ხაზის ელექტრიკის საკვალიფიკაციო დახასიათებაში შედის ტვირთების დაჯამბარებისა და სატაკელაჟო სამუშაოთა შესრულების შესაძლებლობა, ხოლო მემანქანეებს უნდა გააჩნდეს სამონტაჟო სამუშაოების შესრულების უნარჩვევები.

ხაზის მშენებლობაზე გამოიყენება როგორც ზოგადი დანიშნულების მანქანები (ავტომობილები, ტრაქტორები, ბულდოზერები და სხვ.), ასევე ხაზის მშენებლობისთვის სპეციალურად შექმნილი მექანიზმები (რკინაბეტონის საყრდენთა აწვეა-დაყენების ამწეები, სადენთა გაშლის ურიკები, საყრდენმზიდები და სხვ.).

ავტომობილები გამოიყენება ხალხის გადასაყვანად, სხვადასხვა სამშენებლო-სამონტაჟო ოპერაციების შესასრულებლად, ან ზოგიერთი სპეციალური კიდული დანადგარის (მაგ. სადენების მონტაჟის ავტოკოშკურა) ტრანსპორტირებისთვის, აგრეთვე, მისაბმელის ბუქსირებისა და ზოგიერთი სატაკელაჟო სამუშაოების შესასრულებლად.

ტრაქტორები ძირითადად გამოიყენება მისაბმელი მოწყობილობების ბუქსირებისთვის და კიდული მექანიზმების დახმარებით სამუშაოთა შესასრულებლად, აგრეთვე სატაკელაჟო სამუშაოების შესასრულებლად და საყრდენთა მონტაჟის დროს ბაგირის დასაჭიმად.

მშენებლობაზე ჩვეულებრივ პირობებში ხალხის გადასაცემად და ტვირთების გადასაზიდად გამოიყენება ჩვეულებრივი და ამალ-
ლებული გამავლობის ავტომობილები. სრული უგზობის შემთხვე-
ვებში გამოიყენება ყველგანმავალი მუხლუხიანი სატრანსპორტო
საშუალებები და საპაერო ტრანსპორტი.

რკინიგზის სადგურებიდან, ან უშუალოდ ქარხანადამამზადებ-
ლიდან საყრდენების, საძირკვლების, კონსტრუქციებისა და ცალკე-
ული ნაწილების, ასევე, სადენიანი დოლის და სხვა ტვირთების
ტრასაზე გადაზიდვა წარმოებს უპირატესად საავტომობილო ტრან-
სპორტით.

გადაზიდვის ეკონომიკური ეფექტურობა და ტვირთების
უდევექტო ტრანსპორტირება მიღწეული იქნება თუ გზაში არ
ხდება გადატვირთვის ზედმეტი პროცესი. ამიტომ პიკეტებზე ცუდი
მისასვლელების შემთხვევაში საავტომობილო საწვევები იცვლება
სატრაქტორო საწვევებით.

ზამთრის პერიოდში ტვირთის გადასაზიდად შეიძლება გა-
მოყენებული იქნეს გაყინული მდინარეები, თუ კი ყინულის სიმ-
ტკიცე ამის საშუალებას იძლევა.

ზოგიერთ ძნელად მისადგომ ადგილებში სატრანსპორტო და
სატაკელაჟო სამუშაოთა შესასრულებლად რაციონალურია ვერ-
ტმფრენების გამოყენება. მათი გამოყენების ეკონომიკურობა მაღალია
გადაზიდვების მცირე მონაკვეთებზე. თუ გამსხვილებული აწყობის
მოედნიდან პიკეტამდე მანძილი შეადგენს 7-8 კმ-ს, მაშინ ერთი
სრული ოპერაციისთვის ვერტმფრენს ჭირდება 15 წუთამდე დრო,
ანუ ერთი საათის განმავლობაში შეიძლება შესრულდეს ოთხი რე-
ისი. ამ პირობებში ვერტმფრენის მწარმოებლობა შეადგენს 200-
400 ტ.კმ/სთ-ს, მაშინ როცა მთა-გორიან პირობებში სატრანსპორ-
ტო საშუალებათა (ტრაქტორი) მწარმოებლობა აღწევს 9-12
ტ.კმ/სთ-ს. თუ გავითვალისწინებთ, რომ საპაერო გზა მნიშვნელოვ-
ნად მოკლეა, ვიდრე სატრაქტორო (ან საავტომობილო) აღმოჩნდე-
ბა, რომ ვერტმფრენების მწარმოებლობა 40-50-ჯერ მეტია, ვიდრე
ტრაქტორისა.

ვერტმფრენის გამოყენებით შეიძლება არა თუ ტვირთების
გადაზიდვა, არამედ სამონტაჟო სამუშაოების შესრულებაც.

მცირე სიჩქარის გამო ვერტმფრენები ხარჯავენ დიდი რაოდენობის საწვავს. საწვავის ხარჯვა განსაკუთრებით დიდია, როცა ვერტმფრენი ასრულებს სამონტაჟო სამუშაოს ჰაერში დაკიდულ მდგომარეობაში.

ზოგადი დანიშნულების ავტომობილების, ტრაქტორებისა და მისაბმელების გარდა ხაზის მშენებლობაზე გამოიყენება სპეციალური დანიშნულების სატრანსპორტო საშუალებები. კერძოდ, რკინაბეტონის საყრდენების დგარების გადასაზიდად გამოიყენება საყრდენმზიდები, რომელიც წარმოადგენს მისაბმელს, სადაც დაიწყება რკინაბეტონის დგარები და, რომელსაც ეწევა ავტომობილი ან უგზოობის შემთხვევაში ტრაქტორი.

პიკეტზე საყრდენთა ასაწყობად საჭირო ხდება სახაზო ელექტრიკოსების ბრიგადის შემადგენლობის გაზრდა. ამასთან, გაზრდილია აგრეთვე, ბაზირების ადგილიდან პიკეტამდე ხალხის გადაყვანის ხარჯები. გადაადგილებაზე იკარგება ბევრი დრო და პიკეტზე მუშები მიდიან რამდენადმე დაღლილნი. პიკეტზე დაბალია საყოფაცხოვრებო პირობები. ამავე დროს სამუშაოთა დიდი ნაწილი სრულდება ხელით ან მექანიზმებით, რომლებიც უმეტესი დროით დგანან. მუშაობა მიმდინარეობს მხოლოდ ერთ ცვლაში ან, ზოგჯერ, დღის სინათლის სიმოკლისა და ასაწყობი მოედნის განათების სირთულის გამო, არასრული ცვლით. რიგ შემთხვევებში მუშაობას ხელს უშლის ცუდი მეტეოროლოგიური პირობები: თოვლი, წვიმა, ქარბუქი, ყინვები და გარემოს მაღალი ტემპერატურა.

აღნიშნულის გამო უფრო რაციონალურია საყრდენების აწყობა გამსხვილებული აწყობის პოლიგონებზე (მოედნებზე), სადაც შრომის რაციონალური ორგანიზაციის შედეგად მაღალია შრომის ნაყოფიერება.

გამსხვილებული აწყობის პოლიგონზე საყრდენის აწყობის შემდეგ დგება საყრდენის პიკეტზე გადატანის საკითხი. 220 კვმდე ძაბვის ლითონის აწყობილი საყრდენის გადასატანად გამოიყენება სამარჯვო მოწყობილობა, რომელიც შედგება მბრუნავი დგარისა და განიერი მისაბმელისგან. ამ ხერხით საყრდენის გადატანა რაციონალურია გრუნტის გზებზე, რომელიც გადის არადასახლებულ ადგილებში. გადაადგილების მაქსიმალური სიჩქარე, გზის

სირთულისგან დამოკიდებულებაში, შეადგენს 20-60 კმ/სთ-ს. გა-
დასატანი საყრდენის წონა შეიძლება შეადგენდეს 7 ტონას.

ბიკეტზე სადენი მიაქვთ ხის დოლზე დახვეულ მდგომარეო-
ბაში. დოლები შეიძლება იყოს სხვადასხვა ზომის, რომელთა მასა
სადენის გარეშე შეადგენს 18-დან 270 კგ-მდე. დოლის ყელის ზო-
მებია: დიამეტრი 0,45-1,0 მ; სიგრძე 0,23-1,8 მ. სადენებისთვის
უფრო მეტად გამოიყენება დიდი და საშუალო ზომის დოლები,
ხოლო მეხსარიდი გვარლებისთვის კი — მცირე ზომის დოლები.

გრძელ მანძილზე სადენიანი დოლების გადატანა წარმოებს
რკინიგზით ან სანაოსნო ტრანსპორტით, ხოლო რკინიგზისა და
პორტის საწყობებიდან ავტომანქანებით. ძალიან მცირე მანძილზე
დასაშვებია დოლის გადატანა გადაგორებით. უნდა აღინიშნოს, რომ
დაუშვებელია: დოლის გადატანა და შენახვა სიბრტყით; ჩამოდგება
სატრანსპორტო საშუალებიდან; გადაგორება მასზე ნაჩვენები ის-
რის საწინააღმდეგო მიმართულებით. ამ მოთხოვნათა უგულვებელ-
ყოფამ შეიძლება გამოიწვიოს როგორც სადენის, ასევე თვით დო-
ლის დაზიანება.

სადენიანი დოლების ტრასაზე ტრანსპორტირებისთვის და
სადენის გასაშლელად რაციონალურია სპეციალური მისაბმელის
გამოყენება, რომელიც აღჭურვილია შესაბამისი მექანიზმებით.

იზოლატორებისა და სახაზო არმატურის არა დიდი პარტიე-
ბის გადაზიდვა ხდება ყუთებში ჩაწყობილი. ამასთან, დაცული უნ-
და იქნას გადაზიდვის უსაფრთხოების მთელი რიგი წესები, რათა
ადგილი არ ექნეს მათ დაზიანებას. იზოლატორებიანი ყუთები ავ-
ტომობილის ძარაზე უნდა იყოს დამაგრებული. უგზოობის პირო-
ბებში ავტომობილი უნდა მოძრაობდეს ნელა და ფრთხილად.

იზოლატორების უფრო რაციონალური გადაზიდვისთვის გა-
მოიყენება ლითონის კუთხოვანებისგან დამზადებული სპეციალური
გისოსური კონსტრუქციის მქონე კონტეინერები, რომლებშიც გან-
თავსებულია ხის ცხაურები. იზოლატორებიანი კონტეინერები შე-
იძლება გადაზიდულ იქნას რკინიგზის ვაგონებით ან ავტომანქანე-
ბით. გადაზიდვისას კონტეინერების ვერტიკალური და ჰორიზონტა-
ლური წანაცვლება შეზღუდულია სპეციალური საბჯენებით.

ტრასაზე მუშების გადასაყვანად, ბრიგადის ინვენტარისა და სამარჯვების გადასაზიდად გამოყენებული ამაღლებული გამაველობის საზაზო მანქანის დანიშნულებაა:

ა) 15 კაცამდე შემადგენლობით ბრიგადის გადაყვანა ნებისმიერი ხასიათის გზაზე;

ბ) ბრიგადის ინსტრუმენტების, სამარჯვების და აღჭურვილობის გადაზიდვა და შენახვა;

გ) პიკეტზე სამუშაო ადგილის განათება, რაც აუცილებელია ზამთრის მოკლე დღეების პირობებში;

დ) საყოფაცხოვრებო პირობების გაუმჯობესება და საწარმოო სანიტარიის მოთხოვნების უზრუნველყოფა – გათბობა, ხელპირის დაბანვა, საკვების მიღება, ტრამვის შემთხვევაში დახმარების გაწევა;

ე) სამუშაო ადგილზე მექანიზაციის საშუალებათა გადატანა ბუქსირით – გადასატანი ელექტროსადგური, შედულების აგრეგატი და სხვ.

6.9.4. შრომის დაცვა და უსაფრთხოება სამშენებლო-სამონტაჟო სამუშაოთა შესრულებისას

შრომის დაცვა ეს არის სამუშაოთა შემსრულებლების სიცოცხლისა და ჯანმრთელობის პირობების უზრუნველყოფის ღონისძიებათა სისტემა, რომელიც ითვალისწინებს საკანონმდებლო ღონისძიებებს, უსაფრთხოების ტექნიკასა და საწარმოო სანიტარიას.

ელექტროგადაცემის ხაზების მშენებლობა ხასიათდება შედარებით ამაღლებული არახელსაყრელი პირობებით, რომელიც თავის მხრივ ზრდის ტრამვატიზმის საშიშროებას. ეს აიხსნება იმით, რომ ხაზის მშენებლობისას გვიხდება მძიმე და გრძელი კონსტრუქციების აწევა და მაღლივი სამონტაჟო სამუშაოების შესრულება.

მშენებლობაზე გამოიყენება გადასატანი ელექტროსადგურები, ელექტროფიცირებული ინსტრუმენტები, დროებითი ელექტროგაყვანილობები, რაც დაკავშირებულია მომსახურე პერსონალის დენით დაზიანების საშიშროებასთან. მშენებლობისას მიმდინარეობს მიწის, სამონტაჟო, ელექტროშედულებისა და სხვა სახის სამუშაოები, რაც განეკუთვნება ამაღლებული საშიშროების სამუშაოებს. ყველაფერი

ეს მოითხოვს განსაკუთრებული ყურადღება მიექცეს შრომის დაცვის საკითხებს და მტკიცედ იქნას დაცული უსაფრთხოების ტექნიკის მოთხოვნები და წესები.

მექანიზებულ კოლონებში და სხვა სამშენებლო ორგანიზაციებში არსებობს უსაფრთხოების ტექნიკის სამსახური, რომლის უშუალო ხელმძღვანელობა ეკისრება მთავარ ინჟინერს. გარდა უსაფრთხოების ტექნიკის სამსახურისა, ორგანიზაციებში არსებობს აგრეთვე საწარმოო-ტექნიკური, ხელფასისა და შრომის ორგანიზაციის, მექანიზაციის, მომარაგების და სხვა განყოფილებები, რომლებიც უსაფრთხოების სამსახურთან ერთად უზრუნველყოფენ შრომის უსაფრთხოებას მშენებლობაზე. ყველა ამ დანაყოფების ხელმძღვანელობა ეკისრება ორგანიზაციის ხელმძღვანელს.

შრომის უსაფრთხოების პირობების უზრუნველყოფა ადმინისტრაციის უმთავრესი მოვალეობაა.

გამართული და უსაფრთხო ტექნიკის პირობებში საწარმოო ტრამვატიზმის ძირითად მიზეზს წარმოადგენს მომუშავის დაბალი კვალიფიკაცია ან დაბალი საწარმოო დისციპლინა. სიჩქარე და უყურადღებობა არასასურველი სერიოზული შედეგების მიზეზია. ნებისმიერი მოქმედება უნდა იყოს კარგად გააზრებული.

უსაფრთხოების ტექნიკის წესები უნდა იყოს დამტკიცებული, გამოცემული და შესწავლილი ყველა მუშაკის მიერ და სამუშაოთა წარმოებისას მტკიცედ დაცული.

იმის გამო, რომ სამშენებლო ორგანიზაციები აღჭურვილია დიდი რაოდენობის სამშენებლო მანქანებით, მექანიზმებითა და სამარაჯვი მოწყობილობებით, ხაზის მშენებლობისას სრულდება დიდი მოცულობის სატრანსპორტო და სატაკელაჟო სამუშაოები, სამუშაოები ამწე კოშკურის, საბურღი, ხიმიჯჩამსობი და სხვა მანქანების გამოყენებით, შედულების სამუშაოები და სხვ. როგორც მუშებს, ასევე ინჟინერ-ტექნიკურ პერსონალს მოეთხოვებათ უსაფრთხოების ტექნიკის წესების ცოდნის სისტემატური განახლება და ამაღლება. პერსონალთა ამ კატეგორიას განეკუთვნება სატრანსპორტო საშუალებათა და ტრაქტორების მძღოლები, ამწე კოშკურების, საბურღის, ხიმიჯჩამსობის და სხვა მექანიზმის მემანქანეები, შემდულებლები, ელექტრიკოსები და სხვ., ვინც დაკავებულია ხაზის საყრდენებისა და სადენების მონტაჟით.

უსაფრთხოების წესების ცოდნა და მუშების შესაბამისი უანარ-ჩვევები ფასდება საკვალიფიკაციო ჯგუფით. ამა თუ იმ ხასიათის სამუშაოს შესრულების უფლება აქვს მხოლოდ უსაფრთხოების ტექნიკის წესებისა და საწარმოო ნორმებით გათვალისწინებული საკვალიფიკაციო ჯგუფის მქონე პერსონალს.

ქვემოთ შემოკლებით მოყვანილია შრომის დაცვისა და უსაფრთხოების ტექნიკის ძირითადი მოთხოვნები ზაზის მშენებლობაზე ამა თუ იმ სახის სამუშაოთა შესრულებისას.

სატრანსპორტო და სატაკელაჟო სამუშაოები. სატრანსპორტო საშუალებებზე კონსტრუქციების და მოწყობილობების დატვირთვისას გათვალისწინებული უნდა იქნეს ის, რომ გზის საფარიდან ტვირთიანი ავტომობილის საანგარიშო სიმაღლე არ აღემატებოდეს 3 მ-ს. სამშენებლო კონსტრუქციებისა და დიდი გაბარიტების მქონე მძიმე ტვირთების მისაბმელზე დატვირთვა-გადმოტვირთვა უნდა მიმდინარეობდეს მხოლოდ კარგი განათების პირობებში და პასუხისმგებელი პირის ზელმძღვანელობით. ამ დროს წვეის მექანიზმი დამუხრუჭებული უნდა იყოს, ხოლო მისაბმელის საბურავების ქვეშ უნდა დაიდოს ხის სოლები.

მექანიზმების მართვა ხდება იმ მექანიზატორის მიერ, რომელიც მიმაგრებულია მოცემულ მექანიზმზე. გამონაკლის შემთხვევაში, ზელმძღვანელის წერილობითი მითითებით, მართვა დასაშვებია სხვა მექანიზატორის მიერ.

50 კგ და მეტი წონის ტვირთების დატვირთვა-გადატვირთვისთვის აუცილებელია მექანიზმის გამოყენება. ხელით გადასატანი ტვირთის ნორმებია: 10 კგ-მდე 16-18 წლის გოგონებისთვის; 16 კგ-მდე 16-18 წლის ჭაბუკებისთვის; 20 კგ-მდე 18 წელზე მეტი ქალებისთვის და 50 კგ-მდე 18 წელზე მეტი მამაკაცებისთვის. მთიან რეგიონებში აღნიშნული ნორმები მცირდება სიმაღლისა და ქანობის შესაბამისად.

სამშენებლო მასალებისა და კონსტრუქციების შენახვა-დაწყობა და სამუშაო ადგილზე მათი დროებით განლაგება წარმოებს ტექნოლოგიური რუკების შესაბამისად.

ტვირთის ტრანსპორტირების უსაფრთხოების წესების მოთხოვნათა უზრუნველსაყოფად ორგანიზაციის უბნის მექანიკოსები და ტრანსპორტის ექსპლუატციაზე პასუხისმგებელი პირები ვალ-

დებულნი არიან: არ დაუშვან სატრანსპორტო საშუალებათა ექსპლუატაცია, რომელთა ტექნიკური მდგომარეობა არ შეესაბამება საგზაო მოძრაობის მოთხოვნათა წესებს; ჩაუტარონ მძღოლებს ინსტრუქტაჟი მოძრაობის მარშრუტის შესახებ წლის პერიოდისა და საგზაო პირობების გათვალისწინებით; არ გასცეს სამარშრუტო და საგზაო ფურცელი მძღოლის მიერ სატრანსპორტო საშუალებათა შესაბამისი კატეგორიის მართვის მოწმობის წარმოდგენამდე; უზრუნველყონ მძღოლების სამუშაო რეჟიმი და დააწესონ კონტროლი მძღოლების ხაზზე მუშაობაზე და მათი სადგომზე დაბრუნებაზე; ადამიანების სატვირთო ავტომობილებით გადაყვანა დაავალონ მხოლოდ გამოცდილ მძღოლებს და ხაზზე გასვლის წინ ჩაუტარონ მათ შესაბამისი ინსტრუქტაჟი.

ადამიანთა გადაყვანა უნდა განხორციელდეს ამ მიზნისთვის გამოყოფილი სატრანსპორტო საშუალებებით. მგზავრთა გადასაყვანად სატვირთო ბორტიანი მანქანები აღჭურვილ უნდა იყოს ძარაზე დამაგრებული სკამებით, ტენტით, ასასვლელი კიბითა და შიგა განათებით.

აკრძალულია ადამიანთა გადაყვანა თვითმცლელი მანქანის ძარით, მისაბმელით, ავზიანი მანქანითა და სატვირთო ავტომობილით, რომელთაც გადააქეთ ხანძარსაშიში და შხამიანი ნივთიერებები.

ავტომობილების მართვაზე დაიშვებიან მძღოლები არანაკლებ 3 წლის მუშაობის გამოცდილებით.

თითოეულ საწარმოო უბანზე ინჟინერ-ტექნიკური პერსონალიდან ორგანიზაციის ხელმძღვანელობის მიერ ბრძანებით ინიშნება ამწეთი ტვირთების გადაადგილების სამუშაოთა წარმოებაზე პასუხისმგებელი პირი, რომელიც უზრუნველყოფს ტვირთების უსაფრთხო გადაადგილებას, მოსახსნელ-სატაცი სამარჯვების ყოველდღიურ კონტროლს, ხელმძღვანელობს ამწექვეშა მუშების საქმიანობას და არეგულირებს მათ ურთიერთობას მემანქანესთან. მას უნდა ჰქონდეს წარმოდგენა ამწეს მდგომარეობასა და მახასიათებელ პარამეტრებზე, იცოდეს მოსახსნელსატაცი სამარჯვებისა და ტარის (ბადია, კონტინერი) ექსპლუატაციის წესები, ბაგირებისა და ჯაჭვების წუნდების ნორმები, ტვირთების ჩაბმა-ჩამოხსნის სასიგნალო ნიშნები და სამუშაოთა წარმოების მეთოდები.

ტყის გაყვლა. მთელ გამოყოფილ ტერიტორიაზე ხეების ჭრის სამუშაოების დაწყებამდე მოშორებულ უნდა იყოს გამხმარი, ქარისგან მოგლეჯილი და დაკიდებული ხეები. ხეების ჭრის ზონაში 50 მ რადიუსზე აკრძალულია სხვა სამუშაოების წარმოება.

ფერდობებზე ტყის ჭრისას ზოლის ფარგლებს გარეთ სახიფათო ზონებია: ქვემოთ ფერდობზე 15⁰-მდე ქანობით – 60 მ, ზოლო 15⁰-ზე მეტი ქანობით – ფერდობის ძირამდე. სახიფათო ზონა უნდა იყოს შემოფარგლული გამაფრთხილებელი ნიშნებით.

ხეების ჭრა ძლიერი ქარის (7,5 მ/წმ და მეტი სიჩქარის), კოკისპირული წვიმების, სეტყვის, ნისლის (60%-ზე ნაკლები ხილვადობის) და, აგრეთვე, გამთენიასა და შებინდებისას აკრძალულია.

ზამთარში მოსაჭრელი ხეების ირგვლივ თოვლისგან უნდა გაიწმინდოს ტერიტორია და გაკეთდეს გზა, რათა ხის მჭრელმა შეძლოს სწრაფად გაეცალოს ხეს მისი ვარდნის მომენტში.

მიწის სამუშაოები. საძირკვლების ჩაწომა. გრუნტის დამუშავებამდე უნდა განისაზღვროს ქვაბულის კედლის დასაშვები დახრილობა ქვაბულის სიღრმისა და გრუნტის სახეობის მიხედვით. ამოღებული გრუნტი უნდა განთავსდეს ქვაბულის კიდიდან არანაკლებ 0,5 მ მანძილზე. მუშაობის პერიოდში ექსკავატორი უნდა იდგეს მოსწორებულ ადგილას და თვითგადაადგილების თავიდან აცილების მიზნით იგი დამაგრებული უნდა იქნეს სადგამით. ამ მიზნით, აკრძალულია ქვებისა და მორების გამოყენება. შესვენების დროს ექსკავატორი აუცილებლად უნდა მოშორდეს ქვაბულს არანაკლებ 2 მ მანძილზე, ციცხვი კი დაეშვას მიწაზე.

ამწეოთი აწეული საძირკვლის საფეხურის ძირის გაწმენდა შეიძლება მხოლოდ გრძელსახელურიანი ინსტრუმენტით ისე, რომ მუშა არ აღმოჩნდეს აწეული საფეხურის ქვეშ. აკრძალულია საფეხურის აწევა მასზე დაუმაგრებელ საგნებთან ერთად, მით უმეტეს მემონტაჟესთან ერთად.

აკრძალულია ქვებულში ყოფნა საფეხურებისა და სხვა დეტალების ჩაშვებისას, ასევე აკრძალულია ქვაბულის ნაპირებთან ინსტრუმენტებისა და მოწყობილობების დაწომა. საფეხურის ჩაშვების დროს შემოწმებული უნდა იქნეს ჩასაბმელი მოწყობილობების კვანძების მდგომარეობა.

ცილინდრულ ქვაბულს ბურღავენ უშუალოდ საყრდენის დაყენების წინ, რათა არ ჩამოიქცეს კედელი. თუ გრუნტი ჩაზეავდა და საჭიროა ქვებულის ამოწმენდა, მაშინ ის უნდა ამოიწმინდოს ბურღით. ამოწმენდის მიზნით მუშის ჩასვლა გაბურღულ ქვებულში დაუშვებელია.

საბურღი მანქანების მუშაობისას აკრძალულია: მიატოვოს მემანქანემ სამუშაო ადგილი და მანქანა სამართავად დაუტოვოს გარეშე პირს; ბურღი გაიწმინდოს ტრიალისას.

საბურღი-ასაფეთქებელი სამუშაოები წარმოებს სახელმწიფო სამთო ზედამხედველობის ინსტრუქციის მოთხოვნათა შესაბამისად.

აფეთქებისას ქვების გაფანტვის სახიფათო ზონის რადიუსია არანაკლებ 30 მ.

ასაფეთქებელ სამუშაოთა წარმოებისას მანქანა-მექანიზმები უნდა იყოს უსაფრთხო მანძილზე გადაწეული ან გულდასმით შეფარებული.

ციცაბო კლდეზე ასაფეთქებელ სამუშაოთა წარმოებისას აკრძალულია უდაბლეს ნიშნულზე ყოფნა.

დამუხტვის დროს პირები, რომლებიც არ არიან დაკავშირებული ასაფეთქებელ სამუშაოებთან, ასაფეთქებელი ადგილიდან უნდა იმყოფებოდნენ არანაკლებ 50 მ მანძილზე. აღნიშნულ პირთა გამოყვანა სახიფათო ზონიდან უნდა დამთავრდეს ელექტროდეტონატორის კაფსულასთან მიერთებამდე.

სახიფათო ზონის დაცვას ახორციელებენ ინსტრუქტაჟგავლილი მუშები. თუ ასაფეთქებელი სამუშაოები მიმდინარეობს დასახლებულ პუნქტებთან ახლოს, უნდა გაკეთდეს ცოცხალი ალყა. მოსახლეობის გაფრთხილება ასაფეთქებელი სამუშაოების მიმდინარეობის შესახებ აუცილებელია.

საყრდენის აწყობა და დაყენება. ლითონისა და რკინაბეტონის საყრდენების აწყობა-დაყენება უნდა წარმოებდეს სამუშაოთა წარმოების პროექტის მკაცრ შესაბამისობაში. საყრდენის აწყობისას აკრძალულია: დასამონტაჟებელი კონსტრუქციის ქვეშ ყოფნა; აწყობილი საყრდენის ქვეშ შესვლა, როცა მის ქვეშ არ არის დადგმული მყარი სადგამები; ინსტრუმენტებისა და სხვა საგნების საყრდენიდან გადმოყრა. აწყობა არ შეიძლება შეჩერდეს, თუ აწეული

სექცია ან ცალკეული ელემენტი არ დგას ადგილზე და არ არის გამაგრებული საჭირო რაოდენობის ქანებით.

საყრდენის დაყენებამდე ხელმძღვანელი ვალდებულია სამუშაოში მონაწილე ყველა პირს დეტალურად გააცნოს დამტკიცებული სქემები, აწვეის წესი, სიგნალების სისტემა და ჩაუტაროს ინსტრუქტაჟი უსაფრთხოების ტექნიკაში.

საყრდენის დაყენებამდე უნდა შემოწმდეს წვევის მექანიზმისა და სხვა მოწყობილობათა გამართულობა.

აწეულ საყრდენებზე დეფექტის აღმოფხვრა აკრძალულია.

დაყენებულ საყრდენზე ასვლა შეიძლება მხოლოდ მისი სრული დამაგრების შემდეგ. საყრდენზე ასვლა ამწეს ისრის საშუალებით აკრძალულია.

ქვაბულის ამოვსების შეწყვეტა არ შეიძლება მანამ, სანამ საყრდენი სრულად არ არის დამაგრებული. საყრდენის დაყენებისა და მისი დამაგრების სამუშაოების შეწყვეტა სადილზე ან ღამით დაუშვებელია. გამონაკლის შემთხვევაში შესვენებისას საყრდენი შეიძლება დავაპაგროთ დროებითი საჭიმრებით ცოცხალი დაცვის დაყენებით.

5 მ-ზე მეტ სიმაღლეზე წარმოებული სამუშაოები ითვლება მაღლივ სამუშაოებად და მათი წარმოება დასაშვებია მხოლოდ უსაფრთხოების ქამრების გამოყენებით. ამ სამუშაოთა შესრულებაზე დაიშვებიან პირები 18-დან 60 წლამდე, რომელთაც გავლილი აქვთ სპეციალური მომზადება, სამედიცინო შემოწმება და სისტემატური წვრთნა.

გამოილ ადგილებში 5 ბალამდე ქარის, შეზღუდული ხილვალობის, წვიმის, ჭექა-ქუხილისა და ლიპყინულის დროს მაღლივი სამუშაოების ჩატარება აკრძალულია თუ უქარო ამინდში გარემოს ტემპერატურა -30°C -ზე, ხოლო 6 მ/წმ-მდე ქარის სიჩქარისას კი -25°C -ზე, დაბალია. თუ გარემოს ტემპერატურა აღემატება $+33^{\circ}\text{C}$ -ს მაღლივი სამუშაოები წყდება.

სადენებისა და გვარლების მონტაჟი. სადენებისა და გვარლების დოლები დამაგრებული უნდა იყოს სპეციალურ მოწყობილობაზე, რომლებიც აღჭურვილია საიმედო საპუხრუჭე მექანიზმით. მათი გაშლის წინ უნდა შემოწმდეს ტრასის ზოლი და ამ ზოლიდან

გატანილ იქნას ქვეები და სხვა საგნები, რომლებიც ხელს შეუშლი-
ან გაშლას ან დააზიანებენ სადენს (გვარლს).

გაშლისა და გაჭიმვის დროს სადენის, გვარლის, იზოლა-
ტორთა გირლანდის და სხვათა ქვეშ არ უნდა იმყოფებოდეს ად-
მიანი. სამუშაოთა უსაფრთხოება სადენის საყრდენზე აწვევისას
მნიშვნელოვნადაა დამოკიდებული სამონტაჟო გორგოლაჭების საი-
მედო მუშაობაზე. ისინი უნდა იყოს რევიზიაჩატარებული და შეზე-
თილი.

ნისლის, შეზღუდული ხილვადობის, ლიპყინულისა და 5 ბა-
ლაძე ძალის ქარისას სადენთა მონტაჟი აკრძალულია.

ყველა სამუშაოები გირლანდაზე უნდა შესრულდეს კოშკურა
ამწეს, კიბის ან საკიდელის დახმარებით. მუშები, რომლებიც სა-
მონტაჟო სამუშაოებს ასრულებენ საყრდენებზე, უნდა სარგებლობ-
დნენ დამცავი სამარჯვებითა და არასრიალა ფეხსაცმლებით.

დასახლებულ პუნქტებში სადენებისა და გვარლების მონტა-
ჟისას სამუშაო ზონაში იკრძალება ფეხით მოსიარულებითა და სატ-
რანსპორტო საშუალებათა მოძრაობა. ამისთვის იდგმება გამაფ-
რთხილებელი ნიშნები და სადარაჯო პუნქტები. ასევე იკრძალება
სადენისა და გვარლის მონტაჟი რკინიგზის გადაკვეთაზე მატარებ-
ლის მოძრაობის მომენტში.

წვეის მექანიზმები მონტაჟისას უნდა იმყოფებოდნენ საყრდენ-
იდან საყრდენის ორმაგი სიმაღლის მანძილზე.

მოქმედი ელექტროგადაცემის ხაზების ახლოს მუშაობისას
საჭიროა შესაბამისი ორგანიზაციულ-ტექნიკური ღონისძიებების ჩა-
ტარება. მშენებელი ორგანიზაცია ვალდებულია მოქმედი გადაცემის
ხაზის მფლობელი ორგანიზაციიდან მიიღოს წერილობითი თანხმო-
ბა სამუშაოს საწარმოებლად. იგი გასცემს განკარგულებას სამუშა-
ოთა წარმოებაზე მას შემდეგ, როცა მოქმედი ხაზი გამოირთვება
და ჩამიწდება.

დაინდუქცირებული ძაბვისგან ელექტროტრამვის თავიდან
ასაცილებლად მშენებარე ხაზის უბანი ჩამიწებულ უნდა იქნას ყო-
ველ 3-5 კმ-იან მონაკვეთში. ჭექა-ქუხილისას ყველა პერსონალი
უნდა იყოს ტრასის გარეთ.

სადენის გადაჭრა ღოჯით აკრძალულია.

სამშენებლო სამუშაოები. ელექტრო-, აირ- და არგონშემდუღებლის თანამდებობაზე ინიშნებიან პირები, რომელთაც შეუსრულდათ 18 წელი, მინიჭებული აქვთ ელექტროუსაფრთხოების საკვალიფიკაციო ჯგუფი და გააჩნიათ არანაკლებ IV საკვალიფიკაციო თანრიგი, გავლილი აქვთ ტექნიკური უსაფრთხოების წესების ცოდნის შემოწმება და სამშენებლო სამუშაოების წარმოებაზე დაშვებულნი არიან დამოუკიდებლად — ერთპიროვნულად. ყველა სახის შემდუღებელს ტექნიკური უსაფრთხოების ინსტრუქტაჟი უნდა ჩაუტარდეს 6 თვეში ერთხელ.

ერთი შემდუღებლის სამუშაო მოედანი უნდა შეადგენდეს 4-6 მ²-ს. სამუშაო მოედანი აღჭრევილი უნდა იყოს ადგილობრივი გენტილაციით და არ უნდა იყოს ჩახერგილი სხვადასხვა საგნებითა და დეტალებით. დროებითი სამუშაოს საწარმოებლად შედუღების მკვეთრი ნათებისგან ადამიანთა დასაცავად სამუშაო ადგილზე უნდა იყოს გადასატანი 1,5-1,7 მ სიმაღლის ფარები. შემდუღებლის სკამი დამზადებული უნდა იყოს ხის ან სხვა საიზოლაციო მასალისგან.

შემდუღებელს უნდა ეცვას ნორმებით გათვალისწინებული სპეცტანსაცემლი და სპეცფეხსაცმელი. შარვლის ტოტები არ უნდა იყოს ჩატანებული ჩექმაში. მისი მხედველობის დასაცავად გამოიყენება მუქმინებიანი სათვალე.

წნევის ქვეშ მყოფი ჭურჭლის დადუღება კატეგორიულად აკრძალულია. ჭურჭლები, რომლებშიც იყო ადვილად აალებადი სითხეები ან გაზები, მათზე სამშენებლო სამუშაოების ჩატარებამდე, გულდასმით უნდა გაირეცხოს ცხელი წყლითა და კაუსტიკური სოლის წყალხსნარით.

6.10. მე-6 თავის რიცხვითი მაგალითები

მაგალითი 6.1. 110 კვ ძაბვის ელექტროგადაცემის ხაზზე გაკიდებულია ფოლად-ალუმინის სადენი AC-120/19. მალის სიგრძე $l=150$ მ. რეგიონი, სადაც აგებულია ხაზი, ხასიათდება შემდეგი გარემო კლიმატური მონაცემებით: გარემოს ტემპერატურა

$Q_{აჟ} = +40^{\circ}C$; $Q_{აგ} = -30^{\circ}C$; $Q_{აზ} = -5^{\circ}C$, ქარის მაქსიმალური სიჩქარე $v_{აჟ} = 25$ მ/წმ; ლიპყინულის სისქე $b = 15$ მმ.

განვსაზღვროთ სადენისთვის დასაშვები ძაბვები და ხვედრითი მექანიკური დატვირთვები.

დ-1 ცხრილიდან გვაქვს: სადენის მასა $m_0 = 0,471$ კგ/მ; ალუმინისა და ფოლადის ფაქტიური განიკვეთები $F_{ალ} = 118,0$ მმ²; $F_{ფლ} = 18,8$ მმ²; ჯამური ფაქტიური განიკვეთი $F = 136,8$ მმ².

ამ მონაცემების საფუძველზე სადენის გაწვევების ზღვრული წინაღობა (გამოსახულება 6.1) შეადგენს

$$\sigma_{ზ} = \frac{40640}{136,8} = 297,16/\text{მმ}^2.$$

6.2 ცხრილის თანახმად

$$[\sigma_{აჟ}] = [\sigma_{აგ}] = 0,45 \cdot 297,1 = 133,7 \text{ ნ/მმ}^2.$$

და

$$[\sigma_{აზ}] = 0,3 \cdot 297,1 = 89,1 \text{ ნ/მმ}^2.$$

განვსაზღვროთ სადენის მექანიკური დატვირთვები:

1. ხვედრითი დატვირთვა, გამოწვეული საკუთარი წონით (გამოსახულება 6.3)

$$\gamma_1 = 9,81 \cdot \frac{0,471}{136,8} = 3,38 \cdot 10^{-2} \text{ ნ/მმ}^2.$$

2. ხვედრითი დატვირთვა, გამოწვეული ლიპყინულით (გამოსახულება 6.4)

$$\gamma_2 = 0,0277 \cdot \frac{15(15,2 + 15)}{136,8} = 9,17 \cdot 10^{-2} \text{ ნ/მმ}^2.$$

3. ხვედრითი დატვირთვა, გამოწვეული საკუთარი წონითა და ლიპყინულით (გამოსახულება 6.5)

$$\gamma_3 = (3,38 + 9,17) \cdot 10^{-2} = 12,55 \cdot 10^{-2} \text{ ნ/მმ}^2.$$

4. ლიპყინულისგან თავისუფალი სადენის ხვედრითი დატვირთვა, გამოწვეული ქარის დაწნევით (გამოსახულება 6.6)

$$\gamma_4 = \frac{0,85 \cdot 1,2 \cdot 25^2 \cdot 15,2}{1600 \cdot 136,8} = 4,43 \cdot 10^{-2} \text{ ნ/მ.მმ}^2.$$

5. ლიპყინულით დაფარული სადენის ხვედრითი დატვირთვა. გამოწვეული ქარის დაწნევით (გამოსახულება 6.7)

$$\gamma_5 = \frac{1,0 \cdot 1,2 \cdot 15^2 \cdot (15,2 + 2 \cdot 15)}{1600 \cdot 136,8} = 5,58 \cdot 10^{-2} \text{ ნ/მ.მმ}^2.$$

6. ლიპყინულისგან თავისუფალი სადენის რეზულტიური ხვედრითი დატვირთვა (გამოსახულება 6.8)

$$\gamma_6 = \sqrt{3,38^2 + 4,43^2} \cdot 10^{-2} = 5,57 \cdot 10^{-2} \text{ ნ/მ.მმ}^2.$$

7. ლიპყინულით დაფარული სადენის რეზულტიური ხვედრითი დატვირთვა (გამოსახულება 6.9)

$$\gamma_7 = \sqrt{12,55^2 + 5,58^2} \cdot 10^{-2} = 13,73 \cdot 10^{-2} \text{ ნ/მ.მმ}^2.$$

მაგალითი 6.2. 6.1 მაგალითში მითითებული სადენისთვის დავადგინოთ მექანიკური გაანგარიშების საწყისი პირობები.

6.1 ცხრილის თანახმად, როცა $b \geq 15$ მმ, გვაქვს $\theta_y = -5 \div -10^\circ \text{C}$, ავიღოთ $\theta_y = -5^\circ \text{C}$.

განვსაზღვროთ კრიტიკული მალეები (6.41 ÷ 6.43). ამ გამოსახულებებისთვის გვაქვს:

$$[\sigma_{\gamma_{\text{აქტ}}}] = [\sigma_{\theta_{\text{ზღ}}}] = 133,7 \text{ ნ/მმ}^2;$$

$$[\sigma_{\theta_{\text{ზღ}}}] = 89,16 \text{ ნ/მმ}^2; \quad Q_{\text{ზღ}} = -5^\circ \text{C}; \quad Q_{\text{ბზ}} = -30^\circ \text{C};$$

$$\gamma_{\theta_{\text{ზღ}}} = \gamma_{\theta_{\text{ბზ}}} = \gamma_1; \quad \gamma_{\text{აქტ}} = \gamma_7; \quad E = 81,82 \cdot 10^3 \text{ ნ/მ.მმ}^2;$$

$$\alpha = 19,3 \cdot 10^{-6}.$$

ამრიგად გვაქვს:

$$l_{1\text{კ}} = \frac{2 \cdot 133,7}{3,38 \cdot 10^{-2}} \sqrt{\frac{6 \left\{ (89,1 - 133,7) \frac{1}{81,82 \cdot 10^3} + 19,3 \cdot 10^{-6} (-5 - (-30)) \right\}}{\left(\frac{3,38 \cdot 10^{-2}}{3,38 \cdot 10^{-2}} \right)^2 - \left(\frac{89,1}{133,7} \right)^2}} =$$

$$= 5272,2 \sqrt{-0,68 \cdot 10^{-3}} \text{ მ.}$$

როგორც ვხედავთ l_{γ} არ არსებობს, მაშინ 6.4 ცხრილის თანახმად აზრი აქვს მხოლოდ მესამე კრიტიკულ მალს

$$l_{\gamma} = \frac{2 \cdot 133,7}{3,38 \cdot 10^{-2}} \sqrt{\frac{6 \left\{ (133,7 - 89,1) \frac{1}{81,82 \cdot 10^3} + 19,3 \cdot 10^{-6} (-5 - (-5)) \right\}}{\left(\frac{13,73 \cdot 10^{-2}}{3,38 \cdot 10^{-2}} \right)^2 - \left(\frac{133,7}{89,1} \right)^2}} = 119,88$$

ჩვენს განსახილველ შემთხვევაში მალის სიგრძე $l = 150$ მ და რადგანაც $l > l_{\gamma}$, სადენის მექანიკური გაანგარიშების საწყისი პირობების იქნება მაქსიმალური მექანიკური დატვირთვის პირობები (ცხრ. 6.4) ანუ $\gamma_m = \gamma_7 = 13,73 \cdot 10^{-2}$; $\theta_m = -5^\circ C$ და $\sigma_m = [\sigma_{\gamma_{\text{მ.წ.}}}] = 133,76 / \text{მმ}^2$.

ამ პირობებში სადენის მდგომარეობის განტოლებას ექნება სახე (გამოსახულება 6.4) (ინდექსი „ n “ გამოტოვებულია).

$$\begin{aligned} \sigma &= \frac{150^2 \cdot \gamma^2 \cdot 81,82 \cdot 10^3}{24 \sigma^2} + 19,3 \cdot 10^{-6} \cdot 81,82 \cdot 10^3 \cdot \theta = \\ &= 133,7 - \frac{150^2 \cdot (13,73 \cdot 10^{-2})^2 \cdot 81,82 \cdot 10^3}{24 \cdot 133,7} + 19,3 \cdot 10^{-6} \cdot 81,82 \cdot (-5). \end{aligned}$$

ანუ გარდაქმნების შედეგად ვღებულობთ

$$\sigma^2 (\sigma + (1,5790 - 44,91)) = 76,706 \cdot \gamma \cdot 10^6 \quad (*)$$

ამ გამოსახულების საშუალებით განვსაზღვრავთ სადენში აღძრულ მექანიკურ ძაბვას გარემოს სხვადასხვა კლიმატური პირობებისას.

მაგალითი 6.3. წინა მაგალითებში განხილული სადენისთვის დავადგინოთ რომელი კლიმატური პირობებისას იქნება სადენის ჩაღუნვის ისარი მაქსიმალური.

განვსაზღვროთ კრიტიკული ტემპერატურა (გამოსახულება 6.47)

$$\theta_{\text{კ}} = \theta_{\text{კ}} + \sigma_{\text{კ}} \left(1 - \frac{\gamma_1}{\gamma_3} \right) \cdot \frac{1}{\alpha E}.$$

$\sigma_{\text{კ}}$ -ის დასადგენად ვისარგებლოთ წინა მაგალითში მიღებული მდგომარეობის განტოლებით (*), რომელშიც $\theta = \theta_{\text{კ}} = -5^{\circ}\text{C}$ და $\gamma = \gamma_3 = 12,55 \cdot 10^{-2}$ ნ/მ. მმ². ამრიგად, გვაქვს

$$\sigma_{\text{კ}}^2 (\sigma_{\text{კ}} - 52,805) = 1208138,7$$

ეს განტოლება ამოვხსნათ იტერაციული მეთოდით (გამოსახულება 6.31). შევირჩიოთ $\sigma_{\text{კ}}^{(0)} = 100$ ნ/მმ², $a = 0,5$ და გვაქვს

$$\sigma_{\text{კ}}^{(1)} = 0,5 \cdot 100 + 0,5 \left(\frac{1208138,7}{100^2} + 52,805 \right) = 136,809$$

ანალოგიური გაანგარიშებით მივიღეთ $\sigma_{\text{კ}}^{(2)} = 127,08$ ნ/მმ²; $\sigma_{\text{კ}}^{(3)} = 127,35$ ნ/მმ².

ამრიგად,

$$\theta_{\text{კ}} = -5 + 127,35 \left(1 - \frac{3,38 \cdot 10^{-2}}{12,55 \cdot 10^{-2}} \right) \cdot \frac{1}{19,3 \cdot 10^{-6} \cdot 81,82 \cdot 10^3} = 53,9^{\circ}\text{C}$$

რადგანაც $\theta_{\text{კ}} > \theta_{\text{კ}}^{\text{კ}}$, სადენის ჩაღუნვის ისარი მაქსიმალური იქნება მაქსიმალური ეკრტიკალური დატვირთვის დროს, როცა $\gamma = \gamma_3 = 12,55 \cdot 10^{-2}$ ნ/მ. მმ² და $\sigma = \sigma_{\text{კ}} = 127,35$ ნ/მმ².

(6.14) გამოსახულების მიხედვით გვაქვს

$$f_{\text{კ}} = \frac{12,55 \cdot 10^{-2} \cdot 150^2}{8 \cdot 127,33} = 2,77 \text{ მ.}$$

მაგალითი 6.4. ვისარგებლოთ წინა მაგალითებში მიღებული შედეგებით და განვსაზღვროთ სადენში ძაბვა და სადენის ჩაღუნვის ისარი მონტაჟისას, თუ სადენის მონტაჟი მიმდინარეობს $+25^{\circ}\text{C}$ ჰაერის ტემპერატურისას.

მონტაჟისას $\theta = +25^{\circ}\text{C}$ და $\gamma = \gamma_1 = 3,38 \cdot 10^{-2}$ ნ/მ. მმ². სადენის მდგომარეობის განტოლება (*) მიიღებს სახეს

$$\sigma^2 (\sigma - 5, 44) = 87632$$

ამ განტოლების იტერაციული ამოხსნა გვაძლევს $\sigma = 46,32$. ამრიგად, სადენის უდაბლეს წერტილში მექანიკური დაბვა $\sigma_0 = 46,32$ ნ/მმ².

ჩალუნვის ისარი

$$f = \frac{3,38 \cdot 10^{-2} \cdot 150^2}{8 \cdot 46,32} = 2,05 \text{ მ.}$$

სადენის გაჭიმვა

$$T_0 = \sigma_0 \cdot F = 46,32 \cdot 136,8 = 6336,6 \text{ ნ}$$

იმის გამო, რომ სადენის ჩალუნვის ისარი ხაზის ექსპლუატაციის პორცესში არ აღმოჩნდეს საანგარიშოზე მეტი, საჭიროა მონტაჟის დროს დაჭიმვის ძალა გავზარდოთ იმ სიდიდემდე, რომ ჩალუნვის ისარი შემცირდეს $\approx 10-12\%$ -ით (ცხრ. 6.5).

$$\Delta f = \frac{2,05}{100} (10 \div 12) = 0,21 - 0,25 \text{ მ}$$

ე. ი.

$$f_{\text{საანგ}} = 2,05 - (0,21 \div 0,25) = 2,02 \text{ მ, რასაც შეესაბამება}$$

სადენის მექანიკური დაბვა $\sigma_{\text{საანგ}} = 47,06$ ნ/მმ².

ამრიგად, სადენის დაჭიმვის საანგარიშო ძალა

$$T_{\text{საანგ}} = 47,06 \cdot 136,8 = 6438,0 \text{ ნ.}$$

ამ პირობებში განვსაზღვროთ სადენის ცალკეულ ნაწილში აღძრული მექანიკური დაბვა (გამოსახულება 6.2), თუ სადენის დამზადებისას $\theta_0 = +15^\circ \text{C}$:

$$\sigma_{\text{ლ}} = 47,06 \cdot \frac{63 \cdot 10^3}{81,82 \cdot 10^3} + (19,3 - 23) \cdot 10^{-6} \cdot (25 - 15) \cdot 63 \cdot 10^3 = 33,91 \text{ ნ/მმ}^2;$$

$$\sigma_{\text{ფ}} = 47,06 \cdot \frac{200 \cdot 10^3}{81,82 \cdot 10^3} + (19,3 - 12) \cdot 10^{-6} \cdot (25 - 15) \cdot 200 \cdot 10^3 = 129,63 \text{ ნ/მმ}^2;$$

სადენის თითოეულ ნაწილზე მოქმედი დაჭიმვის ძალა

$$T_{\text{ლ}} = 33,91 \cdot 118 = 4001,06 \text{ (62,15\%)};$$

$$T_{\text{ფ}} = 129,63 \cdot 18,8 = 2437,06 \text{ (37,85\%)}.$$

დანართები

ცხრილი დ-1. სადენტო კონსტრუქციული და საანგარიშო პარამეტრები

ნომინალური განიკეთი	საანგარიშო განიკეთი, მმ ²		საღენის დიამეტრი, მმ	გამწვევი ძალა, კნ	საღენის მასა, კგ/მ	დრეკადობის მოღული, 10 ⁻⁶ მ/მმ ²	წაგრძელების ტემპერატურა კოეფიციენტი, 10 ⁻⁶ K ⁻¹
	ალუ- მინი	ჟო- ლადი					
50/8	48.2	8.04	9.6	16.32	194	82.5	19.20
70/11	68.0	11.3	11.4	22.98	274	82.5	19.20
70/72	68.4	72.2	15.4	93.25	755	133.26	14.54
95/16	95.4	15.9	13.5	31.85	384	82.5	19.20
95/141	91.2	141	19.8	174.82	1357	146.03	14.10
120/19	118	18.8	15.2	40.64	471	81.82	19.30
120/27	116	26.6	15.5	48.85	528	88.56	18.40
150/19	148	18.8	16.8	45.00	554	78.45	19.84
150/24	149	24.2	17.1	51.08	600	82.13	19.27
150/34	147	34.3	17.5	60.86	675	88.9	18.34
185/24	187	24.2	18.9	57.35	705	78.68	19.81
185/29	181	29.0	18.8	60.81	728	81.92	19.27
185/43	185	43.1	19.6	75.52	846	88.9	18.34
185/128	187	128	23.1	176.48	1525	118.69	15.47
240/32	244	31.7	21.6	74.09	921	78.76	19.80
240/39	236	38.6	21.6	80.13	952	82.27	19.28
240/56	241	56.3	22.4	97.78	1106	88.50	18.34
300/39	301	38.6	24.0	89.35	1132	78.47	19.81
300/48	295	47.8	24.1	99.69	1186	82.13	19.27
300/66	288	65.8	24.5	121.91	1313	88.46	18.38
300/204	298	204	29.2	273.98	2428	118.69	15.47
330/27	325	26.6	24.4	84.37	1106	73.36	20.74
330/43	332	43.1	25.2	100.78	1255	78.76	19.80
400/22	394	22.0	26.6	89.10	1261	70.21	21.36
400/51	394	51.1	27.5	117.66	1490	78.76	19.80
400/64	390	63.5	27.7	127.83	1572	82.19	19.28
400/93	406	93.2	29.1	167.67	1851	88.56	18.40
450/56	434	56.3	28.8	129.62	1640	78.66	19.80
500/27	481	26.6	29.4	108.49	1537	70.21	21.36
500/64	490	63.5	30.6	146.28	1852	78.72	19.80
500/336	490	336	37.5	451.12	4005	118.69	15.47
550/71	549	71.2	32.4	163.95	2076	78.66	19.80
600/72	580	72.2	33.2	177.32	2170	78.17	19.89

ცხრილი დ-2 სინქრონული გენერატორების ტექნიკური პარამეტრები

გენერატორის ტიპი	ბრუნვის ნომინალური ტიმპელი ბრ/წთ	ნომინალური სიმძლავრე			ნომინალური ძაბვა, კვ	cos φ	ნომინალური დენი, კა
		სრული, მვა	აქტიური, მვტ	მცირე			
ტურბოგენერატორები							
T-6-2Y3	3000	7,5	6	6,3	0,8	0,68	
T-6-2Y3	3000	7,5	6	10,5	0,8	0,412	
T-12-2Y3	3000	15	12	6,3	0,8	1,376	
T-12-2Y3	3000	15	12	10,5	0,8	0,825	
T-20-2Y3	3000	25	20	10,5	0,8	1,375	
TBC-32Y3	3000	40	32	10,5	0,8	2,2	
TBC-32T3	3000	31,25	25	10,5	0,8	1,718	
TBC-63-2Y3	3000	78,75	63	10,5	0,8	4,33	
TBC-120-2Y3	3000	125	100	10,5	0,8	6,875	
TBC-110-2EY3	3000	137,5	110	10,5	0,8	7,56	
TBB-160-2EY3	3000	188	160	18	0,85	5,67	
TGB-200-2A	3000	235,3	200	18	0,85	7,55	
TGB-200MT	3000	241,3	210	15,75	0,85	9,06	
TGB-300-2Y3	3000	353	300	20	0,85	10,2	
ჰიდროგენერატორები							
BFC 325/64-18	333,3	7,5	6,4	6,3	0,85	0,688	
BFC 325/89-14	428	12,5	10	10,5	0,8	0,688	
BFC 525/99-28	214	18,75	15	10,5	0,8	1,032	
BFC 700/80-40	150	23,5	20	10,5	0,85	1,294	
BFC 525/110-24	250	29,4	25	10,5	0,85	1,618	
BFC 527/110-24	250	32,25	29	10,5	0,9	1,775	
BFC 650/130-32	187,5	45	36	10,5	0,8	2,477	
BFC 525/150-20	300	51	46	10,5	0,9	2,808	
BFC 1525/135-120	50	70,6	60	10,5	0,85	3,887	
BFC 1260/147-68	88,2	97	82,5	13,8	0,85	4,063	
FCB 1230/140-48	125	137,6	117	13,8	0,85	5,764	
BFC 1260/200-60	100	176,5	150	15,75	0,85	6,478	
CB -420/60-24	250	10	8	6,6	0,8	0,876	
CB-546/80-36	167	15	12	6,6	0,8	1,316	
CB-1135/90-96	62,5	28,75	23	10,5	0,8	1,58	
CB-840/130-52	115,4	50	40	10,5	0,8	2,76	
CB-1250/170-96	62,5	68,75	55	13,8	0,8	2,88	

ცხრილი დ-3.1 35 კვ ძაბვის სამფაზა
ორკარგნილიანი ტრანსფორმატორები

ტრანსფორმატორის ტიპი	ნომინალური სიმძლავრე S _ნ მვტა	ძაბვის რეგულირების საზღვრები ±იხა%	კატალოგური მონაცემები					საანგარიშო მონაცემები		
			ტრანზილთა		S _{გ.შ.} %	ΔP _{გ.შ.} კვტ	ΔP _{უ.ს.} კვტ	I _{უ.ს.} %	R _{ტ.} ომი	X _{ტ.} ომი
			მ.კ.	დ.კ.						
TMH-1000/35	1,0	6x1,5	35	6,3;11	6,5	16,5	3,6	1,4	7,9	49,8
TM-1000/35	1,0	2x2,5	35	6,3;11	6,5	18	3,6	1,4	8,6	49,8
TMH-1600/35	1,6	6x1,5	35	6,3;11	6,5	23,5	5,1	1,1	11,2	49,2
TM-1600/35	1,6	2x2,5	35	6,3;11	6,5	26	5,1	1,1	12,4	49,2
TMH-2500/35	2,5	6x1,5	35	6,3;11	6,5	23,5	5,1	1,1	4,6	31,9
TM-2500/35	2,5	2x2,5	35	6,3;11	6,5	26	5,1	1,1	5,1	31,9
TMH-4000/35	4,0	6x1,5	35	6,3;11	7,5	33,5	6,7	1,0	2,6	23
TM-4000/35	4,0	2x2,5	35	6,3;11	7,5	33,5	6,7	1,0	2,6	23
TMH-6300/35	6,3	6x1,5	35	6,3;11	7,5	46,5	9,2	0,9	1,4	14,6
TM-6300/35	6,3	2x2,5	35	6,3;11	7,5	46,5	9,2	0,9	1,4	14,6
TD-10000/35	10,0	2x2,5	38,5	6,3;10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,96	11,1
TMH-10000/35	10,0	9x1,3	36,75	6,3;10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1
TD-16000/35	16	2x2,5	38,5	6,3;10,5	8,0	90	21,0	0,6	0,52	7,4
TPDHC-16000/35	16	8x1,5	36,75	6,3	10,0	85	18,0	0,55	0,45	8,4
TPDHC-25000/35	25	8x1,5	36,75	6,3;10,5	9,5	115	25,0	0,5	0,25	5,1
TPDHC-32000/35	32	8x1,5	36,75	6,3;10,5	11,5	145	30,0	0,45	0,19	4,8
TPDHC-40000/35	40	8x1,5	36,75	6,3;10,5	11,5	170	36,0	0,4	0,14	3,9
TPDHC-63000/35	63	8x1,5	36,75	6,3;10,5	11,5	250	50,0	0,3	0,1	2,5

ცხრილი დ-3.2 110 და 220 კვ ძაბვის სამფაზა
ორგრადენილიანი ტრანსფორმატორები

ტრანსფორმატორის ტიპი	ნომინალური სიმძლავრე S _{ნომ}	მაბრუნების საზღვრები ±n x α %	გაბაზირებული მონაცემები						საანგარიშო მონაცემები		
			ბრუნის მანძილი		სგვ. %	ΔP _{გვ.} კვტ	ΔP _{უბ.} კვტ	I _{უბ.} %	R ტ _ბ	X ტ _ბ	ΔQ _{უბ} კვარ
			მ.ა.	დ.ბ.							
			მ.ა.	დ.ბ.							
TMH-2500/110	2,5	±10x1,5	110	6,6;11	10,	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
TMH-6300/110	6,3	±9x1,78	115	6,6;11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
TDH-10000/110	10	±9x1,78	115	6,6;11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
TDH-16000/110	16	±9x1,78	115	6,6;11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
TPDH-25000/110	25	±9x1,78	115	6,3;10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
TD-40000/110	40	±2x2,5	121	6,3;10,5	10,5	160	50	0,65	1,46	38,4	260
TPDH-40000/110	40	±9x1,78	115	6,3;10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260
TPDCH-63000/110	63	±9x1,78	115	6,3;10,5	10,5	160	59	0,6	0,87	22	410
TDL-80000/110	80	±2x2,5	121	6,3;10,5	10,5	310	70	0,6	0,71	19,2	480
TPDCH-80000/110	80	±9x1,78	115	6,3;10,5	10,5	310	70	0,6	0,6	17,4	480
TDL-125000/110	125	±2x2,5	121	10,5;13,8	10,5	400	120	0,55	0,37	12,3	687,5
TPDCH-125000/110	125	±9x1,78	115	10,5	10,5	400	100	0,55	0,4	11,1	687,5
TPDH-32000/220	32	±8x1,5	230	6,6	12	167	53	0,9	8,66	198,5	288
TPDH-40000/220	40	±8x1,5	230	6,6;11	12	170	50	0,9	5,8	158,7	360
TPDCH-63000/220	63	±8x1,5	230	6,6;11	12	300	82	0,8	3,9	100,7	504
TDL-80000/220	80	±2x2,5	242	6,3;10,5	11	320	105	0,6	2,9	80,5	480
TPDCH-100000/220	100	±8x1,5	230	11;38,5	12	360	115	0,7	1,9	63,5	700
TDL-125000/220	125	±2x2,5	242	10,5;13,8	11	380	135	0,5	1,4	51,5	625
TPDCH-160000/220	160	±8x1,5	230	11;38,5	12	525	167	0,6	1,08	39,7	960
TDL-200000/220	200	±2x2,5	242	13,8;18	11	580	200	0,45	0,77	32,2	1125

ცხრილი დ-3.3 110 და 220 კვ ძაბვის სამფაზა
სამგერაგნილიანი ტრანსფორმატორები

ტრანსფორმატორის ტიპი	მ ფ ა ზ ი მ ე რ ი მ ე რ	ტექნულიკური საზღვრები ±0 x α %	კატალოგური მონაცემები									
			ტრანსფორმირება- ლური ძაბვები			ტრანსფორმირება- ლური სიმძლავრე			P _{გვ.} %			
			მ	ს	დ	მ	ს	დ	მ-ს	მ-დ	ს-დ	
			მ	ს	დ	მ	ს	დ	მ-ს	მ-დ	ს-დ	
TMTH-6300/35	6,3	±8x1,5	35	10,5	6,6	100	100	100	7,5	7,5	16,5	
TMTH-10000/35	10	±8x1,5	36,75	10,5	6,6	100	100	100	8,0	16,5	7,2	
TMTH-16000/35	16	±8x1,5	36,75	13,8	6,6	100	100	100	8,0	17	7,5	
TDTH-10000/110	10	±9x1,78	115	38,5	11	100	100	100	10,5	17,8	6,0	
TDTH-16000/110	16	±9x1,78	115	38,5	11	100	100	100	10,5	17	6,0	
TDTH-25000/110	25	±9x1,78	115	38,5	11	100	100	100	10,5	17	6,0	
TDTH-40000/110	40	±9x1,78	115	38,5	11	100	100	100	10,5	17	6,0	
TDTH-63000/110	63	±9x1,78	115	38,5	11	100	100	100	10,5	17	6,0	
TDLTH-80000/110	80	±9x1,78	115	38,5	11	100	100	100	10,5	17	6,0	
TDTH-25000/220	25	±8x1,5	230	38,5	11	100	100	100	12,5	20	6,5	
TDTH-40000/220	40	±8x1,5	230	38,5	11	100	100	100	12,5	22	9,5	
TDLTH-63000/220	63	±8x1,5	230	38,5	11	100	100	100	12,5	24	10,5	

ცხრილი დ-3.3 (გაგრძელება)

ტრანსფორმატორის ტიპი	კატალოგური მონაცემები		საანგარიშო მონაცემები							
	ΔP _{გ.შ.} კვტ	I _{ჟ.ს.} %	ΔP _{ჟ.ს.} კვტ	R _ტ ომი			X _ტ ომი			ΔQ _{ჟ.ს.} კვადრ
				მ	ს	დ	მ	ს	დ	
TMTH-6300/35	55	0,85	12	0,94	0,94	0,94	0	17	17,8	53,5
TMTH-10000/35	75	0,85	18	0,51	0,51	0,51	11,7	0	10,6	85
TMTH-16000/35	115	0,65	23	0,3	0,3	0,3	7,5	0	7,0	104
TDTH-10000/10	60	1,10	19	5,3	5,3	5,3	142	0	82	110
TDTH-16000/10	80	1,09	26	2,7	2,7	2,7	88	0	52	168
TDTH-25000/10	140	0,7	31	1,5	1,5	1,5	54	0	33	175
TDTH-40000/10	230	0,90	50	0,95	0,95	0,95	35,4	0	20,6	360
TDTH-63000/10	310	0,85	70	0,52	0,52	0,52	22,6	0	13,1	536
TDLTTH-80000/10	390	0,80	80	0,4	0,4	0,4	17,7	0	10,3	640
TDTH- 25000/220	135	1,2	50	5,72	5,72	5,72	276	0	148	300
TDTH-40000/220	240	1,1	66	3,97	3,97	3,97	165	0	126	440
TDLTTH-63000/220	320	1,0	91	2,13	2,13	2,13	109	0	92,5	630

**ცხრილი დ-3.4 220 და 500 კვ ძაბვის სამფაზა და
ერთფაზა ავტოტრანსფორმატორები**

ავტოტრანსფორმატორის ტიპი	წმ მც/მ მც	ტექნიკური საზღვრები ±0 x α %	კატალოგური მონაცემები									
			ტრანსფორმირების ნომინალური ძაბვები სეკუნდარული სიმძლავრე, %					ტრანსფორმირების ნომინალური ძაბვები სეკუნდარული სიმძლავრე, %				
			მ	ს	დ	მ	ს	დ	მ	ს	დ	პ.გ. %
ATDTH-32000/220/110	32	±6x2	230	121	11	100	100	50	11	34	21	
ATDTH-63000/220/110	63	±6x2	230	121	11	100	100	50	11	35	22	
ATDLTH-100000/220/110	100	±6x2	230	121	11	100	100	50	11	31	19	
ATDLTH-125000/220/110	125	±6x2	230	121	11	100	100	50	11	31	19	
AOTDLTH 167000/500/220	167	±6x2,1	500/√3	230/√3	11	100	100	30, 50	11	35	21,5	
AOTDLTH 267000/500/220	267	±8x1,4	500/√3	230/√3	11	100	100	25; 45	11,5	37	23	

ცხრილი დ-3.4 (გაგრძელება)

ავტოტრანსფორმატორის ტიპი	კატალოგური მონაცემები			სანგარიშო მონაცემები									
	ΔP _{გ.შ.} კვტ	I _{კ.ს.} %	ΔP _{კ.ს.} კვტ	R _{გ.შ.}			X _{გ.შ.}			ΔQ _{კ.ს.}			
				მ	ს	დ	მ	ს	დ	მ	ს	კვტ	
ATDTH-32000/220/110	145	0,6	32	3,74	3,74	7,5	198	0	364	192			
ATDTH-63000/220/110	215	0,5	45	1,43	1,43	2,9	100	0	193	315			
ATDLTH-100000/220/110	260	0,5	75	0,69	0,69	1,38	60,8	0	103	500			
ATDLTH-125000/220/110	290	0,5	85	0,5	0,5	1,0	48,6	0	82,5	625			
AOTDLTH 167000/500/220	325	0,4	125	0,58	0,39	2,9	61,0	0	113,5	2004			
AOTDLTH 267000/500/220	490	0,35	150	0,28	0,28	0,6	39,8	0	126,4	3204			

ცხრილი დ-4 ფოლად-ალუმინის სადენთა
დატვირთვის ეკონომიკური ინტერვალები

		ხაღმის ტანსაცმელი, მმ																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
		70	95	120	150	185	240	300	400	500																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
		ხაღმის ტანსაცმელის დატვირთვა, კგ/მ (cosφ=0,9)																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
მუხის საფარი საფარი	საფარის მასალა	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
35	მუხის საფარი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
											საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი	საფარის სახელი

შენიშვნა : ხაღმის ხანგრძლივობა ფაზაში: 35-220 კმ - 1; 330 კმ - 2; 500 კმ - 3.

**ცხრილი დ-5.1 არაიზოლირებული სადენებისთვის
გახურებაზე დასაშვები დენი, ამპერი**

სპილენძის სადენი		ალუმინის სადენი		ფოლად-ალუმინის სადენი	
სადენის მატკა	დასაშვები დენი	სადენის მატკა	დასაშვები დენი	სადენის მატკა	დასაშვები დენი
M-6	70	A-16	105	AC-35/6,2	175
M-10	95	A-24	135	AC-50/8	210
M-16	130	A-35	170	AC-70/11	265
M-25	180	A-50	215	AC-95/16	330
M-35	220	A-70	265	AC-120/19	380
M-50	270	A-95	320	AC-150/24	445
M-70	340	A-120	375	AC-185/29	510
M-95	415	A-150	440	AC-240/39	610
M-120	485	A-185	500	AC-300/48	690
M-150	570	A-240	590	AC-330/43	705
M-185	640			AC-400/51	710
				AC-500/64	945

ცხრილი დ-5.2 მიწაში გაყვანილი 1-10 კვ ძაბვის
კაბლებისთვის გახურებაზე ხანგრძლივად დასაშვები
დენი (მიწის ტემპერატურა $+15^{\circ}\text{C}$), ამპერი

კაბელის დენგამტარი ნაწილის განიგებული, მმ ²	ხანგრძლივად დასაშვები დენი, ა							
	სამსადენიანი კაბელი						ოთხსადენი- ანი კაბელი	
	3კვ		6კვ		10კვ			
	სპილენძი	ალუმინი	სპილენძი	ალუმინი	სპილენძი	ალუმინი	1 კვ	
							სპილენძი	ალუმინი
2,5	40	21	-	-	-	-	-	-
4	55	32	-	-	-	-	50	38
6	70	55	-	-	-	-	60	46
10	95	75	80	60	-	-	85	65
16	120	90	105	80	95	75	115	90
25	160	125	135	105	120	90	150	115
35	190	145	160	125	150	115	175	135
50	235	180	200	155	180	140	215	165
70	285	220	245	190	215	165	265	200
95	340	260	295	225	265	205	310	240
120	390	300	340	260	310	240	350	270
150	435	335	390	300	355	275	395	305
185	490	380	440	340	400	310	450	345
240	570	440	510	390	460	355	-	-
კაბელის დასაშვები ტემპერატურა	+80 °C		+65 °C		+60 °C		+80 °C	

ცხრილი დ-5.3 1-10 კვ ძაბვის ღია სივრცეში გაკიდებული
კაბლებისთვის გახურებაზე ხანგრძლივად დასაშვები
დენი (ჰაერის ტემპერატურა $+25^{\circ}\text{C}$), ამპერი

კაბელის დენგამტარი ნაწილის ტანიკაშეუთი, მმ ²	ხანგრძლივად დასაშვები დენი, ა							
	სამსადენიანი კაბელი						ოთხსადენიანი კაბელი	
	3კვ		6კვ		10კვ			
	სპილენძი	ალუმინი	სპილენძი	ალუმინი	სპილენძი	ალუმინი	1 კვ	
							სპილენძი	ალუმინი
2,5	28	22	-	-	-	-	-	-
4	37	29	-	-	-	-	35	27
6	45	35	-	-	-	-	45	35
10	60	46	55	42	-	-	60	45
16	80	60	65	50	60	46	80	60
25	105	80	90	70	85	65	100	75
35	125	95	110	85	105	80	120	95
50	155	120	145	110	135	105	145	110
70	200	155	175	135	165	130	185	140
95	245	190	215	165	200	155	215	165
120	285	220	250	190	240	185	260	200
150	330	255	290	225	270	210	300	230
185	376	290	325	250	305	235	340	260
240	430	330	375	290	350	270	-	-
კაბელის დასაშვები ტემპერატურა	+80 °C		+65 °C		+60 °C		+80 °C	

ცხრილი დ-5.4 20 და 35 კვ ძაბვის სამფაზა კაბელებისთვის
გახურებაზე ხანგრძლივად დასაშვები დენი, ამპერი

კაბელის განიკვეთი, მმ ²	20 კვ				35 კვ			
	მიწაში ბაჟვანილი $t=+15^{\circ}\text{C}$		ღია სივრცეში ბაკიდებული $t=+25^{\circ}\text{C}$		მიწაში ბაჟვანილი $t=+15^{\circ}\text{C}$		ღია სივრცეში ბაკიდებული $t=+25^{\circ}\text{C}$	
	სპილენძი	ალუმინი	სპილენძი	ალუმინი	სპილენძი	ალუმინი	სპილენძი	ალუმინი
25	110	85	85	65	-	-	-	-
35	135	105	100	75	-	-	-	-
50	165	125	120	90	-	-	-	-
70	200	155	150	115	195	150	145	110
95	240	185	180	140	235	180	180	140
120	275	210	205	160	270	210	205	160
150	315	240	230	175	310	240	230	175
185	355	275	265	205	-	-	-	-

შენიშვნა: ცხრილში ნაჩვენები ხანგრძლივად დასაშვები დენური
დატვირთვები შეესაბამება კაბელის გახურების ტემპერატურას $+50^{\circ}\text{C}$

**ცხრილი დ-6. სადენებისა და კაბელებისთვის გახურებაზე
ხანგრძლივად დასაშვები დენის შემასწორებელი
კოეფიციენტები გარემოს სხვადასხვა ტემპერატურისას**

გარემოს ზღვრული ნორმირებული ტემპერატურა, °C	დენგამტარი ნაწილის ნორმირებული ტემპერატურა, °C	გარემოს ტემპერატურა, °C											
		-5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
15	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
25		1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,74
25	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
15	65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25		1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,05	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,62
15	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25		1,35	1,31	1,25	1,20	1,12	1,07	1,00	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,00	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
25		1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,00	0,93	0,84	0,79	0,66	0,54	0,37	-
25		1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,00	0,89	0,78	0,63	0,45	-

**ცხრილი დ-7. მიწაში ერთმანეთის გვერდით განლაგებული
კაბელებისთვის გახურებაზე დასაშვები დენის
შემასწორებელი კოეფიციენტები**

კაბელების შორის შანძილი, მმ	კაბელების რაოდენობა მიწაში					
	1	2	3	4	5	6
100	1,0	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1,0	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,0	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

ცხრილი დ-8 საჰაერო ხაზების მშენებლობის ხვედრითი ღირებულება

ნომინალური ძაბა, კვ	შუალედური საყრდენის ტიპი	ფოლად- ალუმინის სადენის განიკვეთი, მმ ²	წრედების ტიპები	ღირებულება, 10 ³ ლარი/კმ	
				ლითონის საყრდენი	ტყინამბე- რის საყრდენი
35	ერთდგარიანი თავი სუფლად მდგომი	150-მდე	1	78	66
			2	114	102
110	ერთდგარიანი თავი სუფლად მდგომი	150-მდე	1	96	82
			2	147	131
		185-240	1	108	88
			2	166	152
220	ერთდგარიანი თავი სუფლად მდგომი	240	1	168	140
			2	272	-
		300	1	210	175
			2	340	-
		400	1	230	194
			2	380	-
	ორდგარიანი თავი სუფლად მდგომი	240	1	-	150
			2	-	264
		300	1	-	182
			2	-	330
		400	1	-	203
			2	-	362
330	ერთდგარიანი თავი სუფლად მდგომი	2 x 300	1	312	-
			2	470	-
	ორდგარიანი თავი სუფლად მდგომი, შიგა კავშირებით	2 x 400	1	350	-
			2	553	-
500	ორდგარიანი თავი სუფლად მდგომი, შიგა კავშირებით	2 x 300	1	-	284
		2 x 400	1	-	308
		2 x 500	1	-	332
	ორდგარიანი თავი სუფლად მდგომი, საჯიმბრებით	3 x 300	1	525	408
		3 x 330	1	563	440
		3 x 400	1	-	467
750	ორდგარიანი თავი სუფლად მდგომი, საჯიმბრებით	3 x 300	1	420	-
		3 x 400	1	487	-
		3 x 500	1	544	-

შენიშვნა: აქ და მომდევნო შესაბამის ცხრილებში ქსელის ელემენტების საანგარიშო ღირებულება აღებულია [33]-ის მიხედვით, რაც შეიძლება გამოყენებული იქნეს სასწავლო პროექტების დამუშავებისას, ხოლო ტექალური პროექტების შემთხვევაში კი საჭიროა მათი დაზუსტება.

**ცხრილი დ-9 ხაზის მშენებლობის გაძვირების
კოეფიციენტები მშენებლობის გართულებულ პირობებში**

მშენებლობის გართულებული პირობები	საყრდენის მასალა			
	ლითონის		ბეტონის	
	35-110 კვ	220-750 კვ	35-110 კვ	220-750 კვ
ქაბის სიჩქარე 25-35 მ/წმ	1,06	1,06	1,06	1,06
ქაბის სიჩქარე >35 მ/წმ	1,15	1,15	1,11	1,11
მთაგორიანი ტერიტორია	1,6	1,32	-	1,35
დასახლებული, სამრეწველო პუნქტები	1,6	1,62	1,7	-
ჭაობიანი ტბასა	1,46	1,16	2,1	1,7
მდინარის ჭაღა	1,17	1,09	1,18	1,1
ლიპყინულის მაღალი ინტენსივობის ტაიონი	1,27	1,27	1,28	1,21
გაჭუჭყიანებული ტაქეში პირობები, ტოტა ტაუნ-ვის დენის ტზის სიგტე:				
1,5-2,0 სმ/კვ	1,02	1,02	1,09	1,05
>2,0 სმ/კვ	1,05	1,05	1,17	1,17

**ცხრილი დ-10 ტრანსფორმატორების და
ავტოტრანსფორმატორების საანგარიშო ღირებულება, 10³
ლარი (PIH მონეობილობით)**

ნომინალური სიმძლავრე, მეგა	ტრანსფორმატორები										ავტოტრანსფორმატორები			
	ნომინალური ძაბვა, კვ													
	35/დაბ	110/დაბ	110/35/დაბ	220/დაბ	220/35/დაბ	330/დაბ	500/დაბ	220/110	330/220	330/110	500/220			
2,5	114	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4,0	128	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6,3	166	238	285	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	175	259	330	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	193	301	383	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	271	388	446	-	697	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	385	510	560	700	780	-	-	-	-	-	-	-	-	-
63	-	630	712	884	-	-	-	943	-	-	-	-	-	-
80	-	714	782	796*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
100	-	-	-	1110	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
125	-	770	-	945*	-	1225*	-	-	-	1700	-	-	-	-
160	-	-	-	1356	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
200	-	875*	-	1286*	-	1610*	-	-	-	-	-	-	-	-
250	-	1015*	-	1444*	-	1680*	2030*	1535	-	2020	-	-	-	-
400	-	1480*	-	1970*	-	2170*	2485*	1785	2145	-	-	-	-	-
630	-	-	-	2844*	-	3200*	3570*	-	-	-	-	-	-	-
3x133	-	-	-	-	-	-	-	-	4048	-	-	-	-	6600
3x167	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9450
3x267	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

* - ტრანსფორმატორები 1168 მოწყობილობით

**ცხრილი დ-11 35-500 კვ ძაბვის უჯრედის საანგარიშო
ღირებულება, 10³ ლარი**

ნომინალური ძაბვა, კვ	ამომრთველის ტიპი		
	ზეთიანი	საჰაერო	ელექტაზური
35	25	20	-
110	37	33	96
220	72	65	200
330	-	90	285
500	-	168	360

**ცხრილი დ-12 სინქრონული კომპენსატორის
საანგარიშო ღირებულება**

კომპენსატორის ტიპი	ნომინალური სიმძლავრე, მგვარ	საანგარიშო ღირებულება, 10 ³ ლარი	
		ორი კომპენსატორი	მათ შორის პირველის დაყენებისას
KCB5-50-11	50	1500	950
KCB50-50-11	50	1880	1160
KCB5-100-11	100	2950	1940
KCB50-100-11	100	3320	2140
KCB5-160-15	160	5490	3470
KCB50-160-15	160	7230	4620

**ცხრილი დ-13 6-110 კვ ძაბვის კონდესატორთა ბატარეის
საანგარიშო ღირებულება**

ნომინალური ძაბვა, კვ	დადგმული სიმძლავრე, მგვარ	ღირე ბუღება, 10 ³ ლარი	ნომინალური ძაბვა, კვ	დადგმული სიმძლავრე, მგვარ	ღირე ბუღება, 10 ³ ლარი
6	1,4	33,3	10	7,2	157,5
	2,9*	60		9,6*	217
	4,3	103		12,0	263
	5,8*	117		9,1	193
10	7,2	172	35	13,6	270
	12	26,3		18,1	360
	2,4	52,5		27,2	525
	3,6	78,8		40,8	790
	4,8*	108,5		54,0	1030
	6,0	134,8		54,4*	1090

* - რეგულირებადი

**ცხრილი დ-14. 35-110 კვ ძაბვის საჰაერო ხაზების
საანგარიშო ელექტრული პარამეტრები**

სადენის მარკა	t ₀ , ომ/კმ +20 °C ტემპერატურაზე	ხაზის ნომინალური ძაბვა, კვ			
		35		110	
		χ ₀ , ომ/კმ	b ₀ × 10 ⁻⁶ , სიმ/კმ	χ ₀ , ომ/კმ	b ₀ × 10 ⁻⁶ , სიმ/კმ
AC-35/6,2	0,79	0,438	-	-	-
AC-50/8,0	0,603	0,427	-	-	-
AC-70/11	0,428	0,417	2,73	0,433	2,62
AC-95/16	0,306	0,405	2,81	0,422	2,69
AC-120/19	0,249	0,400	2,85	0,416	2,74
AC-150/24	0,198	0,398	2,90	0,409	2,79
AC-185/24	0,162	0,386	2,96	0,402	2,84
AC-240/39	0,120	0,378	3,02	0,394	2,89

**ცხრილი დ-15. 220-500 კვ ძაბვის საჰაერო ხაზების
საანგარიშო ელექტრული პარამეტრები**

სადენის მატკა	სადენების ქაოდელობა ფაზაში	r_0 , ომი/კმ + 20 °C ტემპერატურაზე	ხაზის ნომინალური ძაბვა, კვ					
			220		330		500	
			x_0 , ომი/კმ	$b_0 \times 10^{-6}$, სიმ/კმ	x_0 , ომი/კმ	$b_0 \times 10^{-6}$, სიმ/კმ	x_0 , ომი/კმ	$b_0 \times 10^{-6}$, სიმ/კმ
AC-240/32	1	0,121	0,435	2,60	-	-	-	-
	2	0,060	-	-	0,331	3,38	-	-
AC-300/39	1	0,098	0,429	2,64	-	-	-	-
	2	0,048	-	-	0,328	3,41	-	-
AC-300/66	3	0,034	-	-	-	-	0,310	3,97
AC-330/43	3	0,029	-	-	-	-	0,308	3,60
AC-400/51	1	0,075	0,420	2,70	-	-	-	-
	2	0,038	-	-	-	3,46	-	-
	3	0,025	-	-	-	-	0,306	3,62
AC-500/64	1	0,060	0,413	2,74	-	-	-	-
	2	0,030	-	-	0,320	3,50	-	-
	3	0,20	-	-	-	-	0,304	3,64

**ცხრილი დ-16. სამფაზა კაბელების საანგარიშო
ელექტრული პარამეტრები**

დენგამტარი ნაწილის ნომინალურ განიკვეთი, მმ ²	აქტიური წინაღობა +20°C ტემპერატურა - რაზგ. ომი/კმ		რეაქტიული წინაღობა, ომი/კმ					ტევადური გამტარობა, 10 ⁻⁶ სიმ/კმ				
	აღმ შინი	სპი დენი	კაბელის ნომინალური ძაბვა, კვ									
			1	6	10	20	35	6	10	20	35	
4	7,74	4,6	0,095	--	--	--	--	--	--	--	--	--
6	5,17	3,07	0,090	--	--	--	--	--	--	--	--	--
10	3,10	1,84	0,073	0,11	0,122	--	--	62,8	--	--	--	--
16	1,94	1,15	0,0675	0,102	0,113	--	--	72,2	--	--	--	--
25	1,24	0,74	0,0662	0,091	0,099	0,135	--	88,0	72,2	53,5	--	--
35	0,89	0,52	0,0637	0,087	0,095	0,129	--	97,2	85,0	60,0	--	--
50	0,62	0,37	0,0625	0,083	0,090	0,119	--	114	91,0	66,0	--	--
70	0,443	0,26	0,0612	0,080	0,086	0,116	0,137	127	97,5	75,5	56,6	--
95	0,326	0,194	0,0602	0,078	0,083	0,110	0,126	134	110	81,5	63,0	--
120	0,258	0,153	0,0599	0,076	0,081	0,107	0,120	146	116	100	75,5	--
150	0,206	0,122	0,0596	0,074	0,079	0,104	0,116	162	138	110	81,5	--
185	0,167	0,099	0,0591	0,073	0,077	0,101	0,113	169	141	119	88,0	--
240	0,129	0,077	0,0587	0,071	0,075	--	--	185	144	132	97,3	--

**ცხრილი დ-17 მომხმარებელთა დატვირთვის სახასიათო
გრაფიკები, %**

t, სთ	მაქსიმალური დატვირთვის გამოყენების ხანგრძლივობა T _{მაქს} , სთ									
	4000		4500		5000		5500		6000	
	R-1	R-2	R-1	R-2	R-1	R-2	R-1	R-2	R-1	R-2
0-1	35	30	45	40	55	45	60	50	65	50
1-2	30	30	42	37	55	45	55	45	55	45
2-3	25	20	37	30	50	40	50	40	50	40
3-4	25	20	35	25	45	30	47	35	50	40
4-5	25	20	35	25	45	30	47	35	50	40
5-6	30	25	38	27	45	30	52	35	60	40
6-7	35	25	40	27	45	30	57	45	70	55
7-8	40	30	47	30	55	30	70	45	85	60
8-9	50	40	50	42	65	45	80	55	95	65
9-10	60	50	67	55	75	60	82	65	90	70
10-11	60	50	67	52	75	55	77	62	80	70
11-12	50	50	60	55	70	55	75	60	80	65
12-13	45	45	57	52	70	60	72	62	75	65
13-14	45	45	55	50	65	50	70	55	75	60
14-15	50	45	55	50	60	55	67	57	75	60
15-16	55	40	60	50	65	60	70	60	75	60
16-17	60	40	62	50	65	60	72	62	80	65
17-18	80	50	75	55	70	60	77	62	85	65
18-19	100	55	100	52	75	50	85	55	95	60
19-20	70	65	75	57	80	50	100	55	100	60
20-21	60	70	70	62	100	55	80	65	90	75
21-22	50	70	60	65	70	60	70	65	85	70
22-23	40	65	50	60	60	55	70	60	80	65
23-24	35	35	47	40	60	45	67	52	75	60

შენიშვნა: R-1 - ზამთრის სეზონის დღეღამის ტიპი
R-2 - ზაფხულის სეზონის დღეღამის ტიპი

გამოყენებული ლიტერატურა

1. Автоматизация управления энергообъединениями. Под ред. С. А. Совалова, М., Энергия, 1979, 416 с.
2. Астахов Ю. Н., Веников В. А., Гоский Ю. М., Карасев Д. Д., Маркович И. М. Электрические системы. Кибернетика элестрических систем. Под ред. В. А. Веникова, М.: Высшая школа, 1974, 328 с.
3. Блок В. М. Электрические сети и системы, М., Высшая школа, 1986, 430 с.
4. Боровиков В. А., Косарев В. К., Ходот Г. А. Электрические сети энергетических систем. Л., Энергия, 1977, 391 с.
5. Веников В. А., Глазунов А. А., Жуков Л. С., Солдаткина Л. А. Электрические системы, т.2. Электрические сети. Под ред. В. А. Веникова. М., Высшая школа, 1971, 440 с.
6. Веников В. А., Жуков Л. С., Поспелов Г. Е. Электрические системы. Режимы работы Электрических систем и сетей. Под ред. В. А. Веникова, М.: Высшая школа, 1975, 344 с.
7. Веников В. А., Журавлев В. Г., Филиппова Т. А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. М., Энергоатомиздат, 1981, 464 с.
8. Глазунов А. А., Глазунов А. А. Электрические сети и системы, М-Л., ГЭИ, 1960, 368 с.
9. Глазунов А. А. Основы механической части воздушных линии электропередачи, т. I, ГЭИ, 1956.
10. Глазунов А. А. Основы механической части воздушных линии электропередачи, т. II, ГЭИ, 1959.
11. Гордон С. В. Сооружение линий электропередачи, М. Энергоатом. издат. 1984, 432 с.
12. Зеличенко А. С. Проектирование и строительство ВЛ 750 кВ, Энергоатомиздат. 1982: 82 с.
13. Идельчик В. И. Электрические системы и сети, М., Энергоатомиздат, 1989, 592 с.
14. Казанцев В. Н. Методы расчета и пути снижения потерь энергии в электрических сетях. Свдловск, изд. УПИ, 1983, 89 с.

15. Корн Г., Корн Т. Справочник по математике. М., Наука, 1968. 720 с.
16. Крюков К.П., Новгородцев Б. П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи, Л., Энергия, 1979, 312 с.
17. მახარაძე გ., ბეგიაშვილი ვ., დარჩია ბ. ელექტრული ენერგიის გადაცემა და განაწილება, თბ., „უნივერსალი“, 2006, 532 გვ.
18. მახარაძე გ., გოცირიძე მ. საპაერო ელექტროგადამცემის ხაზის სადენის მდგომარეობის განტოლების ამოხსნის შესახებ. თბ. „ენერგია“, 3(19), 2001, 105-110 გვ.
19. მახარაძე გ. ენერგიის გადაცემა და განაწილება. „ტექნიკური უნივერსიტეტი“, თბ. 1993. 66 გვ.
20. მახარაძე გ. ელექტრული ქსელების დაპროექტება. თბ. „ტექნიკური უნივერსიტეტი“, 1993, 48 გვ.
21. მახარაძე გ. ენერგოსისტემების რეჟიმების მართვა და ოპტიმიზაცია. თბ. „ტექნიკური უნივერსიტეტი“, 2005, 288 გვ.
22. მახარაძე გ., სულაძე მ., გოცირიძე მ. საპაერო ელექტროგადამცემის ხაზების მუშაობის მექანიკური და ელექტრული რეჟიმები. თბ. „ტექნიკური უნივერსიტეტი“, 2004, 314 გვ.
23. მახარაძე გ., ზომერიკი მ. ელექტრული ქსელის მუშაობის რეჟიმების გაანგარიშება და ანალიზი, თბ., სპი, 1987. 94 გვ.
24. მახარაძე გ., ზომერიკი მ. ფიცხელაური ა. ელექტროგადამცემის ხაზების მექანიკური ნაწილი. თბ., სპი, 1987, 48 გვ.
25. Мельников Н. А. Электрические сети и системы, М. Энергия 1975, 464 с.
26. Мукосеев Ю. Л. Электроснабжение промышленных предприятий, М., Энергия, 1973.
27. Нормы технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ (ОНТП 5-78). -3-е изд., М., Минэнерго СССР, 1979, 40 с.
28. Поспелов Г. Е., Сыч Н. Д. Потери мощности и энергии в электрических сетях. Под ред. Г. Е. Поспелова, М. Энергоатомиздат, 1981.
29. Поспелов Г. Е., Федин В. И. Проектирование электрических сетей и систем, Высшая школа, 1978, 302 с.

30. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем. Под ред. В. Н. Казанцева. М. Энергоатомиздат, 1983.
31. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. М., Энергоатомиздат, 1985, 352 с.
32. ქერციკიძე გ., მახარაძე გ. ელექტრული ენერგიის გადაცემა და განაწილება, საკურსო და სადიპლომო გეგმარება. „ტექნიკური უნივერსიტეტი“, თბ. 2001, 66 გვ.
33. Электрические сети 35-1150 кВ. Укрепленные стоимостные показатели электрических сетей. ОАО. Энергосетипроект, М., 1997, 40 с.

ს ა რ ჩ ე ვ ი

შესავალი -----	3
თავი 1. ელექტრული ქსელების ზოგადი დახასიათება -----	7
1.1 ელექტრული ქსელების დანიშნულება და კლასიფიკაცია -----	7
1.2 ელექტრული ქსელების გაანგარიშების ამოცანები -----	12
1.3 ელექტრული ქსელების ძირითადი ელემენტების დახასიათება -----	17
1.4 ელექტროგადაცემის ხაზების მიერ გენერირებული რეაქტიული სიმძლავრე -----	27
1.5 ხაზის ნატურალური სიმძლავრე -----	29
თავი 2. ელექტრული დატვირთვები და ენერგიის მოხმარება -----	32
2.1 ინფორმაცია დიდ ენეგეტიკულ სისტემებში -----	32
2.2 ელექტრომოხმარების პროგნოზირება -----	34
2.3 დატვირთვის გრაფიკები -----	38
2.4 ენერგიის წყაროების შერჩევა და დატვირთვის გრაფიკის დაფარვა -----	45
2.5 რეაქტიული სიმძლავრის ბალანსის დაგეგმვა -----	54
თავი 3. ელექტრული ქსელის ტექნიკურ-ეკონომიკური მაჩვენებლები -----	59
3.1 შესავალი -----	59
3.2 კაპიტალური ხარჯები -----	60
3.3 სიმძლავრისა და ენერგიის დანაკარგები ქსელში -----	66
3.4 წლიური საექსპლუატაციო დანარიცხები -----	75
3.5 ელექტრომომარაგების შეწყვეტით გამოწვეული ტექნიკურ-ეკონომიკური ზარალი -----	80
3.6 დაყვანილი ხარჯები -----	89
3.7 მე-3 თვის რიცხვითი მაგალითები -----	92
თავი 4. ქსელის ელემენტების ნომინალური პარამეტრების შერჩევა -----	98
4.1 ქსელის შეერთების სქემები -----	98

4.2 ელექტროგადაცემის ნომინალური ძაბვა -----	105
4.3 ქვესადგურებზე და ელექტროსადგურებზე ტრანსფორმა- ტორების შერჩევა -----	111
4.4 ელექტროგადაცემის ხაზების სადენთა განიკვეთების შერჩევა -----	119
4.5 სადენებისა და კაბელების შემოწმება დასაშვებ გაზურებაზე -----	139
4.6 მე-4 თვის რიცხვითი მაგალითები -----	144
თავი 5. ქსელის განვითარების ოპტიმალური ვარიანტის დადგენა და რეჟიმის პარამეტრების რეგულირება ---	154
5.1 ქსელის განვითარების ვარიანტთა კაპიტალური ხარ- ჯების შეფასება -----	154
5.2 ენერგიის დანაკარგები და ქსელის საექსპლუატაციო ხარჯების შეფასება -----	156
5.3 ვარიანტთა დაყვანილი ხარჯების შეფასება და ოპტიმა- ლური ვარიანტის დადგენა -----	160
5.4 რეჟიმის პარამეტრების ანალიზი და რეგულირება -----	161
5.5 მე-5 თვის რიცხვითი მაგალითები -----	181
თავი 6. საჰაერო ხაზების მექანიკური ნაწილის დაპროექ- ტება -----	192
6.1 მექანიკური გაანგარიშების საწყისი პირობები -----	192
6.2 სადენებისა და გვარლების მექანიკური დატვირთვები ---	199
6.3 სადენთა ჩაღუნვის ისარი და ძაბვა სადენში -----	201
6.4 სადენის მდგომარეობის განტოლება -----	205
6.5 კრიტიკული მალი -----	211
6.6 კრიტიკული ტემპერატურა -----	217
6.7 სადენის მონტაჟის პირობები. სამონტაჟო ცხრილები ----	218
6.8 ხაზის მექანიკური ნაწილის პროექტირების ელემენ- ტები -----	221
6.9 ხაზების მშენებლობის ორგანიზაციული საკითხები -----	238
6.10 მე-6 თვის რიცხვითი მაგალითები -----	258
დანართები -----	264
გამოყენებული ლიტერატურა -----	285

გ. მახარაძე, მ. სულაძე

ელექტრული ქსელების დაპროექტება.
2007. — 291 გვ.

კორექტორი
კომპიუტერული
უზრუნველყოფა

სოფო ჯობავა
თინათინ ბერბერაშვილი

საბეჭდი ქაღალდი 60x84 1/16
პირ. ნაბეჭდი თაბახი 18,25
საააღრ.-საგამომც. თაბახი 15,8



გამომცემლობა „უნივერსალი“

თბილისი, 0179, ი. ჯავახიშვილის გამზ. 19, ☎: 22 36 09, 8(99) 17 22 30

E-mail: universal@internet.ge