ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

СӘТБАЕВ УНИВЕРСИТЕТІ

Т.К. Бәсенов атындағы сәулет құрылыс және энергетика институты

«Энергетика» кафедрасы

5В071800 – Электр энергетикасы

Айтжанов Алмаз Дәулетханұлы

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

Электр торабын жобалау және синхронды компенсаторлардың реактивті қуатын автоматты реттеу

5В071800 - «Электр энергетикасы»

Алматы 2019

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

СӘТБАЕВ УНИВЕРСИТЕТІ

Т.К. Бәсенов атындағы сәулет құрылыс және энергетика институты

«Энергетика» кафедрасы

5В071800 – Электр энергетикасы

ҚОРҒАУҒА ЖІБЕРІЛДІ
«Энергетика» кафедрасының
меңгерушісі м.а. PhD докторы,
___________Е.А. Сарсенбаев
«04» 05 2019 ж.

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

Тақырыбы «Электр торабын жобалау және синхронды компенсаторлардың реактивті қуатын автоматты реттеу»

5В071800-«Электр энергетикасы» мамандығы бойынша

Орындаған Айтжанов А.Д.

Пікір беруші
М. Тынышпаева атындағы ҚККА
«Электроэнергетика» кафедрасының
доценті, PhD
___________Ж.Ж. Калиев
(қолы)
«03» 05 2019 ж.

Ғылыми жетекші
лектор
___________Г.Ш. Токпеисова
(қолы)
«04» 05 2019 ж.

Алматы 2019

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

СӘТБАЕВ УНИВЕРСИТЕТІ

Т.К. Бәсенов атындағы сәулет құрылыс және энергетика институты

«Энергетика» кафедрасы

5В071800 – Электр энергетикасы

БЕКІТЕМІН
«Энергетика» кафедрасының
меңгерушісі м.а. PhD докторы,
__________ Е.А. Сарсенбаев
«28» __01__ 2019 ж.

Дипломдық жұмыс орындауға
ТАПСЫРМА

Білім алушы *Айтжанов Алмаз Дәулетханұлы*
Тақырыбы *«Электр торабын жобалау және синхронды компенсаторлардың реактивті қуатын автоматты реттеу»*
Университет ректорының *2018 ж. «30» қазанындағы № 1210 - б бұйрығымен бекітілген*
Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі *«6» мамыр 2019 ж.*
Дипломдық жұмыстың бастапқы берілістер: *Номиналды кернеуі 110 кВ болатын тұйықталған электр беріліс желілерінен, төрт қосалқы станциясыдан тұрады, сәйкесінше олардың ұзындықтар* $l_{A1}=10$, $l_{A2}=10$, $l_{23}=15$, $l_{34}=5$, $l_{45}=5$, $l_{51}=25$, *(км). Қосалқы станциялардың максималды жүктемелері* $P_1=30$, $P_2=20$, $P_3=15$, $P_4=40$, $P_5=10$ *(кВт). Максималдық жүктеменің жылдық сағаты* T_{max}*=4000 сағ. Қуат коэффициенті cos φ=0,85. Минималды жүктеме кезіндегі жүктеме 40(%) пайыз. Мұзқату ауданы ІІ болады.*
Дипломдық жұмыста қарастырылатын мәселелер тізімі
а)Электр беріліс желілерін таңдау;
б)Электрлік жүктемелерді есептеу;
в)Арнайы бөлімде электр торабын жобалау және синхронды компенсаторлардың реактивті қуатын автоматты реттеу;
г) Электр қауіпсіздігі;
Сызбалық материалдар тізімі *Сызбалық материалдар слайдпен көрсетілген*
Ұсынылатын негізгі әдебиеттер *13 атау*

Дипломдық жұмысты дайындау

КЕСТЕСІ

Бөлімдер атауы, қарастырылатын мәселелер тізімі	Ғылыми жетекші мен кеңесшілерге көрсету мерзімдері	Ескерту
Электрлік жүктемелерді есептеу	26.04.19	жоқ
Электр беріліс желісінің сұлбаларын құру	26.04.19	жоқ
Электр торабын жобалау және синхронды компенсаторлардың реактивті қуатын автоматты реттеу	26.04.19	жоқ

Дипломдық жұмыс бөлімдерінің кеңесшілері мен норма бақылаушының аяқталған жұмысқа қойған **қолтаңбалары**

Бөлімдер атауы	**Кеңесшілер, аты, әкесінің аты, тегі (ғылыми дәрежесі, атағы)**	**Қол қойылған күні**	**Қолы**
Арнайы бөлім	Токпеисова Г.Ш. Лектор	26.04.19	
Электр қауіпсіздігі	Токпеисова Г.Ш. Лектор	26.04.19	
Норма бақылау	Бердібеков А.О. Сениор-лектор	04.05.2019	

Ғылыми жетекші ____________________ Г.Ш.Токпеисова

Тапсырманы орындауға алған білім алушы __________ Айтжанов А.Д.

Күні «26» 10 2018 ж.

АҢДАТПА

Бұл дипломдық жұмыста 110 кВ желілерін есептеу және қуат шығынын азайту жолдары тақырыбы бойынша орындалған. Жұмыста қосалқы станцияларының саны мен қуаты таңдалған.

Жұмыстың арнайы бөлімінде қуат шығынын азайту жолдары қарастырылып, соған есептеулер жүргізілді, және электр торабын жобалау және синхронды компенсаторлардың реактивті қуатын автоматты реттеуі жүргізілді. Тенико-экономикалық көрсеткіштерге ең алдымен жобаның арзандылығы, электр энергияны таратудың жоғары сенімділігі және обектінің өзі мен оның кейбір бөліктерінің ұзақ эксплуатациясы.

АННОТАЦИЯ

Данная дипломная работа посвящена расчету линий 110 кВ и способам снижения энергопотребления. Количество и мощность подстанций были выбраны в работе.

В специальном разделе работы были рассмотрены способы снижения энергопотребления, проведены расчеты, проведено проектирование электрической сети и автоматический контроль реактивной мощности синхронных компенсаторов. Прежде всего, стоимость проекта низкая, высокая надежность передачи и длительная эксплуатация самого океана и его частей.

ANNOTATION

This graduation paper is devoted to the calculation of 110 kV lines and ways to reduce energy consumption. The number and capacity of the substations were selected in the work.

The special section of the work considered the ways to reduce energy consumption, calculations were made, and the electrical network design and automatic control of the reactive power of synchronous compensators were conducted. First of all, the cost of the project is low, the high reliability of the transmission and the long exploitation of the ocean itself and its parts.

МАЗМҰНЫ

КІРІСПЕ

Энергетика - бұл барлық күрделі энергетикалық ресурстарды іс жүзінде алуға, түрлендіруге, таратуға және пайдалануға арналған үлкен табиғи және жасанды жүйелер жиынтығы.

Электр беріліс желілері. Басқа энергия түрлерінен электр энергиясының тиімділігі – оны мыңдаған километр жерге асқан жылдамдықпен жеткізу мүмкінділігінің болуы. Бұл жұмысты энергия жүйесінің негізгі құрамды бөлігі – электр беріліс желілері (ЭБЖ**)** атқарады.

Қазіргі уақытта электр энергиясын тасымалдайтын өткізгіштер екі түрде: жердің үстіне орнатылған электр тогын өткізетін желілер және жерде қойылатын ток өткізетін кабельдер болып жасалады.

ЭЖБ адамдарға қауіпсіз биіктікте болулары керек. Ауаның ток өткізгіштік қасиеті ауа райына және метеорологиялық жағдайларға байланысты болады. ЭБЖ – ін салушылар жел күшін, жазғы және қысқы температуралар айырымын және басқа да көптеген жайларды ескерулері қажет. Сондықтан әрбір жаңа ЭБЖ салу кезінде ол өтетін жол мұқият зерттеледі, көптеген күрделі инженерлік есептеулер жасалады және оны салу кезінде құрылысшылардан асқан шеберлік талап етіледі.

Жоғары кернеулі электр тогы қалалардағы тұтынушыларға жердің астында арнайы жасалған түрлі каналдарға орналастырылған кабельдер арқылы жеткізіледі.

Барлық шығындарды азайту жолдары үш топқа бөлінеді:

- ұйымдастырыушылық, бұл шара электр желілерінің схемалары, жұмыс режімдары және эксплуатацияны қамтамасыз етуіне тиісті. Бұл шара мүлде шығынсыз болып есептеледі.
-техникалық шара-бұл желілерді реконструкцияға, модернизацияға және құрылысқа бағытталған шара. Бұл шара қосымша капиталды қажет етеді.
- электр энергияны шығынын немесе шығынсыз болуын есептеу шарасы болып табылады.

1 Технологиялық бөлім

1.1 АСПМК-519 жайлы толық ақпарат

Қазақстан Республикасындағы ең ірі тігінен интеграцияланған компаниялардың бірі болып табылады, бұл бірқатар өнеркәсіптік және сервистік қызметтерді біріктіреді.
ASPMK-519 нарығында жетекші орын алады Қазақстан Республикасының электр желілерін жобалау, салу, жаңғырту және жөндеу саласында және кернеуі 500 кВ дейінгі қосалқы станциялар. «ASPMK-519» ЖШС құру Холдингтің құрылымы мен оны жүзеге асырудың басталуы тік интеграциялық стратегия. ASPMK-519 басқарушы ЖШС еншілес кәсіпорны негізінде басқарады. Темірбетон желілер үшін центрифугаланған темірбетонды вибрацияланған шкафтар өндірісін ұйымдастырады электр қуатын беру 0,4-220 кВ және қосалқы станция темірбетон. Құрылыс-монтаж жұмыстарын іске асыруға арналған бірінші кәсіпорынды ұйымдастыру - «Энерго-РЭМ» ЖШС.

«ТК Метакон» ЖШС еншілес ұйымын құру және электр желілері үшін метал тіректерін өндіруді ұйымдастыру, бетон тіректерге арналған металл конструкциялар, металл құю темірбетон өнімдері үшін ыстық технология мырыштау өнімдері. Электр энергиясын сатып алуға және сатуға арналған құрылғыны құру. Бірқатар жаңа қызмет түрлері дамып келеді: электр жабдықтарын өндіру, оның ішінде коммутациялық өнімдер мен жасушалар құрылған еншілес ұйымға негізделген «Инфраэнерго» ЖШС және «Қазинвестизолятор» ЖШС кәсіпорнында сым және сым өнімдерін өндіру. ASPMK-519 және жобалау компанияларынан тұратын инженерлік орталық құру. Жаңа құрылыс-монтаж компанияларының құрылысы жалғасуда. қолданыстағы құрылыс-монтаж ұйымдарының қатарына қосылды. «Интеринвестизолятор» ЖШС (РФ) қатысушыларының қатарына қосылу, полимерлі изоляторларды өндірумен айналысады. Холдингтің қызметін әртараптандыру мақсатында, ол дамып келеді жаңа бизнес желісі - электр энергиясын өндіру және беру.

ASPMK-519 корпоративтік стратегияға және салаға сәйкес біріктірілетін кәсіпорындар кіретін холдингтік компания болып табылады үш салада - қызмет көрсету, өнеркәсіп, өндіріс және т.б. электр энергиясын беру. Бірінші бағытқа кіреді жобалау, құрылыс, реконструкция және модернизациялаудың толық көлемін жүзеге асыратын жобалау және құрылыс компаниялары электр беру желілері мен қосалқы станциялар, сондай-ақ жабдықтар, қосалқы қосалқы станцияларда жабдықтарды монтаждау және пайдалануға беру. Құрылыс жобалары арқылы басқарылады орталықтандырылған интеграцияланған жобаларды басқару жүйесі. Компаниялар арасындағы икемді қарым-қатынасты қамтамасыз ететін жобаны іске асыруға қатысады. Екінші бағыт: құрылыс және электротехникалық өнімдердің кең спектрін өндірумен айналысатын кәсіпорындар: темірбетон бұйымдары мен конструкциялары, металл құрылымдары кіреді тірегіштер, сондай-ақ электротехникалық бұйымдар, оқшауланбаған сымдар мен полимерлі изоляторлар. Үшінші бағытқа генерациялау көздері (жылу және гидроэлектрстанциялар) кіреді, электр және жылу энергиясын, сондай-ақ электр желілері мен қосалқы станцияларды қамтамасыз ету тұтынушыларды және көтерме сауда нарығына электр энергиясын беру.

2000-2001 жж. Аралығында «ASPMK-519» ЖШС құрылыс, қайта құру және жөндеу саласында 140-тан астам жобаны жүзеге асырды. Энергетикалық нысандар. 4,4 мың км астам әуе желілері салынды, оның ішінде: 110 кВ астам 1500 км, 220 кВ кернеу үшін - 1900 км-ден астам, кернеуі 500 кВ КЖ - 900 км. 75-тен астам қосалқы станциялар салынды және қайта құрылды. Соның ішінде: 110 кВ - 52 PS, 220 кернеу және 500 кВ - 20 PS. 3300 км-ден астам талшықты-оптикалық желілер салынды, оның ішінде: жер үстіндегі сымға салынған және өзін-өзі қолдайды 3000 км, жер бетінде вокзал - 300 км-ден астам.

Жобаларды іске асыру кезінде жаңа озық технологиялар мен материалдар жоғары сапалы және қысқа мерзімде орындалатын жұмыстарды қамтамасыз ету үшін пайдаланылады, мысалы: кернеу астында сымды және жер асты сымын орнату

Байланыс арналарын және телеконференцияларды ұйымдастыру үшін жердегі сымға енгізілген оптикалық талшықты қолдану: Siemens, ABB, Schneider микропроцессорлық технологияларды пайдалана отырып релелік қорғау жүйелерін өндіру

Электрлік: басқару жүйелерін жобалау, өндіру және іске қосу
энергетикалық жабдық (SCADA), газды оқшауланған жабдықтарды орнату, сынау 500 кВ дейінгі қоса алғанда

- кернеуі 110 кВ-ға дейінгі кросс-полиэтилен оқшаулағышы бар кабельдерді орнату жүргізілді.

2 Негізгі бөлім

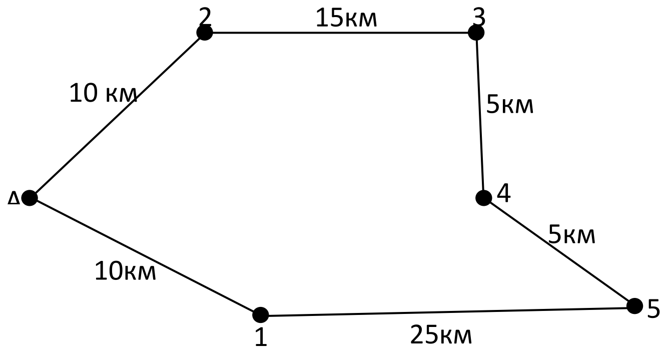
2.1 Электр беріліс желісінің сұлбасын құру нұсқалары

Әртүрлі объектілерінің жұмыс істеу жағдайларының алуан түрлілігі олардың элетрмен жабдықтау схемасының алуан түрлі болуына себепші болады. Тұтынушылардың қоректену схемалары энергия көзінің қашықтығына, берілген ауданның электрэнергетика жабдықтаудың жалпы схемасына, тұтынушылардың территориялық орналасуымен олардың қуатына, сенімділіген қойылатын талаптарға және т.б. тәуелді.

Желі схемасы мен конфигурациясының (пішім үйлесімділігі) таңдап алу өте күрделі,өйткені желі сенімділік, үнемділік, пайдалануға қойылатын, қауіпсіздіктерімен даму мүмкіндігігін шарттарын қанағаттандыру тиіс.

Мен осы дипломдық жұмыста кернеуі 110кВ бес қосалқы станцияларын тұйықталған және тұйықталмаған электр беріліс желісі бойынша қарастырамын.

Төменде электр беріліс желісінің тұйықталған жүйесінің схемасы көрсетілген.(2.1-сурет)

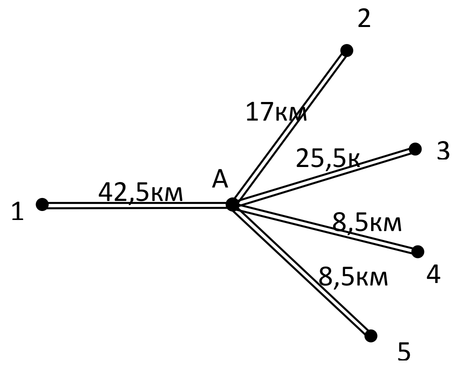


2.1 сурет - Тұйықталған электр беріліс желісінің схемасы

Подстанциялар арасындағы ара қашықтықтың жалпы ұзындығы

L=10+15+5+5+25+10=70км

Төменде электр беріліс желісінің тұйықталмаған жүйесінің схемасы көрсетілген.(2.2-сурет)



2.2 сурет - Тұйықталмаған электр беріліс желісінің схемасы

Подстанциялар арасындағы ара қашықтықтың жалпы ұзындығы

L=42,5+25,5+17+8,5+8,5=102км

Осы дипломдық жұмыста мен екі сұлба қарастырамын. Біріншісі тұйықталмаған, екіншісі тұйықталған болып келеді. Бізге, экономикалық жағынан тиімді және тұтынышыларға электр қуатын үзіліссіз таратуды қамтамасыз ету, электр энергияны аймақтарға сенімді және тиімді тарату басты мақсат болып келеді. Осыған байланысты бізге ең тиімді сұлба таңдау басты шарттардың біріне кіреді. Сонымен, екі сұлбаны қарастырамыз. Айтып кеткенде, тұйықталмаған желілерде барлық түйіндер бір ғана тармақтан коректенеді. Қарапайым тұйықталған желілер айналмалы желілер болып келеді. Олар бір ғана контур құрайды. Оның артықшылығы желінің бір учаскесі үзілгенде желі басқа учаскіден қоректене береді, яғни жоғары дәрежеде тұтынышыларға электр таратудың сенімділігі. Сонымен қатар қуаттың аз шығындары. Қоректену көзі электрстанция немесе жүйеге қосылған қосалқы станцияның шиналары ретінде болып келеді.

2.1.1 Дипломдық жұмыстың берілгендері

Номиналды кернеуі 110 кВ болатын тұйықталған электр беріліс желілерінен, төрт қосалқы станциясыдан тұрады, сәйкесінше олардың ұзындықтары $l_{A1} = 10$, $l_{A2} = 10$, $l_{23} = 15$, $l_{34} = 5$, $l_{45} = 5$, $l_{51} = 25$, (км). Қосалқы станциялардың максималды жүктемелері $P_1 = 30,$, $P_2 = 20$, $P_3 = 15$, $P_4 = 40$, $P_5 = 10$ (кВт). Максималдық жүктеменің жылдық сағаты T_{max}*=4000 сағ.* Қуат коэффициенті cos φ=0,85. Минималды жүктеме кезіндегі жүктеме 40(%) пайыз. Мұзқату ауданы II болады.

2.2 Электр беріліс желісінің номиналды кернеуін таңдау

Желі линиясының номинал кернеуін таңдау күрделі технико-экономикалық есеп болып табылады. Ол көптеген факторларға байланысты. Мысалы, кернеуінің мәні төмен линияның жабдықтарының және құрылыстарының құны аз болады. Кернеудің ұлғаюына байланысты қуат және энергия шығындары азаяды, электрлік желіні дамыту жағдайлары жақсарады. Сол үшін Ф.Стилл формуласын қолданамыз.

Желі линиясының номинал кернеуін таңдау күрделі технико-экономикалық есеп болып табылады. Ол көптеген факторларға байланысты. Мысалы, кернеудің мәні төмен линияның жабдықтарының және құрылыстарының құны аз болады. Кернеудің ұлғаюына байланысты қуат және энергия шығындары азаяды, электрлік желіні дамыту жағдайлары жақсарады. Электр торабын даму жобалауы кезінде бір уақытта электр торабының конфигурациясы сұрағымен оның номиналды кернеуін таңдауы туралы сұрақ шешіледі. Электр тораптарының номиналды кернеу ұзындықтарының шкаласы МЕСТ 721-77 анықталған және келесідей кернеу қатарын құрастырады:

0,38; 3; 6; 10; 20; 35; 110; 150; 220; 330; 500; 750; 1150 кВ

Бөлек сызықты электр беріліс желісінің номиналды кернеуі ең алдымен екі параметрлі функциямен: желімен таратылатын P қуат, және де сол қуат таратылатын L қашықтыққа. Соған байланысты желінің номиналды кернеуін табудың, әр түрлі авторлармен ұсынылған бірнеше эмпирикалық формулалары болады. Мен өзімнің дипломдық жұмысымда Ф.Стилл формуласына жүгіндім. Себебі, осы формула кернеуі 35-тен 750 кВ-қа дейін номиналды кернеудің барлық шкаласына қанағаттандырылған нәтиже береді.

Ф.Стилл формуласы бойынша номиналды кернеуі осы формула бойынша анықталады:

$$U_{ном} = 4{,}34\sqrt{L + 16P} \tag{2.1}$$

2.3 Күштік трансформаторлардың типін және қуатын анықтау

№1 қосалқы станция үшін:

$$S_{ес} \geq \frac{P}{\cos_{\varphi}} \tag{2.2}$$

мұндағы P – активті қуат.

Трансформаторлардың қуаты мен санын, төмендету қосалқы станцияларында келесі принцип бойынша таңдайды: егер, екі трансформаторлы қосалқы станция қолданса, онда трансформатордың қуаты келесі шартпен таңдалады:

$$S_{тр} = P \cdot 0{,}7 \tag{2.3}$$

мұндағы P – активті жүктеме, кВт;

$$S_{ес} \geq \frac{P}{\cos_{\varphi}} = \frac{30}{0{,}85} = 35{,}3 МВА,$$

$$S_{тр} = P \cdot 0{,}7 = 35{,}3 \cdot 0{,}7 = 24{,}71$$

мұндағы $S_{тр}$ – трансформатордың қуаты, МВА.

ТРДН-25000/110 типті трансформаторын орнатуды қабылдаймыз. (ТРДН-25000/110 типті трансформаторының параметрлері 2.1 және 2.2 - кестелерде көрсетілген).

2.1 кесте – ТРДН – 25000/110 трансформаторларының

$S_{ном}$, МВА	Орамдағы кернеу, кВ		Активті шығындар, кВт		$I_{x\%}$	$U_к$,%
25	ВН	НН	P_x	$P_к$	0,7	10,5
	115	6,3	27	120		

2.2-кесте - ТРДН-25000/110 трансформаторының есептелген параметрлері

Трансформатордың активті кедергісі;$R_т$, Ом	Трансформатордың реактивті кедергісі;$X_т$, Ом	ΔQ_x, квар
2,54	55,9	175

№2 қосалқы станция үшін:

$$S_{ec} \geq \frac{P}{\cos_{\varphi}}$$

мұндағы Р – активті куат.

Трансформаторлардың қуаты мен санын, төмендету қосалқы станцияларында келесі принцип бойынша таңдайды: егер, екі трансформаторлы қосалқы станция қолданса, онда трансформатордың қуаты келесі шартпен таңдалады:

$$S_{mp} = P \cdot 0{,}7$$

мұндағы P – активті жүктеме, кВт;

$$S_{ec} \geq \frac{P}{\cos_{\varphi}} = \frac{20}{0{,}85} = 23{,}53MBA,$$

$$S_{mp} = P \cdot 0{,}7 = 23{,}53 \cdot 0{,}7 = 16{,}5$$

мұндағы $S_{тр}$ – трансформатордың қуаты, МВА.

ТРДН-25000/110 типті трансформаторын орнатуды қабылдаймыз.(ТРДН-25000/110 типті трансформаторының параметрлері 2.3 және 2.4-кестелерде келтірілген.)

2.3 кесте - ТРДН-25000/110 трансформаторының параметрлері

$S_{ном}$, МВА	Орамдағы кернеу, кВ		Активті шығындар, кВт		$I_{x\%}$	$U_к$,%
25	ВН	НН	P_x	$P_к$	0,7	10,5
	115	6,3	27	120		

2.4 кесте - ТРДН-25000/110 трансформаторының есептелген параметрлері

Трансформатордың активті кедергісі;$R_т$, Ом	Трансформатордың реактивті кедергісі;$X_т$, Ом	ΔQ_x, квар
2,54	55,9	175

№3 қосалқы станция үшін:

$$S_{ec} \geq \frac{P}{\cos_{\varphi}}$$

мұндағы, Р – активти куат.

$$S_{тр} = P \cdot 0{,}7,$$

мұндағы P – активті жүктеме, кВт;

$$S_{ec} \geq \frac{P}{\cos_{\varphi}} = \frac{15}{0{,}85} = 17{,}65 МВА,$$

$$S_{тр} = P \cdot 0{,}7 = 17.65 \cdot 0{,}7 = 12{,}4$$

мұндағы $S_{тр}$ – трансформатордың қуаты, МВА.

ТРДН-16000/110 типті трансформаторын орнатуды қабылдаймыз.(ТРДН-16000/110 типті трансформаторының параметрлері 2.5 және 2.6-кестелерде келтірілген.)

2.5 кесте - ТРДН-16000/110 трансформаторының параметрлері

$S_{ном}$, МВА	Орамдағы кернеу, кВ		Активті шығындар, кВт		$I_{x\%}$	$U_к$,%
25	ВН	НН	P_x	$P_к$	0,7	10,5
	115	6,5	19	85		

2.6 кесте - ТРДН-16000/110 трансформаторының есептелген параметрлері

Трансформатордың активті кедергісі;$R_т$, Ом	Трансформатордың реактивті кедергісі;$X_т$, Ом	ΔQ_x, квар
4,38	86,7	112

№4 қосалқы станция үшін:

$$S_{ec} \geq \frac{P}{\cos_{\varphi}}$$

мұндағы, Р – активти куат.

Трансформаторлардың қуаты мен санын, төмендету қосалқы станцияларында келесі принцип бойынша таңдайды: егер, екі трансформаторлы қосалқы станция қолданса, онда трансформатордың қуаты келесі шартпен таңдалады:

$$S_{тр} = P \cdot 0{,}7$$

мұндағы P – активті жүктеме, кВт;

$$S_{ec} \geq \frac{P}{\cos_{\varphi}} = \frac{40}{0{,}85} = 47{,}06MBA,$$

$$S_{тр} = P \cdot 0{,}7 = 47{,}06 \cdot 0{,}7 = 33$$

мұндағы $S_{тр}$ – трансформатордың қуаты, МВА.

ТРДН-40000/110 типті трансформаторын орнатуды қабылдаймыз.(ТРДН-40000/110 типті трансформаторының параметрлері 2.7 және 2.8-кестелерде келтірілген.)

2.7 кесте - ТРДН-40000/110 трансформаторының параметрлері

$S_{ном}$, МВА	Орамдағы кернеу, кВ		Активті шығындар, кВт		$I_{x\%}$	$U_к$,%
40	ВН	НН	P_x	$P_к$	0,65	10,5
	115	10,5	36	172		

2.8 кесте - ТРДН-40000/110 трансформаторының есептелген параметрлері

Трансформатордың активті кедергісі;$R_т$, Ом	Трансформатордың реактивті кедергісі;$X_т$, Ом	ΔQ_x, квар
1,4	34,7	260

№5 қосалқы станция үшін:

$$S_{ec} \geq \frac{P}{\cos_{\varphi}}$$

мұндағы Р – активти куат.

Трансформаторлардың куаты мен санын, төмендету қосалқы станцияларында келесі принцип бойынша таңдайды: егер, екі трансформаторлы қосалқы станция қолданса, онда трансформатордың қуаты келесі шартпен таңдалады:

$$S_{тр} = P \cdot 0{,}7$$

мұндағы P – активті жүктеме, кВт;

$$S_{ec} \geq \frac{P}{\cos_{\varphi}} = \frac{10}{0{,}85} = 11{,}8MBA,$$

$$S_{тр} = P \cdot 0{,}7 = 11{,}8 \cdot 0{,}7 = 8{,}3$$

мұндағы $S_{тр}$ – трансформатордың қуаты, МВА.

ТРДН-10000/110 типті трансформаторын орнатуды қабылдаймыз.(ТРДН-10000/110 типті трансформаторының параметрлері 2.9 және 2.10-кестелерде келтірілген.)

2.9 кесте - ТРДН-10000/110 трансформаторының параметрлері

$S_{ном}$, МВА	Орамдағы кернеу, кВ		Активті шығындар, кВт		$I_{x\%}$	$U_к$,%
10	ВН	НН	P_x	$P_к$	0,7	10,5
	115	6,6	14	60		

2.10 кесте - ТРДН-10000/110 трансформаторының есептелген параметрлері

Трансформатордың активті кедергісі;$R_т$, Ом	Трансформатордың реактивті кедергісі;$X_т$, Ом	$\Delta Q_х$, квар
7,95	139	70

2.3.1 Трансформатордың орамасындағы шығындарын анықтау

№1 қосалқы станция үшін:

Трансформаторлардың активті және реактивті қуатын шығындарын келесі формула арқылы табамыз:

$$\Delta P_{трп} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{трп}, \tag{2.5}$$

$$\Delta Q_{трп} = \frac{P_п^2 + Q_п^2}{U_{ном}^2} \cdot x_{трп}. \tag{2.6}$$

мұндағы $U_{ном}$ – желінің номиналды кернеуі, кВ;

$r_{тр}$ – трансформатордың активті меншікті кедергісі, Ом;

$x_{тр}$ – трансфориатордың реактивті меншікті кедергісі, Ом.

$$\Delta P_{xx} = \Delta P_x \cdot 2 \tag{2.7}$$

Мен таңдаған трансформатордың орамы екеу болғаннан кейін, сәйкесінше екі орамның қуат шығындарын есептеймін.

$$\Delta P_{тр1ВН} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{тр} = \frac{30^2 + 18{,}6^2}{115^2} \cdot \frac{2{,}54}{2} = 0{,}12 МВт,$$

$$\Delta Q_{тр1ВН} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot x_{тр} = \frac{30^2 + 18{,}8^2}{115^2} \cdot \frac{33{,}3}{2} = 1{,}6 Мвар,$$

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{x\%} \cdot S_{тр}}{100} \cdot 2, \tag{2.8}$$

мұндағы ΔP_{xx} – трансформатордың бос жүріс кезіндегі активті шығын, кВт;

ΔQ_{xx} – трансформатордың бос жүріс кезіндегі реактивті шығыны, квар;

I_x – трансфориатордағы бос жүріс тоғы, %.

$$\Delta P_{xx} = \Delta P_x \cdot 2 = 27 \cdot 2 = 54 кВт = 0{,}054 МВт,$$

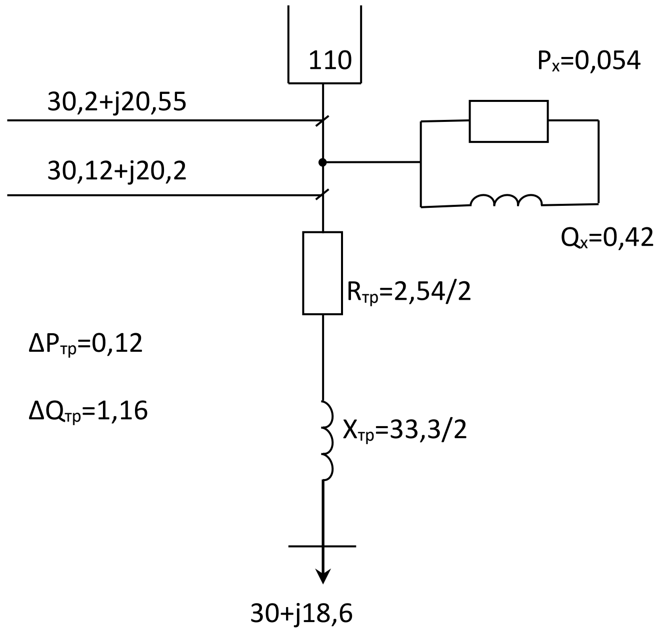
$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{x\%} \cdot S_{mp}}{100} \cdot 2 = \frac{0{,}7 \cdot 25}{100} \cdot 2 = 0{,}35 Мвар,$$

Трансформатордың есептік толық қуатын қуатын келесі формула арқылы табамыз:

$$P^{'} + jQ^{'} = (30 + -0{,}12) + j(18{,}6 + 1{,}6) = 30{,}12 + j20{,}2$$

$$P^{''} + jQ^{''} = (30{,}12 + 0{,}054) + j(20{,}2 + 0{,}35) = 30{,}2 + j20{,}55 \qquad (2.9)$$

Төменде ТРДН-25000/110 екі орамды трансформаторының алмастыру схемасы көрсетілген.(2.3-сурет)



2.3 сурет - Екі орамды трансформатордың алмастыру сұлбасы

№2 қосалқы станция үшін:

Трансформаторлардың активті және реактивті қуатын шығындарын келесі формула арқылы табамыз:

$$\Delta P_{mpn} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{mpn},$$

$$\Delta Q_{mpn} = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{ном}^2} \cdot x_{mpn},$$

мұндағы $U_{ном}$ – желінің номиналды кернеуі, кВ;

$r_{тр}$ – трансформатордың активті меншікті кедергісі, Ом;
$x_{тр}$ – трансфориатордың реактивті меншікті кедергісі, Ом.

$$\Delta P_{xx} = \Delta P_x \cdot 2$$

Мен таңдаған трансформатордың орамы екеу болғаннан кейін, сәйкесінше екі орамның қуат шығындарын есептеймін.

$$\Delta P_{тр1ВН} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{тр} = \frac{20^2 + 12{,}4^2}{115^2} \cdot \frac{2{,}54}{2} = 0{,}05 МВт,$$

$$\Delta Q_{тр1ВН} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot x_{тр} = \frac{20^2 + 12.4^2}{115^2} \cdot \frac{33{,}3}{2} = 0{,}7 Мвар,$$

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{x\%} \cdot S_{тр}}{100} \cdot 2.$$

мұндағы ΔP_{xx} – трансформатордың бос жүріс кезіндегі активті шығын, кВт;
ΔQ_{xx} – трансформатордың бос жүріс кезіндегі реактивті шығыны, квар;
I_x – трансфориатордағы бос жүріс тоғы, %.

$$\Delta P_{xx} = \Delta P_x \cdot 2 = 27 \cdot 2 = 54 кВт = 0{,}054 МВт,$$

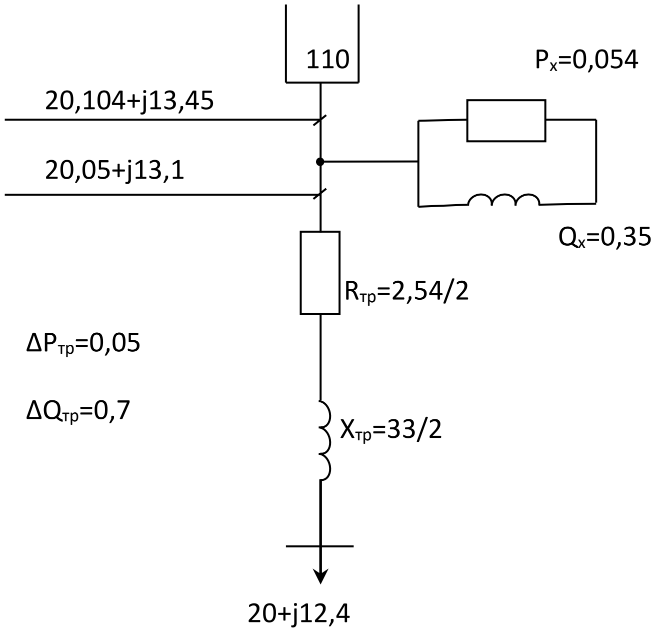
$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{x\%} \cdot S_{тр}}{100} \cdot 2 = \frac{0{,}7 \cdot 25}{100} \cdot 2 = 0{,}35 Мвар,$$

Трансформатордың есептік толық қуатын қуатын келесі формула арқылы табамыз:

$$P^{'} + jQ^{'} = (20 + 0{,}05) + j(12{,}4 + 0{,}7) = 20{,}05 + j13{,}1$$

$$P^{''} + jQ^{''} = (20{,}05 + 0{,}054) + j(13{,}1 + 0{,}35) = 20{,}104 + j13{,}45$$

Төменде ТРДН-25000/110 екі орамды трансформаторының алмастыру схемасы көрсетілген.(2.4-сурет)



2.4 сурет - Екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы

№3 қосалқы станция үшін:

Трансформаторлардың активті және реактивті қуатын шығындарын келесі формула арқылы табамыз:

$$\Delta P_{трп} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{трп},$$

$$\Delta Q_{трп} = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{ном}^2} \cdot x_{трп},$$

мұндағы $U_{ном}$ – желінің номиналды кернеуі, кВ;

$r_{тр}$ – трансформатордың активті меншікті кедергісі, Ом;

$x_{тр}$ – трансфориатордың реактивті меншікті кедергісі, Ом.

$$\Delta P_{xx} = \Delta P_x \cdot 2$$

Мен таңдаған трансформатордың орамы екеу болғаннан кейін, сәйкесінше екі орамның қуат шығындарын есептеймін.

$$\Delta P_{тр} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{тр} = \frac{15^2 + 9{,}3^2}{115^2} \cdot \frac{4{,}4}{2} = 0{,}05 МВт,$$

$$\Delta Q_{тр} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot x_{тр} = \frac{15^2 + 0,3^2}{115^2} \cdot \frac{53,7}{2} = 0,62 Мвар,$$

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{x\%} \cdot S_{тр}}{100} \cdot 2,$$

мұндағы ΔP_{xx} – трансформатордың бос жүріс кезіндегі активті шығын, кВт;

ΔQ_{xx} – трансформатордың бос жүріс кезіндегі реактивті шығыны, квар;

I_x – трансфориатордағы бос жүріс тоғы, %.

$$\Delta P_{xx} = \Delta P_x \cdot 2 = 19 \cdot 2 = 38 кВт = 0,038 МВт,$$

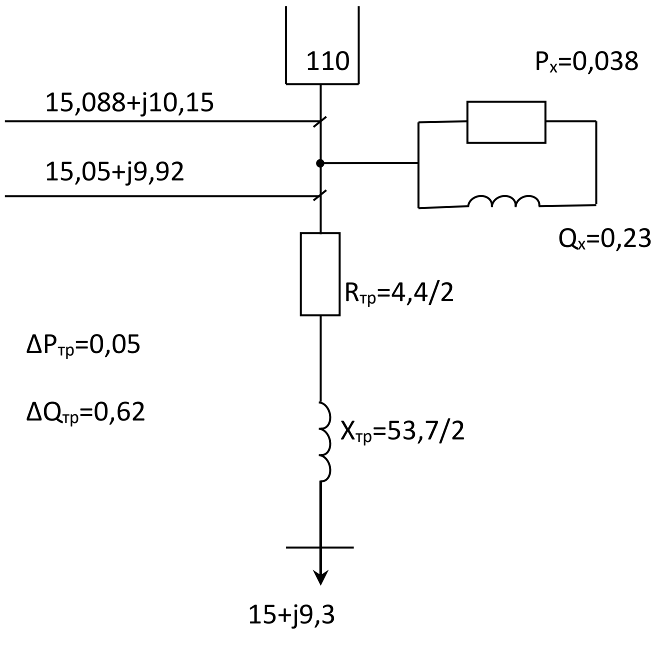
$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{x\%} \cdot S_{тр}}{100} \cdot 2 = \frac{0,7 \cdot 16}{100} \cdot 2 = 0,23 Мвар,$$

Трансформатордың есептік толық қуатын қуатын келесі формула арқылы табамыз:

$$P' + jQ' = (15 + 0,05) + j(9,3 + 0,62) = 15,05 + j9,92$$

$$P'' + jQ'' = (15,05 + 0,038) + j(9,92 + 0,23) = 15,088 + j10,15$$

Төменде ТРДН-16000/110 екі орамды трансформаторының алмастыру схемасы көрсетілген (2.5-сурет)



2.5 сурет - Екі орамды трансформатордың алмастыру сұлбасы

№4 қосалқы станция үшін:

Трансформаторлардың активті және реактивті қуатын шығындарын келесі формула арқылы табамыз:

$$\Delta P_{трп} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{трп},$$

$$\Delta Q_{трп} = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{ном}^2} \cdot x_{трп},$$

мұндағы $U_{ном}$ – желінің номиналды кернеуі, кВ;

$r_{тр}$ – трансформатордың активті меншікті кедергісі, Ом;

$x_{тр}$ – трансфориатордың реактивті меншікті кедергісі, Ом.

$$\Delta P_{xx} = \Delta P_x \cdot 2$$

Мен таңдаған трансформатордың орамы екеу болғаннан кейін, сәйкесінше екі орамның қуат шығындарын есептеймін.

$$\Delta P_{тр} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{тр} = \frac{40^2 + 24{,}8^2}{115^2} \cdot \frac{1{,}4}{2} = 0{,}12 МВт,$$

$$\Delta Q_{тр} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot x_{тр} = \frac{40^2 + 24{,}8^2}{115^2} \cdot \frac{34{,}7}{2} = 2{,}9 Мвар,$$

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{x\%} \cdot S_{тр}}{100} \cdot 2$$

мұндағы ΔP_{xx} – трансформатордың бос жүріс кезіндегі активті шығын, кВт;

ΔQ_{xx} – трансформатордың бос жүріс кезіндегі реактивті шығыны, квар;

I_x – трансфориатордағы бос жүріс тоғы, %.

$$\Delta P_{xx} = \Delta P_x \cdot 2 = 36 \cdot 2 = 72 кВт = 0{,}072 МВт,$$

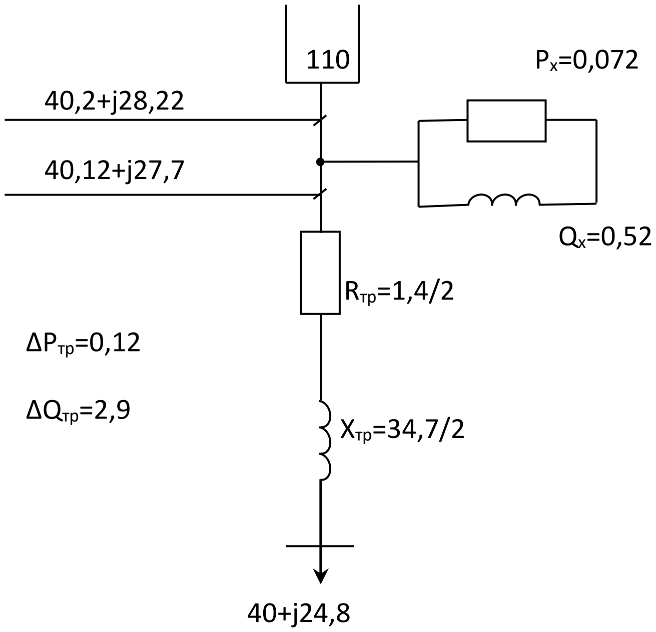
$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{x\%} \cdot S_{тр}}{100} \cdot 2 = \frac{0{,}65 \cdot 40}{100} \cdot 2 = 0{,}52 Мвар,$$

Трансформатордың есептік толық қуатын қуатын келесі формула арқылы табамыз:

$$P' + jQ' = (40 + 0{,}12) + j(24{,}8 + 2{,}9) = 40{,}12 + j27{,}7$$

$$P'' + jQ'' = (40{,}12 + 0{,}072) + j(27{,}7 + 0{,}52) = 40{,}2 + j28{,}22$$

Төменде ТРДН-40000/110 екі орамды трансформаторының алмастыру схемасы көрсетілген.(2.6-сурет)



2.6 сурет - Екі орамды трансформатордың алмастыру сұлбасы

№5 қосалқы станция үшін:

Трансформаторлардың активті және реактивті қуатын шығындарын келесі формула арқылы табамыз:

$$\Delta P_{трп} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{трп},$$

$$\Delta Q_{трп} = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{ном}^2} \cdot x_{трп},$$

мұндағы $U_{ном}$ – желінің номиналды кернеуі, кВ;

$r_{тр}$ – трансформатордың активті меншікті кедергісі, Ом;

$x_{тр}$ – трансфориатордың реактивті меншікті кедергісі, Ом.

$$\Delta P_{xx} = \Delta P_x \cdot 2$$

Мен таңдаған трансформатордың орамы екеу болғаннан кейін, сәйкесінше екі орамның қуат шығындарын есептеймін.

$$\Delta P_{тр} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{тр} = \frac{10^2 + 6{,}3^2}{115^2} \cdot \frac{7{,}9}{2} = 0{,}04 МВт,$$

$$\Delta Q_{тр} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot x_{тр} = \frac{10^2 + 6{,}3^2}{115^2} \cdot \frac{87{,}3}{2} = 0{,}44 Мвар,$$

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{x\%} \cdot S_{тр}}{100} \cdot 2,$$

мұндағы ΔP_{xx} – трансформатордың бос жүріс кезіндегі активті шығын, кВт;

ΔQ_{xx} – трансформатордың бос жүріс кезіндегі реактивті шығыны, квар;

I_x – трансфориатордағы бос жүріс тоғы, %.

$$\Delta P_{xx} = \Delta P_x \cdot 2 = 14 \cdot 2 = 28кВт = 0{,}028МВт,$$

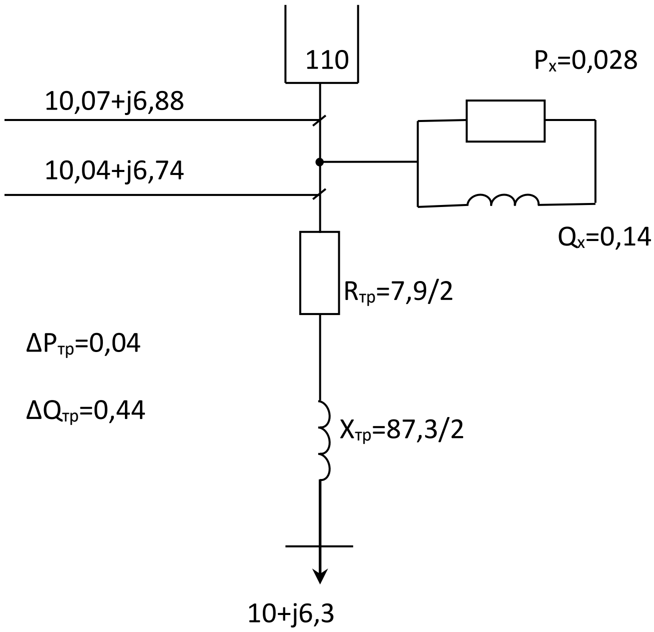
$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{x\%} \cdot S_{тр}}{100} \cdot 2 = \frac{0{,}7 \cdot 10}{100} \cdot 2 = 0{,}14Мвар,$$

Трансформатордың есептік толық қуатын қуатын келесі формула арқылы табамыз:

$$P^{'} + jQ^{'} = (10 + 0{,}04) + j(6{,}3 + 0{,}44) = 10{,}04 + j6{,}74$$

$$P^{''} + jQ^{''} = (10{,}04 + 0{,}028) + j(0{,}14 + 0{,}6{,}74) = 10{,}07 + j6{,}88$$

Төменде ТРДН-10000/110 екі орамды трансформаторының алмастыру схемасы көрсетілген (2.7-сурет)



2.7 сурет - Екі орамды трансформатордың алмастыру сұлбасы

2.4 Сымдардың қимасын және параметрлерін есептеу

Желінің әрбір учаскесі бойынша токтарды анықтаймыз, ол желінің қуаты мен кернеуі арақатынасы арқылы табылады:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} \tag{2.10}$$

1 - нұсқа: тұйықталған электр беріліс желісі үшін

$$I_{A-2} = \frac{69{,}4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0{,}36кА = 360А,$$

$$I_{2-3} = \frac{45{,}84}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0{,}24кА = 240А,$$

$$I_{3-4}=\frac{28,2}{\sqrt{3}\cdot 110}=0,15кА=150А,$$

$$I_{4-5}=\frac{18,9}{\sqrt{3}\cdot 110}=0,09кА=90А,$$

$$I_{5-1}=\frac{30,67}{\sqrt{3}\cdot 110}=0,16кА=160А,$$

$$I_{1-A^{э}}=\frac{65,97}{\sqrt{3}\cdot 110}=0,35кА=350А.$$

2 - нұсқа: тұйықталмаған электр беріліс желісі үшін

$$I_{A-1}=\frac{35,3}{\sqrt{3}\cdot 110}=0,18кА=180А,$$

$$I_{A-2}=\frac{23,5}{\sqrt{3}\cdot 110}=0,12кА=120А,$$

$$I_{A-3}=\frac{17,6}{\sqrt{3}\cdot 110}=0,1кА=100А,$$

$$I_{A-4}=\frac{47,06}{\sqrt{3}\cdot 110}=0,25кА=250А,$$

$$I_{A-5}=\frac{11,7}{\sqrt{3}\cdot 110}=0,06кА=60А,$$

Токтың экономикалық тығыздығына байланысты қиманы анықтаймыз:

$$S_{эк}=\frac{I}{j_{эк}}, \tag{2.11}$$

мұндағы $j_{эк}$ – ты анықтамадан аламыз, ол ($j_{эк}$=1,4А/мм) тең.

Сонымен болатты алюминилі, яғни АС маркалы сымды таңдадым.

1-нұсқа: тұйықталған электр беріліс желісі үшін сымдарды таңдау

$$S_{экА-2}=\frac{360}{1,4}=257,1мм^2 \qquad АС240/56,$$

$$S_{эк2-3}=\frac{240}{1,4}=171,4мм^2 \qquad АС240/32,$$

$$S_{эк3-4}=\frac{150}{1,4}=107,2мм^2 \qquad АС120/19,$$

$$S_{эк4-5}=\frac{90}{1,4}=64,3мм^2 \qquad АС120/27,$$

$$S_{эк5-1}=\frac{160}{1,4}=114,3мм^2 \qquad АС120/27,$$

$$S_{эк1-А'}=\frac{350}{1,4}=250мм^2 \qquad АС240/56.$$

2-нұсқа : тұйықталмаған электр беріліс желісі үшін сымдарды таңдау

$$S_{эк1-A} = \frac{180}{1,4 \cdot 2} = 64,3 мм^2 \qquad AC - 70/11,$$

$$S_{экA-2} = \frac{120}{1,4 \cdot 2} = 43 мм^2 \qquad AC - 70/72,$$

$$S_{экA-3} = \frac{100}{1,4 \cdot 2} = 35,7 мм^2 \qquad AC - 70/11,$$

$$S_{экA-4} = \frac{250}{1,4 \cdot 2} = 89,3 мм^2 \qquad AC - 95/16,$$

$$S_{экA-5} = \frac{60}{1,4 \cdot 2} = 21,4 мм^2 \qquad AC - 70/11.$$

Кернеуі 110 кВ бір тізбекті әуе беріліс желісінің салыстырмалы параметрлерін анықтаймыз. Маркасы АС 240/56 үш сымға фаза жарылуы мен фаза сымдарының бірдей жақты үшбұрыштың төбесінде орындалған, арақашықтығы 40 см болатындай сымдардың орналасуы. Желі порталды металл бағандарында жарылу фаза ортасының арақашықтығы 12м горизонтальмен орнатылған.

АС 240/56 маркалы сым үшін, $r_0 = 0,132$ Ом/км, сымның диаметрі $2r_{сым} = 8$ мм.

2.4.1 Сымның параметрлері:

1-нұсқа: тұйықталған электр беріліс желісі үшін әр учаскесіне байланысты сымның параметрлері

Учаскесі А-2

$$r_0 = 0,132 Ом / км$$

$$x_0 = 0,45 Ом / км$$

$$b = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg(D_{орт} / r_{экв})} \qquad (2.12)$$

Сымның арасындағы орта геометриялық арақашықтық осыған тең

$$D_{орт} = \sqrt[3]{3,5 \cdot 3,5 \cdot 7} = 4,41 м$$

мұндағы r_0 – меншікті активті кедергі, Ом/км;

x_0 – меншікті реактивті кедергі, Ом/км;

b_0 – меншікті реактивті өткізгіштік, См/км;

$D_{орт}$ – сымның орташа диаметрі, мм;

$r_{экв}$ – сымның эквиваленттік радиусы, мм;

а - бір фазадағы таңдалған 2 сымның ара қашықтығы (40см);

$$b_0 = \frac{7{,}58 \cdot 10^{-6}}{\lg(D_{орт} / r_{экв})} = \frac{7{,}58 \cdot 10^{-6}}{\lg(4{,}41 / 0{,}004)} = 2{,}5 \cdot 10^{-6} \, См / км,$$

2-3 учаскесі:

$$2r_{сым} = 18{,}9 \text{ мм}; r_0 = 0{,}17 Ом / км, \; x_0 = 0{,}4 Ом / км, ; b_0 = 2{,}9 \cdot 10^{-6} См / км.$$

3-4 учаскесі:

$$2r_{сым} = 15{,}2 \text{ мм}; r_0 = 0{,}27 Ом / км; \; x_0 = 0{,}37 Ом / км, \; b_0 = 3 \cdot 10^{-6} См / км.$$

4-5 учаскесі:

$$2r_{сым} = 11{,}4 \text{ мм}; r_0 = 0{,}46 Ом / км; \; x_0 = 0{,}43 Ом / км; \; b_0 = 2{,}6 \cdot 10^{-6} См / км.$$

5-1 учаскесі:

$$2r_{сым} = 15{,}4 \text{ мм}; r_0 = 0{,}27 Ом / км; \; x_0 = 0{,}4 Ом / км; \; b_0 = 2{,}8 \cdot 10^{-6} См / км.$$

1-А учаскесі:

$$2r_{сым} = 22{,}4 \text{ мм}; r_0 = 0{,}132 Ом / км; \; x_0 = 0{,}0{,}38 Ом / км; \; b_0 = 3 \cdot 10^{-6} См / км.$$

2-нұсқа: тұйықталмаған электр беріліс желісі үшін әр учаскесіне байланысты сымның параметрлері

А-1 учаскесі:

$$r_0 = 0{,}429 Ом / км, \; x_0 = 0{,}29 Ом / км, \; b_0 = 4 \cdot 10^{-6} См / км.$$

А-2 учаскесі:

$$r_0 = 0{,}428 Ом / км, \; x_0 = 0{,}27 Ом / км, \; b_0 = 4{,}3 \cdot 10^{-6} См / км.$$

А-3 учаскесі:

$$r_0 = 0{,}429 Ом / км, \; x_0 = 0{,}29 Ом / км, \; b_0 = 4 \cdot 10^{-6} См / км.$$

А-4 учаскесі:

$$r_0 = 0{,}306 Ом / км, \; x_0 = 0{,}28 Ом / км, \; b_0 = 4{,}2 \cdot 10^{-6} См / км.$$

А-5 учаскесі:

$$r_0 = 0{,}429 Ом / км, \; x_0 = 0{,}29 Ом / км, \; b_0 = 4 \cdot 10^{-6} См / км.$$

2.4.2 Участоктар бойынша желінің параметрлерін анықтаймыз

Желінің активті кедергісін келесі формула арқылы есептейміз

$$R_i = r_0 \cdot l. \tag{2.13}$$

Желінің реактивті кедергісін келесі формула арқылы есептейміз

$$X_i = x_0 \cdot l. \qquad (2.14)$$

Желінің реактивті өткігіштігін келксідей есептеледі

$$B_i = b_0 \cdot l. \qquad (2.15)$$

Желінің соңындағы зарядтық қуатты келесі формуламен есептеледі

$$Q_{ci}^{\kappa} = U_{ном}^2 \cdot B_i. \qquad (2.16)$$

1-нұсқа: тұйықталған электр беріліс желісі үшін участоктар бойынша желі параметрлері

А-2 учаскесі:

$$R_{A-2} = r_0 \cdot l = 0{,}132 \cdot 10 = 1{,}32 Ом,\ X_{A-2} = x_0 \cdot l = 0{,}45 \cdot 10 = 4{,}5 Ом,$$

$$B_{A-2} = b_A \cdot l_A = 2{,}5 \cdot 10^{-6} \cdot 10 = 25 \cdot 10^{-6} См/км,$$

$$Q_{CA-2}^{\kappa} = U_{ном}^2 \cdot B_{A-2} = 110^2 \cdot 25 \cdot 10^{-6} = 0{,}3 Мвар.$$

2-3 учаскесі:

$$R_{2-3} = r_0 \cdot l = 0{,}17 \cdot 15 = 2{,}55 Ом,\ X_{2-3} = x_0 \cdot l = 0{,}4 \cdot 15 = 6 Ом,$$

$$B_{2-3} = b_A \cdot l_A = 2{,}9 \cdot 10^{-6} \cdot 15 = 43{,}5 \cdot 10^{-6} См/км,$$

$$Q_{C2-3}^{\kappa} = U_{ном}^2 \cdot B_{2-3} = 110^2 \cdot 43{,}5 \cdot 10^{-6} = 0{,}5 Мвар.$$

3-4 учаскесі:

$$R_{3-4} = r_0 \cdot l = 0{,}27 \cdot 5 = 1{,}35 Ом,\ X_{3-4} = x_0 \cdot l = 0{,}37 \cdot 5 = 1{,}85 Ом,$$

$$B_{3-4} = b_A \cdot l_A = 3 \cdot 10^{-6} \cdot 5 = 15 \cdot 10^{-6} См/км,$$

$$Q_{C3-4}^{\kappa} = U_{ном}^2 \cdot B_{3-4} = 110^2 \cdot 15 \cdot 10^{-6} = 0{,}2 Мвар.$$

4-5 учаскесі:

$$R_{4-5} = r_0 \cdot l = 0{,}46 \cdot 5 = 2{,}3 Ом,\ X_{4-5} = x_0 \cdot l = 0{,}43 \cdot 5 = 2{,}15 Ом,$$

$$B_{4-5} = b_A \cdot l_A = 2{,}6 \cdot 10^{-6} \cdot 5 = 13 \cdot 10^{-6} См/км,$$

$$Q_{C4-5}^{\kappa} = U_{ном}^2 \cdot B_{4-5} = 110^2 \cdot 13 \cdot 10^{-6} = 0{,}15 Мвар.$$

5-1учаскесі:

$$R_{5-1} = r_0 \cdot l = 0{,}27 \cdot 25 = 6{,}75 Ом,\ X_{5-1} = x_0 \cdot l = 0{,}4 \cdot 25 = 10 Ом,$$

$$B_{5-1} = b_A \cdot l_A = 2{,}8 \cdot 10^{-6} \cdot 25 = 70 \cdot 10^{-6} См/км,$$

$$Q_{C5-1}^{\kappa} = U_{ном}^2 \cdot B_{5-1} = 110^2 \cdot 70 \cdot 10^{-6} = 0{,}8 Мвар.$$

2-нұсқа:тұйықталмаған электр беріліс желісі үшін участоктар бойынша желінің параметрлері

А-1 учаскесі:

$$R_{A1} = 0{,}429 \cdot 42{,}5 = 18{,}2 Ом,\ X_{A1} = 0{,}29 \cdot 42{,}5 = 12{,}3 Ом$$

$$B_{A1} = b_A \cdot l_A = 4 \cdot 10^{-6} \cdot 42{,}5 = 170 \cdot 10^{-6} См/км,$$

$$Q^{к}_{CA1} = U^2_{ном} \cdot B_{A1} = 110^2 \cdot 170 \cdot 10^{-6} = 2 Мвар.$$

А-2 учаскесі:

$$R_{A2} = 0{,}428 \cdot 17 = 7{,}3 Ом,\ X_{A2} = 0{,}27 \cdot 17 = 4{,}6 Ом$$

$$B_{A2} = b_A \cdot l_A = 4{,}3 \cdot 10^{-6} \cdot 17 = 73{,}1 \cdot 10^{-6} См/км,$$

$$Q^{к}_{CA1} = U^2_{ном} \cdot B_{A1} = 110^2 \cdot 73{,}1 \cdot 10^{-6} = 0{,}8 Мвар.$$

А-3 учаскесі:

$$R_{A3} = 0{,}429 \cdot 25{,}5 = 10{,}9 Ом,\ X_{A3} = 0{,}29 \cdot 25{,}5 = 7{,}4 Ом$$

$$B_{A3} = b_A \cdot l_A = 4 \cdot 10^{-6} \cdot 25{,}5 = 102 \cdot 10^{-6} См/км,$$

$$Q^{к}_{CA3} = U^2_{ном} \cdot B_{A1} = 110^2 \cdot 102 \cdot 10^{-6} = 1{,}2 Мвар.$$

А-4 учаскесі:

$$R_{A4} = 0{,}306 \cdot 8{,}5 = 2{,}6 Ом,\ X_{A4} = 0{,}28 \cdot 8{,}5 = 2{,}4 = 35{,}7 Ом$$

$$B_{A4} = b_A \cdot l_A = 4{,}2 \cdot 10^{-6} \cdot 8{,}5 = 35{,}7 \cdot 10^{-6} См/км,$$

$$Q^{к}_{CA4} = U^2_{ном} \cdot B_{A1} = 110^2 \cdot 35{,}7 \cdot 10^{-6} = 0{,}4 Мвар.$$

А-5 учаскесі

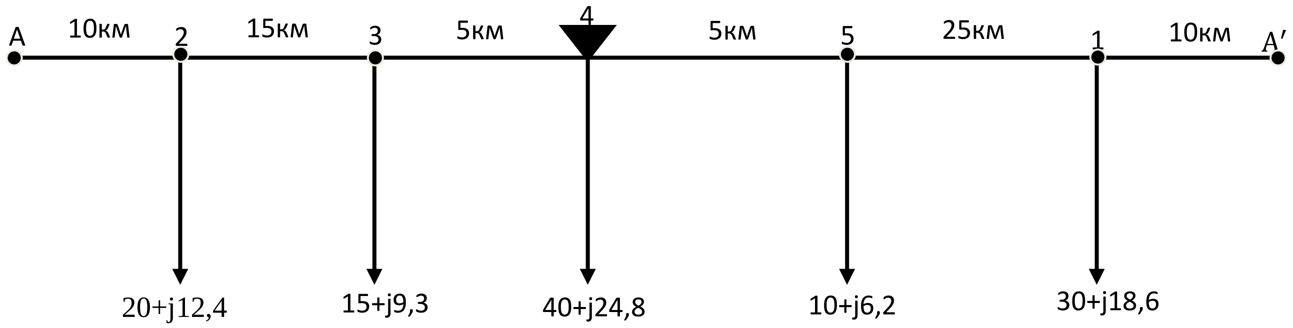
$$R_{A5} = 0{,}429 \cdot 8{,}5 = 3{,}65 Ом,\ X_{A5} = 0{,}29 \cdot 8{,}5 = 2{,}5 Ом$$

$$B_{A5} = b_A \cdot l_A = 4 \cdot 10^{-6} \cdot 8{,}5 = 34 \cdot 10^{-6} См/км,$$

2.5 Желінің жұмыс режимдерінің анализі мен есептеулері

Жобалаудың басында желінің линия бөліктеріндегі кедергі белгісіз болғандықтан, қуаттың шамасы жуық мәндермен анықталады. Радиальды желінің басындағы бөліктеріндегі қуат жекелеген тұтынушылардың қосындысымен анықталады. Тұйықталған желі үшін қуаттың таратылуын барлық бөліктердегі қима бірдей деп алып, екі жақты қоректендірілетін линияда сияқты анықталады.

Төменде электр беріліс желісінің схемасы көрсетілген (2.8-сурет)



2.8 сурет - Электр беріліс желісінің сұлбасы

$$S_A = \frac{(S_2)\cdot l_{23} + (S_3)\cdot l_{34} + (S_4)\cdot l_{45} + (S_5)\cdot l_{51}\cdot (S_1)\cdot l_{1A}}{l_{жалпы}}, \tag{2.17}$$

$$S_B = \frac{(S_2)\cdot l_{23} + (S_3)\cdot l_{34} + (S_4)\cdot l_{45} + (S_5)\cdot l_{51}\cdot (S_1)\cdot l_{1A}}{l_{жалпы}}. \tag{2.18}$$

мұндағы l – желінің ұзындығы, км.

$$P_1 = \frac{20\cdot(60) + 15\cdot(45) + 40(40) + 10\cdot(35) + 30(10)}{70} = 59 МВт,$$

$$Q_1 = \frac{12{,}4\cdot(60) + 9{,}3\cdot(45) + 24{,}8\cdot(40) + 6{,}2\cdot(35) + 18{,}6\cdot(10)}{70} = 36{,}5 МВА,$$

$$P_1^{'} = \frac{30\cdot(60) + 10(35) + 40\cdot(30) + 15\cdot(25) + 20(10)}{70} = 56{,}07 МВт,$$

$$Q_1^{'} = \frac{18{,}6\cdot(60) + 6{,}2\cdot(35) + 24{,}8\cdot(30) + 9{,}3\cdot(25) + 12{,}4\cdot(10)}{70} = 34{,}76 МВт.$$

Тексеру: 115 = 115,07МВт
71,3=71,26МВА

2.5.1 Кернеудің шығындарын есептеу

Максималды режим кезінде желінің бойлық және көлденең шығындарын есептеу

$$U_{max} = 121 кВ,$$

Желінің бойлық шығынын елесі формула арқылы анықтаймыз:

$$\Delta U_i^{н} = \frac{P_i^{н}\cdot R_i + jQ_i^{н}\cdot X_i}{U_{шин.}}, \tag{2.19}$$

мұндағы $U_{шин}$ – шинадан шығатын кернеу.

Желінің көлденең шығынын келесі формула арқылы табады:

$$\delta U_i^н = \frac{P_i^н \cdot X_i - jQ_i^н \cdot R_i}{U_{шин.}}, \tag{2.20}$$

$$U_i = U_i - \Delta U_i^н - j\delta U_i^н. \tag{2.21}$$

А-2 учаскесі:

$$\Delta U_{A2}^н = \frac{P_{A2}^н \cdot R_{A2} + jQ_{A2}^н \cdot X_{A2}}{U_{шин.}} = \frac{59 \cdot 1{,}32 + 36{,}5 \cdot 4{,}5}{121} = 2кВ,$$

$$\delta U_{A2}^н = \frac{P_{A2}^н \cdot X_{A2} - jQ_{A2}^н \cdot R_{A2}}{U_{шин.}} = \frac{59 \cdot 4{,}5 - 36{,}5 \cdot 1{,}32}{121} = 1{,}8кВ,$$

$$U_{A2} = U_{шин.} - \Delta U_{A2}^н - j\delta U_{A2}^н = 121 - 2 - j1{,}8 = 119 - j1{,}8кВ,$$

$$U_2 = \sqrt{119^2 + 1{,}8^2} = 119кВ.$$

2-3 учаскесі:

$$\Delta U_{23}^н = \frac{P_{23}^н \cdot R_{23} + jQ_{23}^н \cdot X_{23}}{U_{шин.}} = \frac{39 \cdot 2{,}55 + 24{,}1 \cdot 6}{119} = 2{,}05кВ,$$

$$\delta U_{23}^н = \frac{P_{23}^н \cdot X_{23} - jQ_{23}^н \cdot R_{23}}{U_{шин.}} = \frac{39 \cdot 6 - 24{,}1 \cdot 2{,}55}{119} = 1{,}5кВ,$$

$$U_{23} = U_2 - \Delta U_{23}^н - j\delta U_{23}^н = 119 - 2{,}05 - j1{,}5 = 117 - j1{,}5кВ,$$

$$U_3 = \sqrt{117^2 + 1{,}5^2} = 117кВ.$$

3-4 учаскесі:

$$\Delta U_{34}^н = \frac{P_{34}^н \cdot R_{34} + jQ_{34}^н \cdot X_{34}}{U_{шин.}} = \frac{24 \cdot 0{,}38 + 14{,}8 \cdot 1{,}85}{117} = 0{,}3кВ,$$

$$\delta U_{34}^н = \frac{P_{34}^н \cdot X_{34} - jQ_{34}^н \cdot R_{34}}{U_{шин.}} = \frac{24 \cdot 1{,}85 - 14{,}8 \cdot 0{,}38}{117} = 39{,}7кВ,$$

$$U_{34} = U_{шин.} - \Delta U_{34}^н - j\delta U_{34}^н = 117 - 0{,}3 - j39{,}7 = 116{,}7 - j39{,}7кВ,$$

$$U_4 = \sqrt{116{,}7^2 + 39{,}7^2} = 123кВ.$$

1-А участкесі:

$$\Delta U_{1A}^{н} = \frac{P_{1A}^{н} \cdot R_{1A} + jQ_{1A}^{н} \cdot X_{1A}}{U_{шин.}} = \frac{56,07 \cdot 1,32 + 34,76 \cdot 3,8}{121} = 1,7кB,$$

$$\delta U_{1A}^{н} = \frac{P_{1A}^{н} \cdot X_{1A} - jQ_{1A}^{н} \cdot R_{1A}}{U_{шин.}} = \frac{56,07 \cdot 3,8 - 34,76 \cdot 1,32}{121} = 1,4кB,$$

$$U_{1A} = U_{шин.} - \Delta U_{1A}^{н} - j\delta U_{1A}^{н} = 121 - 1,7 - j1,4 = 119,3 - j1,4кB,$$

$$U_{1A} = \sqrt{119,3^2 + 1,4^2} = 119,3кB.$$

1-5 участкесі:

$$\Delta U_{15}^{н} = \frac{P_{15}^{н} \cdot R_{15} + jQ_{15}^{н} \cdot X_{15}}{U_{шин.}} = \frac{26,07 \cdot 6,75 + 16,16 \cdot 10}{119,3} = 2,83кB,$$

$$\delta U_{15}^{н} = \frac{P_{15}^{н} \cdot X_{15} - jQ_{15}^{н} \cdot R_{15}}{U_{шин.}} = \frac{26,07 \cdot 10 - 16,16 \cdot 6,75}{119,3} = 1,3кB,$$

$$U_{15} = U_{шин.} - \Delta U_{15}^{н} - j\delta U_{15}^{н} = 119,3 - 2,83 - j1,3 = 116,5 - j1,3кB,$$

$$U_{4} = \sqrt{116,5^2 + 1,3^2} = 116,5кB.$$

4-5 участкесі:

$$\Delta U_{45}^{н} = \frac{P_{45}^{н} \cdot R_{45} + jQ_{45}^{н} \cdot X_{45}}{U_{шин.}} = \frac{16,07 \cdot 2,3 + 9,96 \cdot 2,15}{116,5} = 0,5кB,$$

$$\delta U_{45}^{н} = \frac{P_{45}^{н} \cdot X_{45} - jQ_{45}^{н} \cdot R_{45}}{U_{шин.}} = \frac{16,07 \cdot 2,15 - 9,96 \cdot 2,3}{116.5} = 0,1кB,$$

$$U_{45} = U_{шин.} - \Delta U_{45}^{н} - j\delta U_{45}^{н} = 116,5 - 0,5 - j0,1 = 116,5 - j0,1кB,$$

$$U_{4} = \sqrt{116,5^2 + 0,1^2} = 116кB.$$

Кернеуі 110кВ-тан асып тұрғандықтан, біз ешқандай электрлік аппараттар таңдамаймыз.

2.5.2 Технико-экономикалық есептеулер

Тенико-экономикалық көрсеткіштерге ең алдымен жобаның арзандылығы, электр энергияны таратудың жоғары сенімділігі және обектінің өзі мен оның кейбір бөліктерінің ұзақ эксплуатациясы, желінің номиналды кернеуінің шамасы, сымға кететін түсті металлдардың шығыны.

Осында АС маркалы сымдардың бағасы және элегаз ажыратқыштарының бағасы келтірілген. Желінің толық құнын және желінің объектілеріне кететін күрделі салымдарын есептейміз.

Желіні жөндеуге және қызмет етуге, амортизацияға кететін толық жылдық шығындарды және желідегі электр энергия шығындарын компенсациялауға кететін шығындарды есептейміз. Сонымен қатар қуаттың максималды шығын уақыты мен электрэнергияның жылдық шығынын есептейміз. Технико-экономикалық көрсеткіш бойынша ең тиімді желіні таңдаймыз.

Төмендегі кестеде әр участікке байланысты сымның бағасы көрсетілген (2.11 кесте)

2.11 кесте - Әр участікке байланысты сымның бағасы:

Участок	Аудан	Тірек түрі	Сым	Бағасы, тг
А-2	II	Болатты бір тізбекті	АС-300/39	8400
2-3	II	Болатты бір тізбекті	АС-185/24	7740
3-4	II	Болатты бір тізбекті	АС-120/19	6840
4-5	II	Болатты бір тізбекті	АС-70/11	7200
5-1	II	Болатты бір тізбекті	АС-120/27	6840
1-А	II	Болатты бір тізбекті	АС-240/56	8400

Алдымен желінің толық құнын есептейміз, ол желінің ұзындығы мен желінің сым бағасы арақатынасы арқылы есептеледі:

$$K_{л1} = \sum K_0 \cdot l, \qquad (2.22)$$

мұндағы $K_{л1}$ - желінің толық құны,

K_0 - желінің құны, тг;

l - желінің ұзындығы, км.

1 – нұсқа: тұйықталған электр беріліс желісі үшін

$$K_{л1} = 84000 + 38700 + 34200 + 36000 + 171000 + 84000 = 447900\,млн.тг,$$

Желіні жөндеуге және қызмет етуге, амортизацияға кететін толық жылдық шығындарды келесідей есептейміз

$$И_л = \frac{\alpha_{ал} + \alpha_{рл} + \alpha_{ол}}{100} \cdot K_л, \qquad (2.23)$$

мұндағы $\alpha_{ал}$=2,4;

$\alpha_{рл}$+$\alpha_{ол}$=0,4.

$$И_л = \frac{(2,4 + 0,4)}{100} \cdot 447900 = 12541,2\,млн.тг/жыл,$$

Желідегі электр энергия шығындарын компенсациялауға кететін шығындарды келесі формула арқылы есептейміз

$$И_{пс} = К_{пс} \cdot \frac{\alpha_{апс} + \alpha_{рпс} + \alpha_{опс}}{100}, \qquad (2.24)$$

мұндағы $\alpha_{апс}$=6,4;

$\alpha_{рпс}$+$\alpha_{опс}$=3.

$$И_{пс} = 236400000 \cdot \frac{6{,}4 + 3}{100} = 22{,}221600 млн.тг / жыл,$$

Қуаттың максималды шығын уақытын келесі формула арқылы есептейміз:

Максималдық жүктеменің жылдық сағаты $T_{\max} = 4000 сағ,$

$\tau = 2405{,}3 тг / жыл,$

Әр участікке байланысты электр энергия шығынын есептейміз:

$$\Delta W = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot r \cdot \tau \qquad (2.25)$$

$$\Delta W_{A-2} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot r \cdot \tau = \frac{59^2 + 36{,}5^2}{110^2} \cdot 1{,}32 \cdot 2405{,}3 = 1263 кВт \cdot сағ$$

$$\Delta W_{2-3} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot r \cdot \tau = \frac{39^2 + 24{,}1^2}{110^2} \cdot 2{,}55 \cdot 2405 = 1065{,}4 кВт \cdot сағ$$

$$\Delta W_{3-4} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot r \cdot \tau = \frac{24^2 + 14{,}8^2}{110^2} \cdot 0{,}38 \cdot 2405{,}3 = 60 кВт \cdot сағ$$

$$\Delta W_{4-5} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot r \cdot \tau = \frac{16{,}07^2 + 9{,}96^2}{110^2} \cdot 2{,}3 \cdot 2405{,}3 = 163{,}4 кВт \cdot сағ$$

$$\Delta W_{5-1} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot r \cdot \tau = \frac{26{,}07^2 + 16{,}16^2}{110^2} \cdot 6{,}75 \cdot 2405{,}3 = 1262{,}4 кВт \cdot сағ$$

$$\Delta W_{1-A} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot r \cdot \tau = \frac{56{,}07^2 + 34{,}76^2}{110^2} \cdot 1{,}32 \cdot 2405{,}3 = 1142 кВт \cdot сағ$$

Электр энергияның жылдық шығынын келесідей формуламен есептейміз:

$$\Delta W = \Delta W_{A-2} + \Delta W_{2-3} + \Delta W_{3-4} + \Delta W_{4-5} + \Delta W_{5-1} + \Delta W_{1-A} = 4956{,}2 кВт / сағ \ ,$$

β=3

$$И_n = \beta \cdot \sum \Delta W_i, \qquad (2.26)$$

$$И_n = 3 \cdot 4956{,}2 = 14869000 млн.тг,$$

$$И = 12541{,}2 + 22{,}221600 + 14869000 = 48{,}5 \text{млн.тг}$$

2 – нұсқа үшін:тұйықталмаған электр беріліс желісі үшін

Төмендегі кестеде әр участікке байланысты сымның бағасы көрсетілген (2.12 кесте)

2.12 кесте - Әр участікке байланысты сымның бағасы:

Участок	Аудан	Тірек түрі	Сым	Бағасы, тг
А-1	II	Болатты екі тізбекті	АС-70/11	14760
А-2	II	Болатты екі тізбекті	АС-70/72	14760
А-3	II	Болатты екі тізбекті	АС-70/11	14760
А-4	II	Болатты екі тізбекті	АС-95/16	14640
А-5	II	Болатты екі тізбекті	АС-70/11	14760

$$K_{л2} = 627300 + 250920 + 376380 + 124440 + 125460 = 1504500 \textit{млн.тг},$$

$$И_л = \frac{(2{,}4 + 0{,}4)}{100} \cdot 1504500 = 42{,}126 \textit{млн.тг / жыл},$$

$$И_{nc} = 236400000 \cdot \frac{6{,}4 + 3}{100} = 22{,}221600 \textit{млн.тг / жыл},$$

1 жылдық келтірілген шығындарды есептейміз

$$З_i = p_н \cdot \sum K + И, \tag{2.27}$$

$$З_1 = 0{,}12 \cdot 683 + 48{,}5 = 130{,}5 \textit{млн.тг}$$

$$З_2 = 0{,}12 \cdot 1740 + 105 = 314 \textit{млн.тг}$$

Қорыта келгенде, технико-экономикалық есептеу жүргізген кезде, тиімдісі 1-ші нұсқа, яғни тұйықталған электр беріліс желісі болады.

2.5.3 Максималды жүктеме кезінде қуатты есептеу

4-5 учаскесі:

$$S_n^к = S_n - jQ_{cn}^к, \tag{2.28}$$

$$S_{4-5}^к = S_А - jQ_{C4-5}^к = 16{,}07 + j9{,}96 - j0{,}15 = 16{,}07 + j9{,}81 МВА,$$

$$\Delta S_n = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_n + X_n), \tag{2.29}$$

$$\Delta S_{45} = \frac{16{,}07^2 + 9{,}81^2}{110^2} \cdot (2{,}3 + j2{,}15) = 0{,}07 + j0{,}06 MBA,$$

$$S_n^{н} = S_n^{к} + \Delta S_n, \tag{2.30}$$

$$S_{45}^{н} = S_{45}^{к} + \Delta S_{45} = 16{,}07 + j9{,}81 + 0{,}07 + j0{,}06 = 16{,}14 + j9{,}87 MBA.$$

5-1учаскесі:

$$S_{51}^{к} = S_2 - jQ_{C51}^{к} = 26{,}21 + j16{,}6 - j0{,}8 = 26{,}21 + j15{,}8 MBA,$$

$$\Delta S_{51} = \frac{26{,}21^2 + 15{,}8^2}{110^2} \cdot (6{,}75 + j10) = 0{,}5 + j0{,}77 MBA,$$

$$S_{51}^{н} = S_{51}^{к} + \Delta S_{51} = 26{,}21 + j15{,}8 + 0{,}5 + j0{,}77 = 26{,}71 + j16{,}6 MBA.$$

1-А учаскесі:

$$S_{1A}^{к} = S_3 - jQ_{C1A}^{к} = 57 + j36{,}43 - j0{,}3 = 57 + j36{,}13 MBA,$$

$$\Delta S_{1A} = \frac{57^2 + 36{,}13^2}{110^2} \cdot (1{,}32 + j3{,}8) = 0{,}5 + j1{,}4 MBA,$$

$$S_{1A}^{н} = S_{1A}^{к} + \Delta S_{1A} = 57 + j36{,}13 + 0{,}5 + j1{,}4 = 57{,}5 + j37{,}53 MBA.$$

3-4 учаскесі:

$$S_{34}^{к} = S_4 - jQ_{C34}^{к} = 24 + j14{,}8 - j0{,}2 = 24 + j14{,}6 MBA,$$

$$\Delta S_{34} = \frac{24^2 + 14{,}6^2}{110^2} \cdot (0{,}38 + j1{,}85) = 0{,}03 + j0{,}1 MBA,$$

$$S_{34}^{н} = S_{34}^{к} + \Delta S_{34} = 24 + j14{,}6 + 0{,}03 + j0{,}1 = 24{,}03 + j14{,}7 MBA.$$

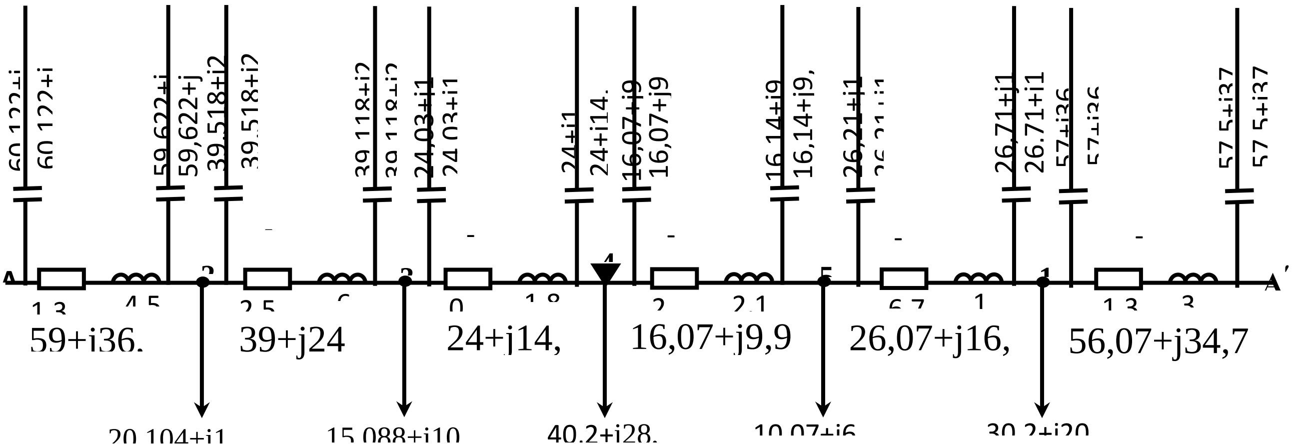
2-3 учаскесі:

$$S_{23}^{к} = S_5 - jQ_{C23}^{к} = 39{,}118 + j24{,}65 - j0{,}5 = 39{,}118 + j24{,}15 MBA,$$

$$\Delta S_{23} = \frac{39{,}118^2 + 24{,}15^2}{110^2} \cdot (2{,}55 + j6) = 0{,}4 + j1 MBA,$$

$$S_{23}^{н} = S_{23}^{к} + \Delta S_{23} = 39{,}118 + j24{,}15 + 0{,}4 + j1 = 39{,}518 + j25{,}15 MBA.$$

Төменде электр беріліс желісінің максималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемасы көрсетілген (2.9-сурет)



2.9 сурет - Электр беріліс желісінің максималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемасы

2.5.4 Минималды жүктеме кезінде қуатты есептеу

Тұтынушылардың минималды жүктеме режимі кезінде электрлік есептеу

Сымдардың қимасын электрлік есептеуі тұтынушылардың максималды жүктелу кезінде алынды. Бірақ, тәулік бойы тұтынушылардың жүктемесі өзгерген сайын, онда минималды жүктеме кезіндегі есептеуді жүргізу керек. Осы режимде жеке желілер өзінің жүктемесін азайтса, басқалары көтеруі мүмкін. Осы жағдай сымдардың қызуына алып келеді. Кернеудің деңгейі мен шығыны өзгереді, барлық желілерде мен трансформаторларда қуат шығыны өзгереді. Сымдардың қызуын бақылау мақсатымен және минималды жүктеме кезінде кернеу деңгейін анықтау үшін қосымша есептеулер жүргізіледі. Есептеу методикасы сол қалпында қала береді. Айырмашылығы тек қана бізге белгілі трансформаторлар мен сымдардың қимасының мәлім болуы, сондықтан минималды режимді есептеу кезінде трансформаторлардың орамдарының қуат шығындары қайта есептелінеді, желінің кедергісі арқылы аған таратуды есептейміз, кернеудің деңгейі мен шығыны және қуат шығыны есептелінеді. Есептеулерден кейін кернеу деңгейін анализдейміз.

4-5 учаскесі:

$$S_n^к = S_n - jQ_{cn}^к, \tag{2.31}$$

$$S_{4-5}^к = S_A - jQ_{C4-5}^к = 6{,}5 + j4{,}5 - j0{,}15 = 6{,}5 + j4{,}35МВА,$$

$$\Delta S_n = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_n + X_n), \tag{2.32}$$

$$\Delta S_{45} = \frac{6{,}5^2 + 4{,}35^2}{110^2} \cdot (2{,}3 + j2{,}15) = 0{,}012 + j0{,}01МВА,$$

$$S_n^н = S_n^к + \Delta S_n, \tag{2.33}$$

$$S_{45}^н = S_{45}^к + \Delta S_{45} = 6{,}5 + j4{,}35 + 0{,}012 + j0{,}01 = 6{,}512 + j4{,}36МВА.$$

5-1учаскесі:

$$S_{51}^к = S_2 - jQ_{C51}^к = 10{,}55 + j6{,}95 - j0{,}8 = 10{,}55 + j6{,}15МВА,$$

$$\Delta S_{51} = \frac{10{,}55^2 + 6{,}15^2}{110^2} \cdot (6{,}75 + j10) = 0{,}08 + j0{,}1МВА,$$

$$S_{51}^н = S_{51}^к + \Delta S_{51} = 10{,}55 + j6{,}15 + 0{,}08 + j0{,}1 = 10{,}63 + j6{,}25МВА.$$

1-А учаскесі:

$$S_{1A}^к = S_3 - jQ_{C1A}^к = 22{,}704 + j13{,}51 - j0{,}3 = 22{,}704 + j13{,}21МВА,$$

$$\Delta S_{1A} = \frac{22{,}704^2 + 13{,}51^2}{110^2} \cdot (1{,}32 + j3{,}8) = 0{,}07 + j0{,}2МВА,$$

$$S_{1A}^{н} = S_{1A}^{к} + \Delta S_{1A} = 22,704 + j13,51 + 0,07 + j0,2 = 22,8 + j13,41 MBA.$$

3-4 учаскесі:

$$S_{34}^{к} = S_4 - jQ_{C34}^{к} = 9,61 + j6,6 - j0,2 = 9,61 + j6,4 MBA,$$

$$\Delta S_{34} = \frac{9,61^2 + 6,4^2}{110^2} \cdot (0,38 + j1,85) = 0,004 + j0,02 MBA,$$

$$S_{34}^{н} = S_{34}^{к} + \Delta S_{34} = 9,61 + j6,4 + 0,004 + j0,02 = 9,614 + j6,42 MBA.$$

2-3 учаскесі:

$$S_{23}^{к} = S_5 - jQ_{C23}^{к} = 15,7 + j10,3 - j0,5 = 15,7 + j9,8 MBA,$$

$$\Delta S_{23} = \frac{15,7^2 + 9,8^2}{110^2} \cdot (2,55 + j6) = 0,07 + j0,12 MBA,$$

$$S_{23}^{н} = S_{23}^{к} + \Delta S_{23} = 15,7 + j9,8 + 0,07 + j0,12 = 15,77 + j9,92 MBA.$$

А-2 учаскесі:

$$S_{A2}^{к} = S_6 - jQ_{CA2}^{к} = 24 + j14,7 - j0,3 = 24 + j14,7 MBA,$$

$$\Delta S_{A2} = \frac{24^2 + 14,7^2}{110^2} \cdot (1,32 + j4,5) = 0,09 + j0,3 MBA,$$

$$S_{A2}^{н} = S_{A2}^{к} + \Delta S_{A2} = 24 + j14,7 + 0,09 + j0,3 = 24,09 + j15 MBA.$$

Минималды режим кезінде желінің бойлық және көлденең шығындарын есептеу

$$U_{\max} = 110 кB,$$

Желінің бойлық шығынын келесі формула арқылы анықтаймыз:

$$\Delta U_i^{н} = \frac{P_i^{н} \cdot R_i + jQ_i^{н} \cdot X_i}{U_{шин.}}, \qquad (2.34)$$

мұндағы $U_{шин}$ – шинадан шығатын кернеу.

Желінің көлденең шығынын келесі формула арқылы табады:

$$\delta U_i^{н} = \frac{P_i^{н} \cdot X_i - jQ_i^{н} \cdot R_i}{U_{шин.}}, \qquad (2.35)$$

$$U_i = U_i - \Delta U_i^{н} - j\delta U_i^{н}. \tag{2.36}$$

А-2 учаскесі:

$$\Delta U_{A2}^{н} = \frac{P_{A2}^{н} \cdot R_{A2} + jQ_{A2}^{н} \cdot X_{A2}}{U_{шин.}} = \frac{23{,}7 \cdot 1{,}32 + 16{,}15 \cdot 4{,}5}{110} = 0{,}9кВ,$$

$$\delta U_{A2}^{н} = \frac{P_{A2}^{н} \cdot X_{A2} - jQ_{A2}^{н} \cdot R_{A2}}{U_{шин.}} = \frac{23{,}7 \cdot 4{,}5 - 16{,}15 \cdot 1{,}32}{110} = 0{,}8кВ,$$

$$U_{A2} = U_{шин.} - \Delta U_{A2}^{н} - j\delta U_{A2}^{н} = 110 - 0{,}9 - j0{,}8 = 109{,}1 - j0{,}8кВ,$$

$$U_2 = \sqrt{109{,}1^2 + 0{,}8^2} = 109{,}1кВ.$$

2-3 учаскесі:

$$\Delta U_{23}^{н} = \frac{P_{23}^{н} \cdot R_{23} + jQ_{23}^{н} \cdot X_{23}}{U_{шин.}} = \frac{15{,}66 \cdot 2{,}55 + 10{,}65 \cdot 6}{109{,}1} = 0{,}9кВ,$$

$$\delta U_{23}^{н} = \frac{P_{23}^{н} \cdot X_{23} - jQ_{23}^{н} \cdot R_{23}}{U_{шин.}} = \frac{15{,}66 \cdot 6 - 10{,}65 \cdot 2{,}55}{109{,}1} = 0{,}6кВ,$$

$$U_{23} = U_2 - \Delta U_{23}^{н} - j\delta U_{23}^{н} = 109{,}1 - 0{,}9 - j0{,}6 = 108{,}2 - j0{,}6кВ,$$

$$U_3 = \sqrt{108{,}2^2 + 0{,}6^2} = 108{,}2кВ.$$

3-4 учаскесі:

$$\Delta U_{34}^{н} = \frac{P_{34}^{н} \cdot R_{34} + jQ_{34}^{н} \cdot X_{34}}{U_{шин.}} = \frac{9{,}61 \cdot 0{,}38 + 6{,}6 \cdot 1{,}85}{108{,}2} = 0{,}15кВ,$$

$$\delta U_{34}^{н} = \frac{P_{34}^{н} \cdot X_{34} - jQ_{34}^{н} \cdot R_{34}}{U_{шин.}} = \frac{9{,}61 \cdot 1{,}85 - 6{,}6 \cdot 0{,}38}{108{,}2} = 0{,}14кВ,$$

$$U_{34} = U_{шин.} - \Delta U_{34}^{н} - j\delta U_{34}^{н} = 108{,}2 - 0{,}15 - j0{,}14 = 108{,}05 - j0{,}14кВ,$$

$$U_4 = \sqrt{108{,}05^2 + 0{,}14^2} = 108кВ.$$

1-А учаскесі:

$$\Delta U_{1A}^{н} = \frac{P_{1A}^{н} \cdot R_{1A} + jQ_{1A}^{н} \cdot X_{1A}}{U_{шин.}} = \frac{22{,}6 \cdot 1{,}32 + 15{,}25 \cdot 3{,}8}{110} = 0{,}8кВ,$$

$$\delta U_{1A}^{н} = \frac{P_{1A}^{н} \cdot X_{1A} - jQ_{1A}^{н} \cdot R_{1A}}{U_{шин.}} = \frac{22{,}6 \cdot 3{,}8 - 15{,}25 \cdot 1{,}32}{110} = 0{,}6кВ,$$

$$U_{1A} = U_{шин.} - \Delta U_{1A}^{н} - j\delta U_{1A}^{н} = 110 - 0{,}8 - j0{,}6 = 109{,}2 - j0{,}6кВ,$$

$$U_{1A} = \sqrt{109{,}2^2 + 0{,}6^2} = 109{,}2кВ.$$

1-5 учаскесі:

$$\Delta U_{15}^{н} = \frac{P_{15}^{н} \cdot R_{15} + jQ_{15}^{н} \cdot X_{15}}{U_{шин.}} = \frac{10{,}53 \cdot 6{,}75 + 7{,}2 \cdot 10}{109{,}2} = 1{,}3кВ,$$

$$\delta U_{15}^{н} = \frac{P_{15}^{н} \cdot X_{15} - jQ_{15}^{н} \cdot R_{15}}{U_{шин.}} = \frac{10{,}53 \cdot 10 - 7{,}2 \cdot 6{,}75}{109{,}2} = 0{,}52кВ,$$

$$U_{15} = U_{шин.} - \Delta U_{15}^{н} - j\delta U_{15}^{н} = 109{,}2 - 1{,}3 - j0{,}52 = 107{,}9 - j0{,}52кВ,$$

$$U_{4} = \sqrt{107{,}9^2 + 0{,}52^2} = 108кВ.$$

4-5 учаскесі:

$$\Delta U_{45}^{н} = \frac{P_{45}^{н} \cdot R_{45} + jQ_{45}^{н} \cdot X_{45}}{U_{шин.}} = \frac{6{,}5 \cdot 2{,}3 + 4{,}5 \cdot 2{,}15}{108} = 0{,}23кВ,$$

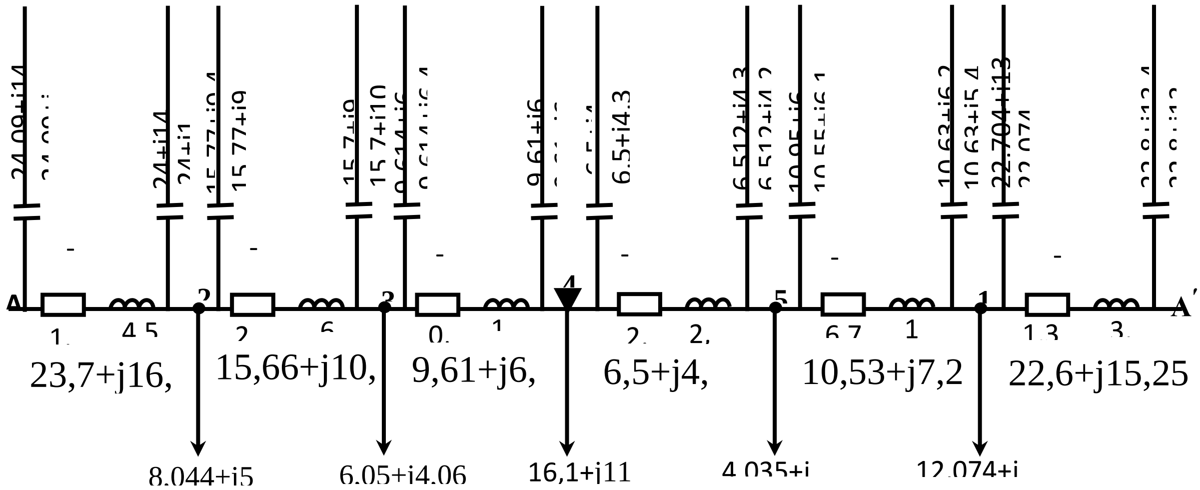
$$\delta U_{45}^{н} = \frac{P_{45}^{н} \cdot X_{45} - jQ_{45}^{н} \cdot R_{45}}{U_{шин.}} = \frac{6{,}5 \cdot 2{,}15 - 4{,}5 \cdot 2{,}3}{108} = 0{,}03кВ,$$

$$U_{45} = U_{шин.} - \Delta U_{45}^{н} - j\delta U_{45}^{н} = 108 - 0{,}23 - j0{,}03 = 107{,}77 - j0{,}03кВ,$$

$$U_{4} = \sqrt{107{,}77^2 + 0{,}03^2} = 107{,}8кВ.$$

Кернеуі 110кВ-тан асып тұрмағандықтан, біз электрлік аппараттар таңдаймыз.

Төменде электр беріліс желісінің минималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемасы көрсетілген (2.10-сурет)



2.10 сурет - Электр беріліс желісінің минималды жүктеме кезіндегі алмастыру сұлбасы

2.5.5 Қосалқы станцияның минималды режимін есептеу

$$P_1 = \frac{8{,}044\cdot(60)+6{,}05\cdot(45)+16{,}1(40)+4{,}035\cdot(35)+12{,}074(10)}{70} = 23{,}7MBm,$$

$$Q_1 = \frac{5{,}5\cdot(60)+4{,}06\cdot(45)+11{,}03\cdot(40)+2{,}74\cdot(35)+8{,}06\cdot(10)}{70} = 16{,}15MBA,$$

$$P_1^{'} = \frac{12{,}074\cdot(60)+4{,}035(35)+16{,}1\cdot(30)+6{,}05\cdot(25)+8{,}044(10)}{70} = 22{,}6MBm,$$

$$Q_1^{'} = \frac{8{,}06\cdot(60)+2{,}74\cdot(35)+11{,}03\cdot(30)+4{,}06\cdot(25)+5{,}5\cdot(10)}{70} = 15{,}25MBm.$$

Тексеру:46,3 = 46,03 МВТ
31,4=31,4МВА

№1 қосалқы станциясы

$P_{\min} = 40\%,$

$$P + jQ = 0{,}4(30 + j18{,}6) = 12 + j7{,}44MBA,$$

$$\Delta P_{mpn} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2}\cdot r_{mpn} = \frac{12^2 + 7{,}44^2}{110^2}\cdot\frac{2{,}54}{2} = 0{,}02MBm$$

$$\Delta Q_{mpn} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2}\cdot r_{mpn} = \frac{12^2 + 7{,}44^2}{110^2}\cdot\frac{33{,}3}{2} = 0{,}27MBm$$

$$S_{есеп} = (P + \Delta P) + j(Q + \Delta Q) = (12{,}02 + 0{,}054) + j(7{,}71 + 0{,}35) =$$
$$= 12{,}074 + j8{,}06MBA.$$

Төменде 40% жүктемені төмендеткен кездегі ТРДН25000/110 екі орамды трансформаторының аластыру схемасы көрсетілген (2.11-сурет)

№ 2 қосалқы станциясы

$P_{\min} = 40\%,$

$$P + jQ = 0{,}4(20 + j12{,}4) = 8 + j5MBA,$$

$$\Delta P_{mpn} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2}\cdot r_{mpn} = \frac{8^2 + 5^2}{110^2}\cdot\frac{2{,}54}{2} = 0{,}01MBm$$

$$\Delta Q_{mpn} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2}\cdot r_{mpn} = \frac{8^2 + 5^2}{110^2}\cdot\frac{33}{2} = 0{,}13MBm$$

$$S_{есеп} = (P + \Delta P) + j(Q + \Delta Q) = (8{,}01 + 0{,}054) + j(5{,}13 + 0{,}35) =$$
$$= 8{,}044 + j5{,}5MBA.$$

Төменде 40% жүктемені төмендеткен кездегі ТРДН25000/110 екі орамды

№3 қосалқы станциясы

$$P_{\min} = 40\%,$$

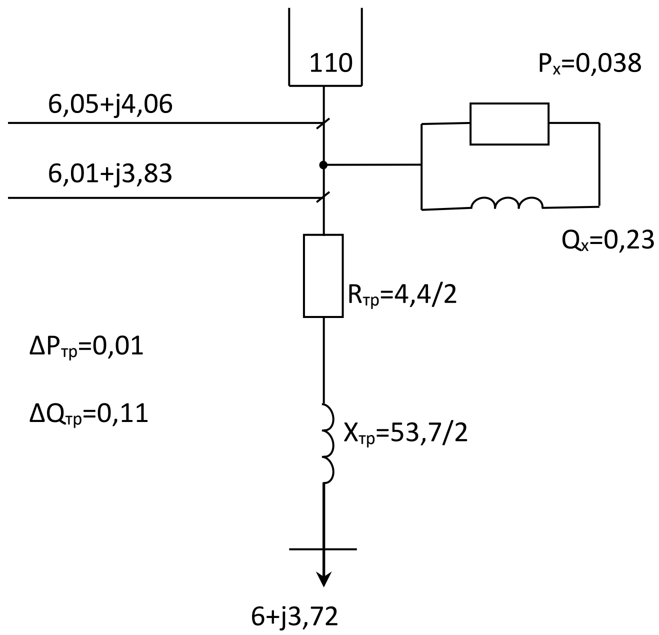
$$P + jQ = 0{,}4(15 + j9{,}3) = 6 + j3{,}72 MBA,$$

$$\Delta P_{трп} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{трп} = \frac{6^2 + 3{,}72^2}{110^2} \cdot \frac{4{,}4}{2} = 0{,}01 MBт$$

$$\Delta Q_{трп} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{трп} = \frac{6^2 + 3{,}72^2}{110^2} \cdot \frac{53{,}7}{2} = 0{,}11 MBт$$

$$S_{есеп} = (P + \Delta P) + j(Q + \Delta Q) = (6{,}01 + 0{,}038) + j(3{,}83 + 0{,}23) =$$
$$= 6{,}05 + j4{,}06 MBA.$$

Төменде 40% жүктемені төмендеткен кездегі ТРДН16000/110 екі орамды трансформаторының аластыру схемасы көрсетілген (2.13-сурет)



2.13 сурет - Екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы

№4 қосалқы станциясы

$$P_{\min} = 40\%,$$

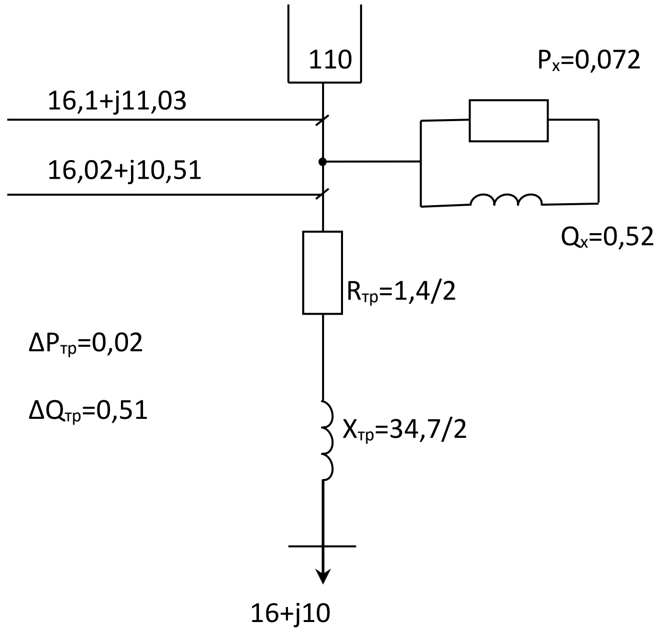
$$P + jQ = 0{,}4(40 + j24{,}8) = 16 + j10 MBA,$$

$$\Delta P_{трп} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{трп} = \frac{16^2 + 10^2}{110^2} \cdot \frac{1{,}4}{2} = 0{,}02 MBт$$

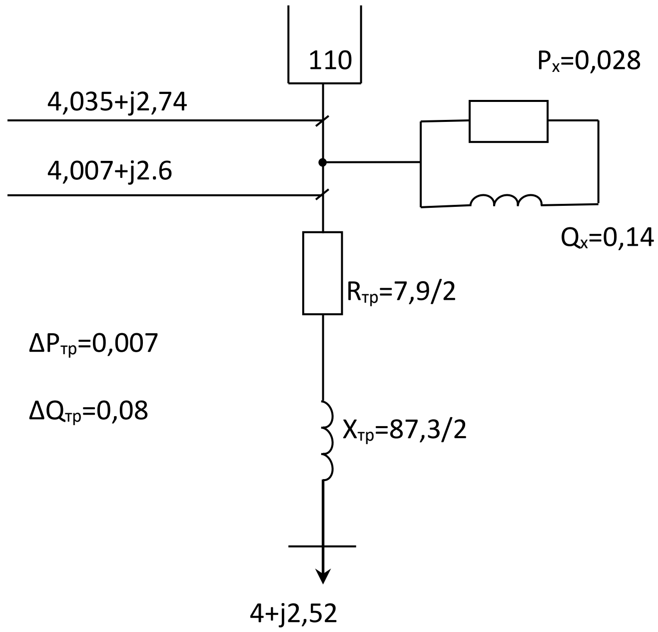
$$\Delta Q_{трп} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{трп} = \frac{16^2 + 10^2}{110^2} \cdot \frac{34{,}7}{2} = 0{,}51 MBт$$

$$S_{есеп} = (P + \Delta P) + j(Q + \Delta Q) = (16{,}02 + 0{,}072) + j(10{,}51 + 0{,}52) =$$
$$= 16{,}1 + j11{,}03 MBA.$$

Төменде 40% жүктемені төмендеткен кездегі ТРДН40000/110 екі орамды трансформаторының аластыру схемасы көрсетілген.(2.14-сурет)



2.14 сурет - Екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы



2.15 сурет - Екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы

№5 қосалқы станциясы

$P_{\min} = 40\%,$

$$P + jQ = 0{,}4(10 + j6{,}3) = 4 + j2{,}52 MBA,$$

$$\Delta P_{трп} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{трп} = \frac{4^2 + 2{,}52^2}{110^2} \cdot \frac{7{,}9}{2} = 0{,}007 МВт$$

$$\Delta Q_{трп} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{трп} = \frac{4^2 + 2{,}52^2}{110^2} \cdot \frac{87{,}3}{2} = 0{,}08 МВт$$

$$S_{есеп} = (P + \Delta P) + j(Q + \Delta Q) = (4{,}007 + 0{,}028) + j(2{,}6 + 0{,}14) =$$
$$= 4{,}035 + j2{,}74 МВА.$$

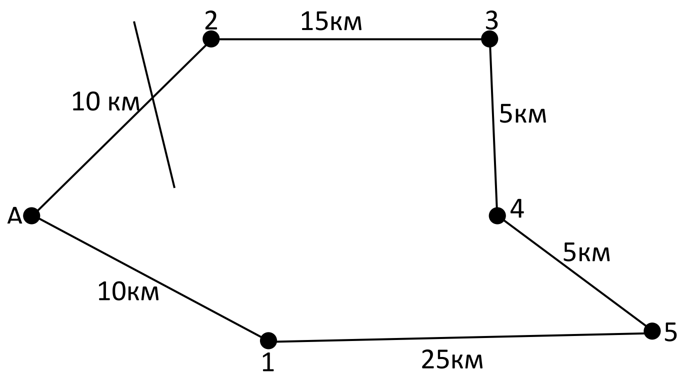
Төменде 40% жүктемені төмендеткен кездегі ТРДН10000/110 екі орамды трансформаторының аластыру схемасы көрсетілген (2.15-сурет)

2.5.6 Апаттық режим кезінде қуатты есептеу

Апаттық режимде тораптың кандай да бір аймағы ажыратылған кезде мысалы А-2, онда бұл аймақ сөндіріледі және жүктемелер бір жақтан қорек алады, яғни торап тұйықталмағанға айналады және екі оқшаулау сұлбасы секілді жұмыс істейді: *A* және *2*. Бұл кезде қуат шығыны және кернеудің максималды шығыны үлкееді. Ең нашар жағдай болып *A* немесе *2* негізгі аймақтардың сөнуі саналады. Бұндай алатын режимдер үшін кернеу шығынын, қуат шығынын анықтауды және қыздыруға тексеруді өткізу керек.

Учаскі А-2 аралығында апаттық жағдай туғызамыз. Оны желіден үземіз, содан кейін есептеулер жүргіземіз.

Төмендегі суретте апаттық режим кезіндегі электр беріліс желісінің схемасы көрсетілген (2.16-сурет)



2.16 сурет - Апаттық режим кезіндегі желінің схемасы

Апаттық режим кезінде әр участокка байланысты қуаттарды есептеу:

4-5 учаскесі:

$$S_n^к = S_n - jQ_{сп}^к, \tag{2.37}$$

$$S_{4-5}^к = S_A - jQ_{C4-5}^к = 75{,}4 + j52 - j0{,}15 = 75{,}4 + j51{,}85 МВА,$$

$$\Delta S_n = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_n + X_n), \tag{2.38}$$

$$\Delta S_{45} = \frac{75{,}4^2 + 51{,}85^2}{110^2} \cdot (2{,}3 + j2{,}15) = 1{,}6 + j1{,}5 MBA,$$

$$S_n^н = S_n^к + \Delta S_n, \tag{2.39}$$

$$S_{45}^н = S_{45}^к + \Delta S_{45} = 75{,}4 + j51{,}85 + 1{,}6 + j1{,}5 = 77 + j53{,}35 MBA.$$

5-1учаскесі:

$$S_{51}^к = S_2 - jQ_{C51}^к = 87{,}07 + j60{,}1 - j0{,}8 = 87{,}07 + j59{,}5 MBA,$$

$$\Delta S_{51} = \frac{87{,}07^2 + 59{,}5^2}{110^2} \cdot (6{,}75 + j10) = 6{,}2 + j9{,}2 MBA,$$

$$S_{51}^н = S_{51}^к + \Delta S_{51} = 87{,}07 + j59{,}5 + 6{,}2 + j9{,}2 = 93{,}3 + j68{,}7 MBA.$$

1-А учаскесі:

$$S_{1A}^к = S_3 - jQ_{C1A}^к = 123{,}5 + j88{,}45 - j0{,}3 = 123{,}5 + j88{,}15 MBA,$$

$$\Delta S_{1A} = \frac{123{,}5^2 + 88{,}15^2}{110^2} \cdot (1{,}32 + j3{,}8) = 2{,}5 + j7{,}2 MBA,$$

$$S_{1A}^н = S_{1A}^к + \Delta S_{1A} = 123{,}5 + j88{,}15 + 2{,}5 + j7{,}2 = 126 + j95{,}35 MBA.$$

3-4 учаскесі:

$$S_{34}^к = S_4 - jQ_{C34}^к = 35{,}2 + j23{,}6 - j0{,}2 = 35{,}2 + j23{,}4 MBA,$$

$$\Delta S_{34} = \frac{35{,}2^2 + 23{,}4^2}{110^2} \cdot (0{,}38 + j1{,}85) = 0{,}06 + j0{,}3 MBA,$$

$$S_{34}^н = S_{34}^к + \Delta S_{34} = 35{,}2 + j23{,}4 + 0{,}06 + j0{,}3 = 35{,}3 + j23{,}7 MBA.$$

2-3 учаскесі:

$$S_{23}^к = S_5 - jQ_{C23}^к = 50{,}4 + j33{,}65 - j0{,}5 = 50{,}4 + j33{,}15 MBA,$$

$$\Delta S_{23} = \frac{50{,}4^2 + 33{,}15^2}{110^2} \cdot (2{,}55 + j6) = 0{,}77 + j1{,}8 MBA,$$

$$S_{23}^н = S_{23}^к + \Delta S_{23} = 50{,}4 + j33{,}15 + 0{,}77 + j1{,}8 = 51{,}17 + j35 MBA.$$

Апаттық режим кезінде желінің бойлық және көлденең шығындарын есептеу

2-3 учаскесі

$U_{\max} = 110 кВ,$

Желінің бойлық шығынын елесі формула арқылы анықтаймыз:

$$\Delta U_i^н = \frac{P_i^н \cdot R_i + jQ_i^н \cdot X_i}{U_{шин.}}, \tag{2.40}$$

мұндағы $U_{шин}$ – шинадан шығатын кернеу.

Желінің көлденең шығынын келесі формула арқылы табады:

$$\delta U_i^н = \frac{P_i^н \cdot X_i - jQ_i^н \cdot R_i}{U_{шин.}}, \tag{2.41}$$

$$U_i = U_i - \Delta U_i^н - j\delta U_i^н. \tag{2.42}$$

2-3 учаскесі:

$$\Delta U_{23}^н = \frac{P_{23}^н \cdot R_{23} + jQ_{23}^н \cdot X_{23}}{U_{шин.}} = \frac{20{,}104 \cdot 2{,}55 + 13{,}45 \cdot 6}{121} = 1{,}1 кВ,$$

$$\delta U_{23}^н = \frac{P_{23}^н \cdot X_{23} - jQ_{23}^н \cdot R_{23}}{U_{шин.}} = \frac{20{,}104 \cdot 6 - 13{,}45 \cdot 2{,}55}{121} = 0{,}7 кВ,$$

$$U_{23} = U_{шин.} - \Delta U_{23}^н - j\delta U_{23}^н = 121 - 1{,}1 - j0{,}7 = 119{,}9 - j0{,}7 кВ,$$

$$U_2 = \sqrt{119{,}9^2 + 0{,}7^2} = 119{,}9 кВ.$$

3-4 учаскесі:

$$\Delta U_{34}^н = \frac{P_{34}^н \cdot R_{34} + jQ_{34}^н \cdot X_{34}}{U_{шин.}} = \frac{35{,}2 \cdot 0{,}38 + 23{,}6 \cdot 1{,}85}{119{,}9} = 0{,}5 кВ,$$

$$\delta U_{34}^н = \frac{P_{34}^н \cdot X_{34} - jQ_{34}^н \cdot R_{34}}{U_{шин.}} = \frac{35{,}2 \cdot 1.85 - 23{,}6 \cdot 0{,}38}{119{,}9} = 0{,}47 кВ,$$

$$U_{34} = U_{34} - \Delta U_{34}^н - j\delta U_{34}^н = 119{,}9 - 0{,}5 - j0{,}47 = 119{,}4 - j0{,}47 кВ,$$

$$U_{34} = \sqrt{119{,}4^2 + 0{,}47^2} = 119{,}4 кВ.$$

1-А учаскесі:

$$\Delta U_{1A}^н = \frac{P_{1A}^н \cdot R_{1A} + jQ_{1A}^н \cdot X_{1A}}{U_{шин.}} = \frac{115{,}7 \cdot 1{,}32 + 79{,}55 \cdot 3{,}8}{119{,}4} = 3{,}8 кВ,$$

$$\delta U_{1A}^{н} = \frac{P_{1A}^{н} \cdot X_{1A} - jQ_{1A}^{н} \cdot R_{1A}}{U_{шин.}} = \frac{115{,}7 \cdot 3{,}8 - 79{,}55 \cdot 1{,}32}{119{,}4} = 2{,}8кВ,$$

$$U_{1A} = U_{шин.} - \Delta U_{1A}^{н} - j\delta U_{1A}^{н} = 119{,}4 - 3{,}8 - j2{,}8 = 115{,}6 - j2{,}8кВ,$$

$$U_{4} = \sqrt{115{,}6^2 + 2{,}8^2} = 115{,}6кВ.$$

5-1 учаскесі:

$$\Delta U_{51}^{н} = \frac{P_{51}^{н} \cdot R_{51} + jQ_{51}^{н} \cdot X_{51}}{U_{шин.}} = \frac{85{,}5 \cdot 6{,}75 + 59 \cdot 10}{115{,}6} = 10{,}1кВ,$$

$$\delta U_{51}^{н} = \frac{P_{51}^{н} \cdot X_{51} - jQ_{51}^{н} \cdot R_{51}}{U_{шин.}} = \frac{85{,}5 \cdot 10 - 59 \cdot 6{,}75}{115{,}6} = 4кВ,$$

$$U_{51} = U_{шин.} - \Delta U_{51}^{н} - j\delta U_{51}^{н} = 115{,}6 - 10{,}1 - j4 = 105{,}5 - j4кВ,$$

$$U_{51} = \sqrt{105{,}5^2 + 4^2} = 105{,}6кВ.$$

4-5 учаскесі:

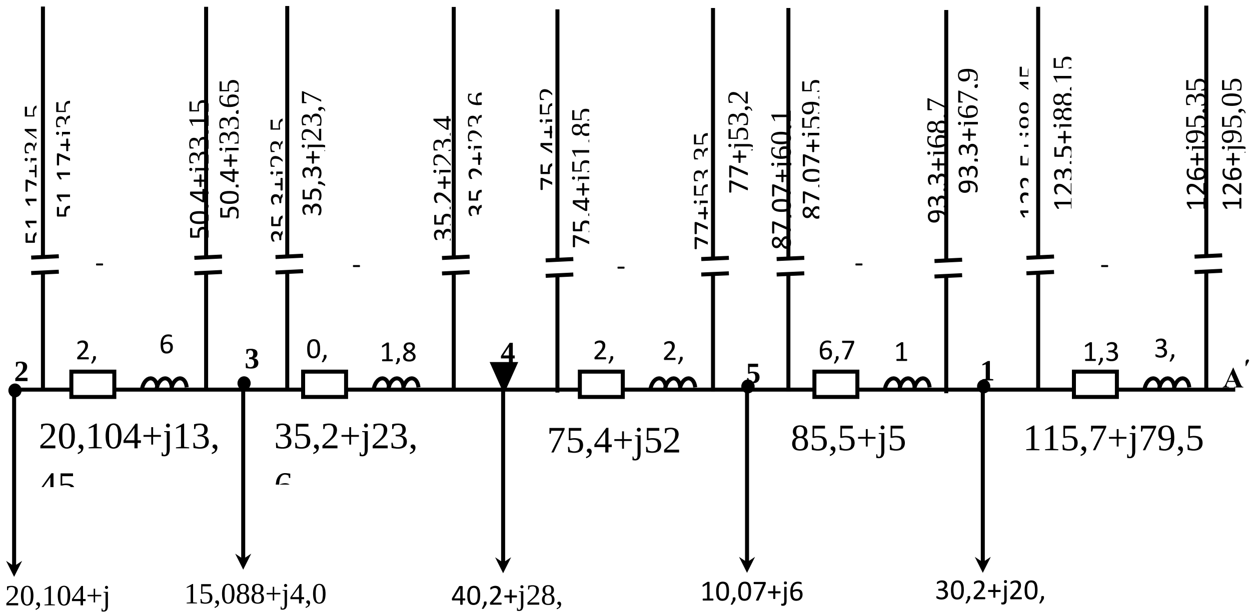
$$\Delta U_{45}^{н} = \frac{P_{45}^{н} \cdot R_{45} + jQ_{45}^{н} \cdot X_{45}}{U_{шин.}} = \frac{75{,}4 \cdot 2{,}3 + 52 \cdot 2{,}15}{105{,}6} = 2{,}7кВ,$$

$$\delta U_{45}^{н} = \frac{P_{45}^{н} \cdot X_{45} - jQ_{45}^{н} \cdot R_{45}}{U_{шин.}} = \frac{75{,}4 \cdot 2{,}15 - 75{,}4 \cdot 2{,}3}{105{,}6} = 0{,}4кВ,$$

$$U_{45} = U_{шин.} - \Delta U_{45}^{н} - j\delta U_{45}^{н} = 105{,}6 - 2{,}7 - j0{,}4 = 102{,}9 - j0{,}4кВ,$$

$$U_{45} = \sqrt{102{,}9^2 + 0{,}4^2} = 102{,}9кВ.$$

Төменде электр беріліс желісінің апаттық режим кезіндегі алмастыру схемасы көрсетілген.(2.17-сурет)



2.17 сурет - Электр беріліс желісінің апаттық режим кезіндегі алмастыру схемасы

2.5.7 Кернеуді реттеу жабдықтарын таңдау

Максимал жүктеме кезінде керекті кернеу номиналды кернеуден 5 % жоғары болу керек. Мысалы $U_ж$ = 6,5 кВ делік. Шынайы кернеу төмен, сол үшін біз кернеуді көтеру үшін қажетті жабдықтыр қолданамыз. Бұл жағдайда жүктеме кезіндегі кернеуді реттеуді қолданамыз (РПН).

Минималды режим үшін:

$$U_{A-2} = U \cdot \frac{U_{нн}}{\mathrm{U}_{\mathrm{ВН}}} = 109{,}1 \cdot \frac{6{,}5}{121} = 5{,}8кВ,$$

121: 1/118,85; 2/116,7; 3/114,55; 4/112,4; 5/110,25; 6/108,1; 7/105,95; 8/103,8;9/101,65

$$U_{отв} = U_1 \cdot \frac{U_{НН}}{U_ж} = 109{,}1 \cdot \frac{6{,}5}{6{,}8} = 101{,}07кВ,$$

$$U = U \cdot \frac{U_{\mathrm{НН}}}{\mathrm{U}_{\mathrm{ВН}}} = 109{,}1 \cdot \frac{6{,}5}{101{,}65} = 6{,}9кВ,$$

$$U_{2-3} = U \cdot \frac{U_{нн}}{\mathrm{U}_{\mathrm{ВН}}} = 108{,}2 \cdot \frac{6{,}5}{121} = 5{,}8кВ,$$

121: 1/118,85; 2/116,7; 3/114,55; 4/112,4; 5/110,25; 6/108,1; 7/105,95; 8/103,8;9/101,65

$$U_{отв} = U_1 \cdot \frac{U_{НН}}{U_ж} = 108{,}2 \cdot \frac{6{,}5}{6{,}8} = 103{,}42кВ,$$

$$U = U \cdot \frac{U_{\mathrm{НН}}}{\mathrm{U}_{\mathrm{ВН}}} = 108{,}2 \cdot \frac{6{,}5}{103{,}8} = 6{,}7кВ,$$

$$U_{3-4} = U \cdot \frac{U_{нн}}{\mathrm{U}_{\mathrm{ВН}}} = 108 \cdot \frac{6{,}5}{121} = 5{,}8кВ,$$

121: 1/117,97; 2/114,95;

$$U_{отв} = U_1 \cdot \frac{U_{НН}}{U_ж} = 108 \cdot \frac{6{,}5}{6{,}7} = 104{,}7кВ,$$

$$U = U \cdot \frac{U_{\mathrm{НН}}}{\mathrm{U}_{\mathrm{ВН}}} = 108 \cdot \frac{6{,}5}{114{,}95} = 6{,}6кВ,$$

$$U_{1-A} = U \cdot \frac{U_{\text{нн}}}{\text{U}_{\text{ВН}}} = 109{,}2 \cdot \frac{6{,}5}{121} = 5{,}82\kappa B,$$

121: 1/118,85; 2/116,7; 3/114,55; 4/112,4; 5/110,25; 6/108,1; 7/105,95; 8/103,8;9/101,65

$$U_{отв} = U_1 \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ж}} = 109{,}2 \cdot \frac{6{,}5}{6{,}7} = 105{,}94\kappa B,$$

$$U = U \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{\text{U}_{\text{ВН}}} = 109{,}2 \cdot \frac{6{,}5}{105{,}95} = 6{,}6\kappa B,$$

$$U_{1-5} = U \cdot \frac{U_{\text{нн}}}{\text{U}_{\text{ВН}}} = 108 \cdot \frac{6{,}5}{121} = 5{,}8\kappa B,$$

121: 1/118,85; 2/116,7; 3/114,55; 4/112,4; 5/110,25; 6/108,1; 7/105,95; 8/103,8;9/101,65

$$U_{отв} = U_1 \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ж}} = 108 \cdot \frac{6{,}5}{6{,}7} = 104{,}7\kappa B,$$

$$U = U \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{\text{U}_{\text{ВН}}} = 108 \cdot \frac{6{,}5}{105{,}95} = 6{,}6\kappa B,$$

$$U_{4-5} = U \cdot \frac{U_{\text{нн}}}{\text{U}_{\text{ВН}}} = 107{,}8 \cdot \frac{6{,}5}{121} = 5{,}79\kappa B,$$

121: 1/118,85; 2/116,7; 3/114,55; 4/112,4; 5/110,25; 6/108,1; 7/105,95; 8/103,8;9/101,65

$$U_{отв} = U_1 \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ж}} = 107{,}8 \cdot \frac{6{,}5}{6{,}7} = 104{,}5\kappa B,$$

$$U = U \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{\text{U}_{\text{ВН}}} = 107{,}8 \cdot \frac{6{,}5}{105{,}95} = 6{,}6\kappa B,$$

Апаттан кейінгі режим үшін:

$$U_{5-1} = U \cdot \frac{U_{\text{нн}}}{\text{U}_{\text{ВН}}} = 105{,}6 \cdot \frac{6{,}5}{121} = 5{,}67\kappa B,$$

121: 1/118,85; 2/116,7; 3/114,55; 4/112,4; 5/110,25; 6/108,1; 7/105,95; 8/103,8;9/101,65

$$U_{отв} = U_1 \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ж}} = 105{,}6 \cdot \frac{6{,}5}{6{,}7} = 102{,}44 кВ,$$

$$U = U \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{\text{U}_{\text{ВН}}} = 105{,}6 \cdot \frac{6{,}5}{103{,}8} = 6{,}6 кВ,$$

$$U_{4-5} = U \cdot \frac{U_{\text{нн}}}{\text{U}_{\text{ВН}}} = 102{,}9 \cdot \frac{6{,}5}{121} = 5{,}52 кВ,$$

121: 1/118,85; 2/116,7; 3/114,55; 4/112,4; 5/110,25; 6/108,1; 7/105,95; 8/103,8;9/101,65

$$U_{отв} = U_1 \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ж}} = 102{,}9 \cdot \frac{6{,}5}{6{,}8} = 98{,}36 кВ,$$

$$U = U \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{\text{U}_{\text{ВН}}} = 102{,}9 \cdot \frac{6{,}5}{101{,}65} = 6{,}6 кВ,$$

Электр энергия тұтынушылар кернеуінің сапасының қойылатын талаптарды орындау үшін, жобаланатын желінің кернеу шамалары белгілі аралықта болуы керек. Желінің әр нүктесіндегі кернеуді реттеуді мүмкіндік беретін арнайы жабдықтар рұұсат етілген кернеу режимін қамтамасыз етеді.

Кернеуді реттеу жабдықтарына параллель жалғанған компенсация, көлденең жалғанған компенсация, шунттаушы конденсатор батареялары (КБ) қолданылады. Олар реактив қуатын өндіруге арналған. Бойлық компенсация ЭБЖ-нің реактивті кедергісін азайту үшін қолданылады. Олар шығынды азайту үшін (тізбектей жалғанған); өткізгіштік қабілеттілігін жоғарылату үшін; кернеуді басқаруға арналған.

Көлденең компенсациялау үшін шунттаушы батарея конденсаторлары қолданылады, реактивті қуатты өндіруге арналған. Бойлық компенсациялау ЭБЖ-нің реактивті кедергісін азайту үшін қолданылады. 1) Шығынды азайту үшін (тізбектей жалғанған), 2) Өткізгішті қабілетін жоғарлату үшін; 3) Кернеуді басқаруға қолданылады.

Үш орамды трансформаторлар жоғарғы кернеу орамасында ғана кернеу реттелуі жасалады, ал орташа кернеу орамасында қоздырусыз трансформация коэффициенті өзгертіп отыратын тармақ бар. Төменгі және ортаңғы кернеулердің тәуліктік жүктеме графиктерінің сипаты өзгермейтін болса, орташа кернеу орамасымен қоса тізбектей сызықты реттеу трансформаторлары жалғанады. Бұл жағдайда желі кернеуін реттеу үшін шунттаушы реакторларды қолданамыз. Көлденең компенсациялау үшін шунттаушы батарея конденсаторлары қолданылады, реактивті қуатты өндіруге арналған. Бойлық компенсациялау ЭБЖ-нің реактивті кедергісін азайту үшін қолданылады. 1) Шығынды азайту үшін (тізбектей жалғанған),

2.6 Сымдардың механикалық есептеулері

Осы есептеулердің мақсаты жүйелі орналасқан, әуе желілердің конструктивті бөліктерін қабылданған технологиямен жобалауға сәйкес болады. Осы есептеулерде, болат алюминилі және найзағай қорғаушы тростардың есептеулерін орындау, климаттық шарттарды анықтау, тартылыс методына сәйкес олардың механикалық беріктігін анықтау; климаттық шарттарын табу, сымдардың жер бетіне ең үлкен салбырау және жақындауларды туғызатын, тегіс жерге орналасқан бағанның механикалық сипаттамасы.

Бағандарды таңдау мен есептеу

АС-240/56 бір тізбекті

Климаттық шарт:

- мұз қату ауданы II;
- жел бойынша аудан II;
- минималды температура $\Theta_{мин}$=-19^{0}С;

Максималды температура $\Theta_{макс}$=+39^{0}С;

Орташа жылдық темперетура $\Theta_{ср}$=+10^{0}С;

АС-240/56 үшін тірек таңдау

2.13 кесте - Унифицирленген темір бетонды және болатты аралық тіректердің өлшемдері

Тірек	Н, м	$h_{т-п}$, м	$h_{п-з}$,м	$h_{п-п}$,м	$h_з$, м
П110-3	25,0	2,0	19,0	4,0	-

Унифицирленген темір бетонды және болатты аралық тіректердің өолдану аймақтары: тірек П110-3, сымның қимасы 240мм^2, мұз қату ауданы II, габариттік ұшу мөлшері 395 м.

АС-120 бір тізбекті

Климаттық шарт:

- мұз қату ауданы II;
- жел бойынша аудан II;
- минималды температура $\Theta_{мин}$=-19^{0}С;

Максималды температура $\Theta_{макс}$=+39^{0}С;

Орташа жылдық темперетура $\Theta_{ср}$=+10^{0}С;

АС-120 үшін тірек таңдау

2.14-кесте - Унифицирленген темір бетонды және болатты аралық тіректердің өлшемдері

Тірек	Н, м	$h_{т-п}$, м	$h_{п-з}$,м	$h_{п-п}$,м	$h_з$, м
П110-3	25,0	2,0	19,0	4,0	-

Унифицирленнген темір бетонды және болатты аралық тіректердің өолдану аймақтары: тірек П110-3, сымның қимасы 120мм^2, мұз қату ауданы II, габариттік ұшу мөлшері 395 м.\

Үш тірекке де оқшауламаның сипаттамасы: ПС-120, механикалық жүктеменің разряды 120 кН, салмағы 80 Н, биіктігі 140 мм, 110кВ кернеу кезіндегі гирляндадағы оқшаулағыштың саны 7 дана.

2.15-кесте - Болат-алюминий ауа желілерінің сымдарының физика-механикалық сипаттамалары

Сымның Қимасы	Сымның сипаттамалары						
	Н, мм	Р, даН/км	Е*10^3	α*10^6	$\sigma_{мин}$	$\sigma_{макс}$	$\sigma_{ср}$
АС-120	15,2	471	8,25	19,2	13	13	8,7

1) сымның өзіндік салмағы:

$$\rho_1 = \frac{P \cdot 10^3}{F}, \qquad (2.43)$$

мұндағы P – сымның салмағы, кг/м;

F – сымның шынайы немесе есептік қимасы, м^2;

$$\rho_1 = \frac{471 \cdot 10^3}{120} = 0,004 даН / м \cdot мм^2,$$

Ұшу мөлшерінің максималды рұқсат етілген стреласы:

$$f = h_{n-3} - \lambda - h_Г = 19 - 1,3 - 7 = 10,7$$

Келтірілген ауырлық центірінің орналасу биіктігі:

$$h_{np} = \frac{\sum_1^n (h_i)}{m} - \lambda - \frac{2}{3} f = \frac{65}{3} - 1,3 - \frac{2}{3} \cdot 10,7 = 13,2$$

$$h_i = h_{n-3} + \left(h_{n-3} + h_{n-n}\right) + \left(H - h_{m-n}\right) = 19 + 23 + 23 = 65$$

2) мұзқату жиналу салмағынан уақытша әрекет етуші жүктеме:

$$\rho_{2H} = \frac{\pi \cdot g_0 \cdot k_i \cdot k_d \cdot b(d + k_i \cdot k_d \cdot b)}{F} = \frac{3,14 \cdot 0,9 \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 15 \cdot \left(15,2 + 1 \cdot 1 \cdot 15\right)}{120}$$

$$= 0,11$$

мұндағы b- сымдағы мұзқату цилиндрдің қабырғасының есептік қалыңдығы;
k_i – түзету коэффициенті (10мм сымның диаметрін ескере отырып);
k_d – келтірілген сымдар жүйесінің ауырлық центріне орналасу биіктігін ескергендегі айырмашылық кезіндегі түзету коэффициенті.

f – тіректің белгілі конструктивті өлшемі бойынша анықталатын, сымның үлкен рұқсат етілетін іліну бойы, 220 кВ үшін – 8 метр.

$$\rho_1 = \rho_{2H} \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f \cdot \gamma_d = 0{,}11 \cdot 1 \cdot 1{,}3 \cdot 1{,}6 \cdot 0{,}5 = 0{,}12 даН / м \cdot мм^2,$$

мұндағы γ_{nw} *- 1 (110кВ)*

γ_p – (1-1,3);

γ_f – (I,II үшін 1,6)

γ_d - 0,5

3) сымның өзіндік салмағынан және мұзқату салмағынан суммалық вертикаль меншікті жүктеме:

$$\rho_3 = \rho_1 + \rho_2, \tag{2.44}$$

$$\rho_3 = 0{,}004 + 0{,}12 = 0{,}124 даН /(м \cdot мм^2),$$

4) тайғақтан бос, жел қысымынан сымға уақытша әрекет ететін горизанталь жүктеме:

$$\rho_4 = \frac{\alpha_w \cdot k_l \cdot k_w \cdot C_x \cdot W \cdot d \cdot 10^3}{F} \tag{2.45}$$

мұндағы: C_x – аэродинамикалық коэффициент, *d* > 20 мм болғандықтан ол - 1,1-ге тең.

Меншікті жүктеме:

$$\rho_4 = \frac{0{,}71 \cdot 1{,}2 \cdot 0{,}65 \cdot 1{,}1 \cdot 50 \cdot 15{,}2 \cdot 10^3}{120} = 0{,}003 даН / м \cdot мм^2$$

5) тайғақпен жабылған, жел қысымынан сымға уақытша әрекет ететін горизанталь жүктеме

$$\rho_{5H} = \frac{\alpha_w \cdot k_l \cdot k_w \cdot C_x \cdot W_Г \cdot (d + 2 \cdot k_i \cdot k_d \cdot b) \cdot 10^3}{F} \tag{2.46}$$

$$\rho_{5H} = \frac{0{,}71 \cdot 1{,}2 \cdot 0{,}65 \cdot 1{,}2 \cdot 12{,}5 \cdot (15{,}2 + 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 15) 10^3}{120} = 0{,}04 даН / м \cdot мм^2$$

$$W_Г = W \cdot 0{,}25 = 12{,}5$$

$$\rho_4 = \rho_{4H} \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f \cdot \gamma_d = 0{,}003 \cdot 1 \cdot 1{,}3 \cdot 1{,}3 \cdot 0{,}5 = 0{,}002 даН / м \cdot мм^2,$$

$$\rho_5 = \rho_{5H} \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f \cdot \gamma_d = 0{,}04 \cdot 1 \cdot 1{,}3 \cdot 1{,}3 \cdot 0{,}5 = 0{,}034 даН / м \cdot мм^2,$$

6) сымның өз салмағынан және жел қысымынан нәтижелік меншікті жүктеме:

$$\rho_6 = \sqrt{(\rho_1^2 + \rho_4^2)}, \tag{2.47}$$

$$\rho_6 = \sqrt{(0{,}004^2 + 0{,}002^2)} = 0{,}004 даН / м \cdot мм^2,$$

7) сым салмағынан, тайғақ салмағынан және жел қысымынан нәтижелік меншікті жүктеме:

$$\rho_7 = \sqrt{(\rho_3^2 + \rho_5^2)}, \tag{2.48}$$

$$\rho_7 = \rho_{макс} = \sqrt{(0{,}124^2 + 0{,}03^2)} = 0{,}13 даН / м \cdot мм^2.$$

3. Θ=-5^{0}С;

$\sigma_{макс}$=13

$$C = \frac{\sigma_{\max} + \alpha \cdot 10^{-6} \cdot E \cdot 10^3 \cdot O - \rho_{макс}{}^2 \cdot l_г{}^2 \cdot E \cdot 10^3}{24 \cdot \sigma^2_{макс}}$$

$$C = \frac{13 + 19{,}2 \cdot 10^{-6} \cdot 8{,}25 \cdot 10^3 \cdot (-5) - 0{,}13^2 \cdot 364{,}5^2 \cdot 8{,}25 \cdot 10^3}{24 \cdot 13^2} = -4{,}7$$

$$A = \alpha \cdot E \cdot O_{\min} - C = 19{,}2 \cdot 10^{-6} \cdot 8{,}25 \cdot 10^3 \cdot (-19) + 4{,}7 = 1{,}66$$

$$B = \frac{-\rho_1{}^2 \cdot l^2 \cdot E}{24} = \frac{-0{,}004^2 \cdot 364{,}5^2 \cdot 8{,}25 \cdot 10^3}{24} = -731$$

$$\sigma^3_{\min} + A \cdot \sigma^2_{\min} + B = 0$$

$$\sigma^3_{\min} + 1{,}66 \cdot \sigma^2_{\min} - 731 = 0$$

$$\sigma_{\min} = 8{,}5$$

$\Theta_{ср}$ бойынша :

$$A = \alpha \cdot E \cdot O_{ср} - C = 19{,}2 \cdot 10^{-6} \cdot 8{,}25 \cdot 10^3 \cdot (8{,}5) + 4{,}7 = 6$$

$$B = \frac{-\rho_1{}^2 \cdot l^2 \cdot E}{24} = \frac{-0{,}004^2 \cdot 364{,}5^2 \cdot 8{,}25 \cdot 10^3}{24} = -731$$

$$\sigma^3_{ср} + A \cdot \sigma^2_{ср} + B = 0$$

$$\sigma^3_{ср} + 6 \cdot \sigma^2_{ср} - 731 = 0$$

$$\sigma_{ср} = 3{,}65$$

$\Theta_{макс}$ бойынша :

$$A = \alpha \cdot E \cdot O_{maa} - C = 19{,}2 \cdot 10^{-6} \cdot 8{,}25 \cdot 10^3 \cdot 39 + 4{,}7 = 11$$

$$B = \frac{-\rho_1{}^2 \cdot l^2 \cdot E}{24} = \frac{-0{,}004^2 \cdot 364{,}5^2 \cdot 8{,}25 \cdot 10^3}{24} = -731$$

$$\sigma^3_{maa} + A \cdot \sigma^2_{maa} + B = 0$$

$$\sigma^3_{maa} + 11 \cdot \sigma^2_{maa} - 731 = 0$$

$$\sigma_{maa} = 6{,}47$$

$$f_{\min} = \frac{\rho_1 \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{\min}} = \frac{0{,}004 \cdot 364{,}5^2}{8 \cdot 8{,}5} = 7{,}8$$

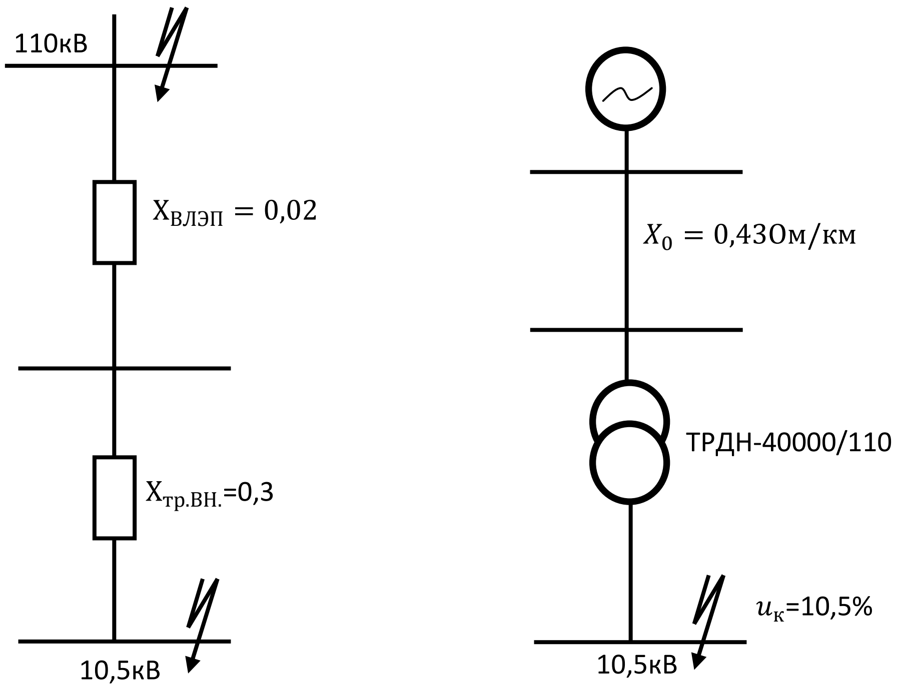
$$f_{\max} = \frac{\rho_1 \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{\max}} = \frac{0{,}004 \cdot 364{,}5^2}{8 \cdot 6{,}47} = 10{,}3$$

$$f_{cp} = \frac{\rho_1 \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{cp}} = \frac{0{,}004 \cdot 364{,}5^2}{8 \cdot 7{,}4} = 9$$

Келесі шарт орындалу керек:

$$h_{n-з} - \lambda - f_{\max} \geq h_Г$$
$$19 - 1{,}3 - 10{,}3 \geq 7$$

2.7 Қысқаша тұйықталу тогын есептеу



2.18 сурет - Есептік және алмастыру сұлбасы

Қысқаша тұйықталу тогын есептеу

Қысқаша тұйықталу (қ.т.) тогын есептегенде келесідей шамалар анықталады:

J'' - қ.т. тогының периодты құрауышының алғашқы мәні;

$i_У$ - электр аппараттарын, оқшауламаларды, шиналарды динамикалық тұрақтылыққа тексеретін, қ.т. соққы тогы;

$I_У$ - қ.т. бірінші кезеңіндегі электрлік аппараттарды динамикалық тұрақтылыққа тексеру үшін толық қ.т. тогының үлкен әсер ету мәні;

$I_{0,2}$ - ажыратқыштарды тексеру үшін t = 0,2 с кезіндегі токтың мәні;

I_{∞} - электрлік аппараттарды, оқшауламаларды, шиналарды, кабельдерді термиялық тұрақтылыққа тексеру үшін орныққан қ.т. тогының әсер ету мәні;

Салыстырмалы бірлікте базистік қуат ретінде 100 МВА аламын. Әр қадам үшін базистік кернеуім 110 және 10,5 кВ тең деп алдым. Генератор кедергісі:

$$X_{б.G*} = \frac{S_б}{S_{HG}}, \tag{2.49}$$

Трансформаторлардың кедергісі:

$$X_{Т.б*} = \frac{u_{к.з.}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{HT}}, \tag{2.50}$$

$$X_{Т.б*} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,3$$

мұндағы $u_{к.з.}$ - трансформатордың кернеуі %;

S_{HT} - трансформатордың номинал қуаты, МВА.

Базистік ток келесі формуламен анықталады, кА:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б}, \tag{2.51}$$

Реактивті кедергіні келесідей есептейміз:

$$X_{*ВЛ} = 5 \cdot 0,43 \cdot \frac{100}{110^2} = 0,02.$$

110 кВ торабындағы базистік ток, кА:

$$I_б = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,52кА.$$

10,5 кВ торабындағы базистік ток, кА:

$$I_б = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5кА.$$

К-1 нүктесіндегі қысқаша тұйықталу тогын анықтайық:

$$\mathrm{I}_{K-1} = \frac{\mathrm{I}_{б}}{\mathrm{X}_{рез.б*}} \ , \qquad (2.52)$$

мұндағы $\mathrm{X}_{рез.б*}$ - қ.т нүктесіне дейінгі нәтижелік кедергі.

$$\mathrm{X}_{рез.б*} = X_{б.G*} + X_{*ВЛ} = 0{,}14 + 0{,}02 = 0{,}16 \ ,$$

$$\mathrm{I}_{K-1} = \frac{\mathrm{I}_{б}}{\mathrm{X}_{рез.б*}} = \frac{0{,}52}{0{,}16} = 3{,}3 кА \ .$$

К-2 нүктесіндегі қысқаша тұйықталу тогын анықтаймыз:

$$\mathrm{X}_{рез.б*} = X_{б.G*} + X_{*ВЛ} + X_{Т.б*} = 0{,}14 + 0{,}02 + 0{,}3 = 0{,}46 \ ,$$

$$\mathrm{I}_{K-2} = \frac{\mathrm{I}_{б}}{\mathrm{X}_{рез.б*}} = \frac{5{,}5}{0{,}46} = 12 кА \ .$$

Қысқаша тұйықталудың соққы тогын анықтаймыз:

$$i_{У} = 3{,}3 \cdot \sqrt{2} \cdot 1{,}608 = 7{,}5 кА,$$

$$i_{У} = 12 \cdot \sqrt{2} \cdot 1{,}935 = 33 кА.$$

2.8 Электр аппараттарын таңдау

Кернеуі бойынша таңдағанда келесі шарт орындалуы керек:

$$U_{ну} \leq U_{на} . \qquad (2.53)$$

$$I_{p\max} < I_{н.а} . \qquad (2.54)$$

Мұндай қатынас қоршаған ортаның $+35\,^{\circ}C$ (ПУЭ сәйкес) қалыпты температурасында дұрыс.

2.17 кесте - Кернеуі 10,5 кВ жақтағы тоқ трансформаторын таңдау

Таңдау шарты	Есептелген мәндер	Каталог мәндері	Ескерту
		ТЛШ10-У1	
$U_{уст} \leq U_{н}$	$U_{уст} = 10{,}5\ кВ$	$U_{н} = 10{,}5\ кВ$	0,5-дәлдік класы
$I_{раб.макс} \leq I_{н}$	$I_{раб.макс} = 2202 A$	$I_{н} = 3000\ A$	$z_{2н}$=1,2 Ом
$i_{у} \leq k_{д} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{н}$	$i_{у} = 33\ кА$	81	$I_{н2} = 5\ A$
$B_{к} \leq (k_{T} \cdot I_{н})^{2} \cdot t_{T}$	$B_{к} = 447{,}12\ кА^{2} \cdot с$	$(k_{T} \cdot I_{н})^{2} \cdot t_{T} = 2977\ кА^{2} \cdot с$	Құйылған оқшауламасы бар өтпелі шиналы

Төменде айырғыш пен ажыратқыштарды таңдау кестесі көрсетілген.(2.18-2.19 кесте)

2.18 кесте - Кернеуі 110 кВ жақтағы айырғыш пен ажыратқышты таңдау

Таңдау шарты	Есептелген мәндер	Каталог мәндері	
		ВГБ-110 ажыратқышы	РНД-110/630Т1 айырғышы
$U_{уст} \le U_н$	$U_{уст} = 110\ кВ$	$U_н = 110\ кВ$	$U_н = 110\ кВ$
$I_{раб.макс} \le I_н$	$I_{раб.макс} = 210{,}2 A$	$I_н = 2000\ A$	$I_н = 630\ A$
$I_{к.з} \le I_{отк.н}$	$I_{к.з} = 3{,}3\ кА$	$I_{отк.н} = 40\ кА$	-
$i_у \le i_{пр.с}$	$i_у = 7{,}5\ кА$	$i_{пр.с} = 102\ кА$	$i_{пр.с} = 80\ кА$
$B_к \le I_T^2 \cdot t_T$	$B_к = 33{,}4\ кА^2 \cdot с$	$I_T^2 \cdot t_T = 42^2 \cdot 5 = 4800\ кА^2 \cdot с$	$I_T^2 \cdot t_T = 3969\ кА^2 \cdot с$

2.19 кесте - Кернеуі U=10,5 кВ жақтағы айырғыш пен ажыратқышты таңдау

Таңдау шарты	Есептелген мәндер	Каталог мәндері	
		ВКЭ-10-31,5 ажыратқышы	РОН10К/5000У2 айырғышы
$U_{уст} \le U_н$	$U_{уст} = 10{,}5\ кВ$	$U_н = 10\ кВ$	$U_н = 10\ кВ$
$I_{раб.макс} \le I_н$	$I_{раб.макс} = 2202\ A$	$I_н = 630 - 3150\ A$	$I_н = 5000\ A$
$I_{к.з} \le I_{отк.н}$	$I_{к.з} = 12\ кА$	$I_{отк.н} = 31{,}5\ кА$	-
$i_у \le i_{пр.с}$	$i_у = 33\ кА$	$i_{пр.с} = 31{,}5\ кА$	$i_{пр.с} = 180\ кА$
$B_к \le I_T^2 \cdot t_T$	$B_к = 447{,}12 кА^2 \cdot с$	$I_T^2 \cdot t_T = 992{,}25\ кА^2 \cdot с$	$I_T^2 \cdot t_T = 1156\ кА^2 \cdot с$

2.8.1 Өлшеуіш ток және кернеу трансформаторларын таңдау

Кернеуі 110 кВ жақта және 10,5 кВ жинақты шинада релелік қорғаныс және өлшеуіш аспаптардың байланысы үшін трансформатор тогын таңдаймын.

Төменде трансформатор тогы үшін өлшеуіш аспаптарын таңдау кестесі көрсетілген (2.20 кесте)

2.20 кесте - Трансформатор тогы үшін өлшеуіш аспаптарын таңдау

Аспап	Түрі	А-В фазаларындагы жуктеме		
		А	В	С
Санауыш Ваттметр Варметр Амперметр Ваттметр	САЗУ680 4-348 Д335 4-344 Д335			
Жалпы:				6

Аспаптардың толық қуаты:

$$S = \sqrt{9{,}7^2 + 65^2} = 66 \text{ ВА}$$

Бақылау кабельдерін таңдау үшін сыртқы тораптың толық рұқсат етілетін кедергісін есептеу қажет:

$$Z_П = Z_{приб} + Z_д + Z_{конт}\text{, Ом} \tag{2.55}$$

мұндағы $Z_д$ = 1,2 Ом – жалғанатын сымдардың рұқсат етілетін кедергісі;
$Z_{конт}$ = 0,54 Ом – түйіспелердің кедергісі;
$Z_{приб}$ – тізбектей жалғанған аспаптар мен реле орамаларының кедергілер суммасы.

$$Z_{приб} = \frac{S_{приб}}{I^2_{ном}}\text{, Ом,} \tag{2.56}$$

мұндағы $S_{приб}$ = 13,5 ВА аспаптардың суммарлық қуаты;
$I_{ном}$ = 5 А –трансформатордың екінші орамындағы номинал тоқ.

$$Z_{приб} = \frac{13{,}5}{5^2} = 0{,}54 \text{ Ом,}$$

$$Z_П = 0{,}54 + 0{,}56 + 0{,}1 = 1{,}2\text{, Ом.}$$

Бақылау сымдарының қимасы:

$$S_{пров} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{Z_П}\text{, мм}^2\text{,} \tag{2.57}$$

мұндағы ρ = 0,0283 – алюминді кабельдің меншікті кедергісі;
$l_{расч}$ = 75 м – бір бағыттағы кабель ұзындығы.

$$S_{пров} = \frac{0{,}0283 \cdot 75}{0{,}56} = 3{,}8 \text{ мм}^2$$

АКВРГ - 3×4 мм^2 типті кабелын таңдаймыз.

Төменде кернеу трансформаторын таңдау кестесі көрсетілген. (2.21 кесте)

2.21 кесте - 110 кВ кернеу трансформаторын таңдау

Аспап	Түрі	Тұтынатын қуат	cos φ	Аспаптар саны	Тұтынылатын толық қуат	
					P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-335	2	1	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	1	2	6	-
Варметр	Д-335	1,5	1	1	3	-
Актив куатты датчик	Е-829	10	1	1	10	-
Реактив куатты датчик	Е-830	10	1	1	10	-
Санауыш	И-680	2	0,38	1	4	9,7
Ваттметр	Н-348	10	1	1	20	-
Вольтметр	Н-344	10	1	1	10	-
Жалпы:				9	65	9,7

Аспаптардың толық қуаты мына формуламен анықталады:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}\text{, ВА} \tag{2.58}$$

$$S = \sqrt{9{,}7^2 + 65^2} = 66 \text{ ВА}$$

Толық қуат бойынша НКФ-110-25 кернеу трансформаторын таңдаймыз.

2.9 Қосалқы станциядағы трансформатордың релелік қорғаныс есебі

Трансформаторларды сыртқы зақымданудан қорғау.

Трансформаторларды сыртқы зақымданудан қорғау үшін уақыт ұстымысыз әсер ететін қорғаныстар: токкесер және бойлық дифференциялық қорғаныс.

Токкесер. Қуаты аз дегенде 4000 кВА трансформаторының қорек көзі жағында орнатылады. Қорғаныс тұрақты немесе айнымалы оперативті токта, тура немесе жанама әсер ететін релені қолдану арқылы орындалуы мүмкін. Жерлендіріліген бейтарабы бар тораптан қоректенетін трансформаторларда үш фазада, ал жерлендірілмеген бейтарабы бар торапта екі фазасында толық емес жұлдызша сұлбасы бойынша реленің қосылуымен орнатылады.

Трансформаторлардың дифференциалды қорғанысы. Қуаты 6,3 МВа болатын трансформаторларда қысқаша тұйықталудың барлық түрінен қорғанысы үшін орамдарды және шықпаларда бойлық дифференциялды қорғаныс қолданылады. Қорғаныста ДЗТ-11 типті реле қолданылады.

Үшорамды трансформаторларда қорғаныс үш релелі болып, яғни ТТ ВН және СН жағында үшбұрышқа, НН жағында жұлдызшаға жалғануы керек. Қорғаныс үшін қолданылатын ТТ, осында өтетін сыртқы қ.т. ағуы кезінде меншікті еселік қисығын қанағаттандыру керек. ТТ трансформация коэффициентін таңдау олардың екіншілік орамаларының байланысу сұлбасы мен қорғаныс бойында екіншілік токтың теңестірілуі қажеттілігін ескергенде орындалады. Сонымен бірге қорғалынатын трансформатордың біріншілік тогынан шығатын $I_{îî}$, егер осы жақта ТТ жұлдызшаға жалғанса, және тек $\sqrt{3}I_{îî}$, егер үшбұрышқа жалғанса.

ТРДН – 25000/110; ±9х1,78%/10,5кВ;

Uквн=10,5%;

Uкmin=9,82%; Uкmax=11,5%;

$$X_{c\max} = \frac{U^2{}_{cp}}{S_{k\max}} = \frac{110^2}{700} = 17{,}3, \quad (2.59)$$

$$X_{c\min} = \frac{U^2{}_{cp}}{S_{k\min}} = \frac{110^2}{500} = 24{,}2, \quad (2.60)$$

$B_{\max}$ =6х2,1%,

$$A_{\max} = 1 + B_{\max} = 1 + 9х0{,}0178 = 1{,}16, \quad (2.61)$$

$$A_{\min} = 1 - B_{\max} = 1 - 9х0{,}0178 = 0{,}84. \quad (2.62)$$

$$I_{т.ном} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131{,}4A \quad (2.63)$$

$$I_{т\max\ рег} = \frac{I_{тн}}{A_{\max}} \quad (2.64)$$

$$I_{т\max\ рег} = \frac{131{,}4}{1{,}16} = 113{,}3A$$

$$I_{т\min рег} = \frac{I_{тн}}{A_{\min}} \quad (2.65)$$

$$I_{т\min\ рег} = \frac{131{,}4}{0{,}84} = 156{,}4A$$

$$K_{т\max\ рег} = K_{тном} \cdot A_{\max} \quad (2.66)$$

$$K_{т\max\ рег} = 110 \cdot 1{,}16 / 10{,}5 = 12$$

$$K_{т\min\ рег} = K_{тном} \cdot A_{\min} \quad (2.67)$$

$$K_{т\min\ рег} = 110 \cdot 0{,}84 / 10{,}5 = 8{,}8$$

Берілген трансформатордың параметрлерін есептейміз:
Жоғарғы кернеу жақ үшін:

$$X_{ТН.ЖК} = \frac{U_{л}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^{2}}{S_{у.тр}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{25} = 55,5 Ом, \quad (2.68)$$

$$X_{т\max} = X_{тном} \cdot \frac{U_{k.\max}}{U_{k.ном}} \cdot A_{\max}^{2} = 55,5 \cdot \frac{11,5}{10,5} \cdot 1,16^2 = 82 \text{ Ом}, \quad (2.69)$$

$$X_{т\min} = X_{тном} \cdot \frac{U_{k\min}}{U_{кно}} \cdot A_{\min}^{2} = 55,5 \cdot \frac{9,82}{10,5} \cdot 0,84^2 = 36,3 \text{ Ом}, \quad (2.70)$$

$$U_{т\max} = U_{тном} \cdot A_{\max}, \quad (2.71)$$

$$U_{т\max} = 110 \cdot 1,16 = 127,6 \text{ кВ},$$

$$U_{т\min} = U_{тном} \cdot A_{\max}, \quad (2.72)$$

$$U_{т\max} = 110 \cdot 0,84 = 92,4 \text{ кВ},$$

Трансформатор арқылы ағатын, максималды авариялық тоқ:

$$I_{тав\max} = \frac{U_{кнн} \cdot K_{т\min\, рег}}{\sqrt{3}\left(X_{c\max} + X_{т\min}\right)}, \quad (2.73)$$

$$I_{тав\max} = \frac{10500 \cdot 8,8}{\sqrt{3}(17,3 + 36,3)} = 993,5 \text{ А}.$$

Трансформатор арқылы ағатын, шынайы тоқ:

$$I^{(3)}_{т.д\max} = I_{ав}^{(3)} + 0,6 \cdot I_{т\min\, рег}, \quad (2.74)$$

$$I^{(3)}_{т.д\max} = 993,5 + 0,6 \cdot 156,4 = 1087,34, \text{ А}.$$

НН жағындағы тоқ:

$$I_{т.днн\max} = I_{тд\max} \cdot K_{т\min\, рег} \text{ А}, \quad (2.75)$$

$$I_{т.днн\max} = 1087,34 \cdot 8,8 = 9568,6, \text{ А},$$

Минималды авариялық тоқ:

$$I^{(3)}_{ав\min} = \frac{U_{нн} \cdot K_{т\max\, рег}}{\sqrt{3}\left(X_{c\min} + X_{т\max}\right)}, \text{ А}, \quad (2.76)$$

$$I^{(3)}_{ав\min} = \frac{10500 \cdot 12}{\sqrt{3}(24,2 + 82)} = 685, \text{ А}.$$

Трансформатор арқылы ағатын, шынайы тоқ:

$$I_{т.д\min} = I_{тав\min} + 0{,}6 \cdot I_{т\max\ рег}\ , \text{А}, \qquad (2.77)$$

$$I_{т.д\min} = 685 + 0{,}6 \cdot 113{,}3 = 753\ \text{А}.$$

110 кВ жағындағы минималды тоқ:

$$I_{тднн\min} = I_{тд\min} \cdot K_{т\max\ рег}\ , \text{А}, \qquad (2.78)$$

$$I_{тднн\min} = 753 \cdot 12 = 9036\ \text{А}.$$

Сіңдірілу тогы:

$$I''_{(0)} = E''_{(0)} \cdot I_{*пуск} \cdot I_{н}, \text{А}. \qquad (2.79)$$

Төменде кестеде дзт есебі бойынша бастапқы берілгенде және күштік трансформатордың дифференциалды қорғанысының есебі көрсетілген.(2.22 кесте)

2.22 кесте - Бастапқы берілгендер мен күштік трансформатордың дифференциялды қорғанысының есебі

Өлшемдердің аталуы	Есептік формула және белгіленуі	ТРДН-25000 автотрансформаторының орамасы үшін сандық мәндер	
		110кВ	10,5кВ
Номиналды қуатқа сәйкес келетін қорғалатын трансформатордың жағындағы біріншілік токтар, А	$I_{н.т} = \dfrac{S_{н.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\dfrac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131{,}4$ А	$\dfrac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 1376$ А
Екіншілік ораманың жалғану сұлбасы		Δ Ксх=√3	Y Ксх=1
ТТ трансформациясының есептік коэффициенті	$n_{т\Delta} = \dfrac{\sqrt{3} \cdot I_{н.т}}{5}$ $n_{тY} = \dfrac{I_{н.т}}{5}$	$\dfrac{\sqrt{3} \cdot 131{,}4}{50} = 4{,}5$	$\dfrac{1376}{50} = 4{,}6$
ТТ трансформа-циясының қабыл-данған стандартты коэффициенті	$n_{т}$	800/5=160	8000/5=1600

Қабылданған ТТ типі		ТФЗМ – 220-У1	ТШВ – 15
Қорғалатын трансформатордың номиналды қуатына сәйкес келетін, қорғаныс бойындағы екіншілік токтар, А	$I_{2н.\Delta} = \frac{k_{сх} \cdot I_{н.т}}{n_т}$ $I_{2н.Y} = \frac{k_{сх} \cdot I_{н.т}}{n_т}$	$\frac{\sqrt{3} \cdot 314{,}15}{160} = 3{,}4$	$\frac{6560{,}8}{1600} = 4{,}1$

Төменгі реле тағайыншамасын және қорғаныстың сезімталдылыығын анықтау кестесі көрсетілген (2.23 кесте)

2.23 кесте - Реле тағайыншамасын және қорғаныстың сезімталдығын анықтау

Өлшемдердің аталуы	Есептік формула және белгіленуі	Трансформатор орамы үшін сандық мән
Жүктелмеген трансформаторды косқан кездегі магниттелу тогының лақтыруынан отсройка шартынан қорғаныстың біріншілік есептік іске асыру тоғы (негізгі жаққа келтірілген), А	$I_{с.з.} \geq K \cdot I_{н.т}$ (К=1,5)	$1{,}5 \cdot 131{,}4 = 197{,}1$
Негізгі жақтағы реленің іске асу тогы (аса екіншілік тогы бар 230 кВ жағы),А	$I_{срY} = \frac{I_{с.з.} \cdot K_{сх.оси}}{n_т}$	$\frac{\sqrt{3} \cdot 197{,}1}{250/5} = 6{,}82$
Негізгі жақ орамасына арналған қанықтыратын трансформатор релесінің орамасының есептік орам саны.	$W_{осн} = \frac{F_{ср}}{I_{ср.осн}}$	$\frac{250}{6{,}82} = 36{,}66 \approx 37$

Тексеру: $4.5 \cdot 37 \approx 4{,}6 \cdot 36,$

$$166{,}5 \approx 165{,}6.$$

$I_T \cdot W_T \geq K_H \cdot I_p \cdot W_p$ немесе $I_{к.макс.ви.вт} \cdot W_T \geq I_T \cdot I_{нб} \cdot W_p,$

$$W_T = \frac{K_u \cdot I_{нб.вр} \cdot W_p}{I_{k.max} \cdot tg\alpha}, tg\alpha = 0{,}87, \quad (2.80)$$

$$W_T = \frac{1.5 \cdot 114{,}7 \cdot 37}{1087{,}34 \cdot 0.87} = 6{,}7 \approx 7 \text{ } тежегіш \text{ } таңдаймын,$$

$$W_{нег} \geq W_T,$$

$$37 \geq 7.$$

$$I_p \cdot W_p \geq I_T \cdot W_T,$$
$$9036 \cdot 37 \geq 9036 \cdot 7,$$
$$I_{k.max} \cdot W_T \geq K \cdot I_{нб} \cdot W_{нег}, \tag{2.81}$$
$$9036 \cdot 7 \geq 1.5 \cdot 114{,}7 \cdot 37,$$
$$63252 \geq 6365{,}85.$$

Сезімталдылық коэффициентін тексереміз:

$$I_{p.min} = \frac{1.5 \cdot I_{T}.авмин}{n_{TT}} = \frac{1.5 \cdot 9036}{250/5} = 271, \tag{2.82}$$
$$I_{p.ic} = \frac{250}{36} = 6{,}94,$$
$$K_{сез} = \frac{271}{6{,}94} = 39 \geq 2.$$

Шарт қанағаттандырылғандықтан, дифференциалдық қорғаныс жарамды деп қабылданады.

3 Электр торабын жобалау және синхронды компенсаторлардың реактивті қуатын автоматты реттеу.

3.1 Қуат шығындарын төмендетуге арналған шаралар

Қабылдағыштарды қалыпты жұмыспен қамтамасыз ету үшін активті қуатпен қоса реактивті қуат та қажет. Реактивті қуат магнит өрістерін тудыру үшін шығындалады және энерготасымалдаушының (отын) шығындалуын қажет етпейді. Алайда оны желілер арқылы тарату кезінде, тораптардың элементтеріндегі активті қуаттардың шығындалуымен байланысты болады. Бұл элементтерде реактивті қуаттар да шығындалады, ол оның генерациясын жоғарлатуды талап етеді. Сондықтан реактивті қуатты пайдаланудың азаюы активтінің үнемделуіне алып келеді, сонымен қоса қуаттың шығындарын азайтады.

Тораптың рационалды құрастырудың мақсаты (конфигурацияларын, қималарын, трансформаторлардың қуаттарын және т.б таңдау) және тораптардың оңтайландырудың дамуы тораптың бағасы мен қуат шығынының, яғни келтірілген шығындардың минимумын қамтамасыз етуінің, арасындағы аса тиімді қатынасты ұстауға байланысты болады. Алайда қаражатты көп жұмсамайтын қуатты төмендетудің басқа да шаралары бар: арнайы бірінші ретті (вольтқосқыш трансформаторлар, қарымталаушы құрылғылар және т.б) және екінші ретті құрылғыларды (автоматика және релелік қорғаныс құрылғыларын) орнату.

3.1 кестеде тораптардың әр түрлі шартты топтарына арналған қуат шығындарының негізгі түрлері көрсетілген. Өз кезегінде шығындар техникалық, ұйымдық және коммерциялық болып бөлінеді.

Техникалық- торапты қайта жасауды және қосымша қондырғыны орнатуды немесе ауыстыруды қарастырады. Оларға келесілер жатады: 1) қарымталау құрылғыларын орнату; 2) жетектерді үлкен қималы жетектерге ауыстыру; 3) асажүктелген және жүктелмей қалған трансформаторларды ауыстыру;4) реттеу құрылғыларын орнату (РПН және ПБВ бар трансформаторлар, вольтқосқыш трансформаторлар, шунттаушы реакторлар және т.б); 5) трансформация коэффициентін автоматты реттеу; 6) конденсатор батареясының қуатын автоматты реттеу; 7) жоғарғы және аса жоғарғы кернеулі бір тегіс емес тұйық тораптардағы қуат ағындарын реттейтін құрылғыларды орнату (мысалы, контурда қарсы ЭҚС бар ПРТ тізбекті реттеуші трасформаторлар); 8) тораптарды аса жоғары номиналды кернеуге ауыстыру; 9) объектілердің копиталды құрылыстарынан кейінгі оңтайлы сұлбаларды және тораптардың конфигурациясын құрастыру; 10) релелік қорғаныстың, автоматиканың, телемеханиканың және т.б өлшеулердің аса жетілдірілген түрлерін енгізу.

Төменгі кестеде қуат және энергия шығындарының түрлері көрсетілген (3.1 кесте)

3.1 кесте - Қуат және энергия шығындарының түрлері

Энергожүйенің желілерінің топтары (шартты түрде)	Шығындардың негізгі түрлері
Аса жоғарғы (330-750кВ) және жоғарғы (110-330кВ) кернеулі желілер110-750кВ (алыс қашықтықтағы электр беріліс желілері; жүйеаралық байланыс; 110-500кВжелілержегі жүйе құраушы) Орташа кернеулі тарату желілері 6-35кВ (қалалық және ауылдық) 1000В дейінгі төменгі кернеулі тарату желілері	Бос жүріс: (жүктемеден тәуелсіз) - тәж бойынша -трансформатор болаттарында -ҚҚ құрылғыларының параллель тізбектерінде Жүктелген: (жүктемеге тәуелді) -желілерде -трансформатор орамдарында -ҚҚ тізбектелген тізбегінде Жүктелген: - желілерде -трансформатор орамдарында Бос жүріс: -трансформатор орамдарында Жүктелген: - желілерде -фазалардағы симметриялы емес жүкктемемен

Ұйымдық-жетілдірілген қызмет көрсетуді, желілердің оңтайлы сұлбаларын және олардың жұмыс істеу режимдерін қарастырады. Оларға келесілер жатады: 1) реактивті қуат бойынша желі режимдерінің орнықталған тиімділігі (КУ және трансформация коэффициенттеріне оңтайлы реттеу заңдылықтарын таңдау); 2) 6-35кВ желілердегі тұйықталудың ашылатын жерін оңтайландыру (ток бөлгіш нүктелерде); 3) ЭС генераторларын жүйеде реактивті қуат жетіспеген кезде синхронды компенсатор режиміне ауыстыру; 4) радиалды желілердің орталық коректеріндегі жұмыс кернеулерін оңтайландыру; 5) аз жүктеме режимі кезінде трансформаторларды өшіру; 6) желілердегі фазаның жүктемелерін теңестіру; 7) тізбектің азайюы және жөндеудің сапасы мен қызметін жақсарту; 8) шығындарды азайтудың жаңа шараларын жасау және зерттеу; 9) қызметкерлерді ынталандыру және т.б.

Коммерциялық-жетілдірілген қызмет көрсетуді қарастырады және қоректенушілерді есепке ала отырып Энергобақылаушы арқылы орындалады. Оларға келесілер жатады: 1) санағыштарды орнату; 2) ұрлықпен күрес; 3) есептің жүйесін жетілдіру және т.б.

Қуат шығындарын төмендету шаралары жобалау кезінде де, сонымен қоса эксплутациялау кезінде де іске асады. Эксплуатациялық шаралар режимдерді оңтайландыру кезінде үнемі өткізіліп отырады. Жоғарғы кернеулі желілердегі (110кВ және жоғары) шығындар шамамен 50-55% құрайды, орташада (6,10,20 және 35кВ) -25-30% және төменгі кернеуде-10%. Одан басқа шығындар (коммерциялықты қосқанда) 10% жету мүмкін. Қосалқы станцияның өзіндік қажеттіліктеріне кететін шығындардың қосындысы, яғни қондырғының, желдеткіштің, компенсатордың, ток және кернеу трансформаторларының қызуы электросанағыштарда елеусіз және олар 1-3% тең.

Желілердегі жүктемелер жоғарлаған сайын шығындар көбейеді және желінің бағасы мен шығындарының арасындағы қатынас номиналдыдан ауытқиды. Қабылдағыш желілердегі активті және реактивті жүктемелерді өзгерту өздігінен энергожүйедегі активті және реактивті қуаттардың асқын тогының өзгерісіне алып келеді, сәйкесінше ондағы шығындардың өзгерісіне де. Сондықтан шығындардың деңгейін үнемі бақылап отыру қажет, себебі олар барлық желілердің жұмыстарының үнемділігін сипаттайды. Шығындардың деңгейін бақылау мәселесіне жүйелік түрде қарау аса қиын болып табылады және оның кешендік шешімі тек жаңаланған экономика-математикалық модель мен ЭВМ көмегімен мүмкін болады. Бұл кезде аса қиындық желілердің режимдері туралы ақпараттарды қайта өңдеуде және жинақтауда болады, ол ақпараттар жүктеме өзгерген сайын үзіліссіз өзгеріп отырады.

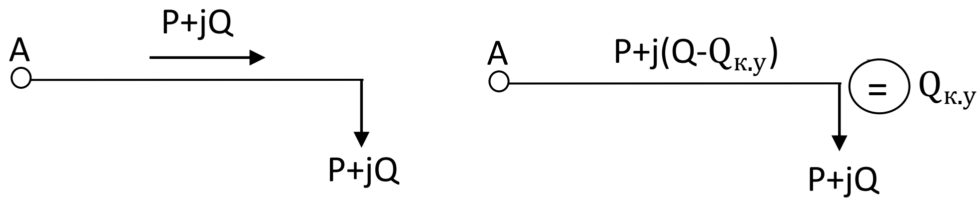
Ішкі электрмен жабдықтау желілеріндегі шығындар мен жүктемелердің өзгерістеріне әсер етуді есепке алу үшін энергожүйенің желілерінде біріккен коэффициенттермен: энергожүйедегі желілерде активті қуат шығынының өсуі кезіндегі қоректенуші желілеріндегі активті қуаттардың өзгеруі k_n; активті қуат шығыны өскен кездегі реактивті қуаттың өзгеруі- $k_э$. $k_э$ коэффициенті реактивті қуаттың экономикалық эквиваленті деп аталады. Мысалы, коэффициент $k_п$=0.1. Ол қоректенуші желілеріндегі жүктемені 1кВАР төмендеткен кезде, энергожүйедегі шығындар 0.1кВт төмендейтінін көрсетеді. Егер, мысалы, $k_э$=0.05, бұл кезде өндірістік мекемедегі желілердің реактивті жүктемесін 100квар көбейткенде, энергожүйедегі шығындар 5кВт жоғарлайтынын көрсетеді.

k_n және $k_э$ мәндері сипаттамалық режимдер үшін ЭВМ көмегімен энергожүйедегі қызметткер арқылы анықталу қажет.

3.2 Реактивті қуат көздері және олардың ерекшеліктері

Реактивті қуат тұтынушының сипатына байланысты болады. Мысалы, жарықтандыру үшін Q мәні аз және олар оны көбінесе елемейді. (3.1) көрініп тұрғандай генератордан тұтынушыға дейінгі алыс қашықтықтағы желілер арқылы реактивті қуатты жіберу шығынның жоғарлауына алып келеді, себебі R және X мәндері жоғарлайды.

Төменде ҚҚ-сыз желідегі қуаттың өзгеру схемасы (а) және тұтынушыға ҚҚ орнату кезіндегі схемасы көрсетілген.(3.1-сурет)



а) б)

3.1 сурет - ҚҚ-сыз желідегі қуаттың өзгеру схемасы (а) және тұтынушыға ҚҚ орнату кезінде

Q реактивті қуаттың өсуі активті, сонымен қоса реактивті қуаттардың шығындарының өсуіне алып келеді. Оларды төмендету үшін, қарымталау құрылғылары (ҚҚ) қолданылады, олар реактивті қуаттың көзі болып табылады және тұтынушыларды қуатпен жабдықтайды. Желілерді аса жоғары реактивті қуатпен жүктемеу үшін қорек көздері жақын жерлерден тұтынушыларды орналастырады. Сонда (3.1 –сурет) желідегі шығындар мына мәннен

$$\Delta P = \frac{P^2+Q^2}{U^2}\cdot R \quad \text{және } \Delta Q = \frac{P^2+Q^2}{U^2}\cdot X$$

келесі мәнге дейін төмендейді

$$\Delta P = \frac{P^2+(Q^2-Q_{k.y}^2)}{U^2}\cdot R \text{ және } \Delta Q = \frac{P^2+(Q^2-Q_{k.y}^2)}{U^2}\cdot X \qquad (3.1)$$

(3.1) көрініп тұрғандай, қарымталаушы құрылғының қуаты қаншалықты коп болған сайын $Q_{k.y}^2$ $(Q_{k.y}^2 < Q)$, қуат шығыны соншалықты төмендейді. Алайда шығынды азайту қарымталау құрылғысына қосымша шығындарды алып келеді, сондықтан құрылғының қуатын таңдау кезінде осы факторды ескеру қажет. Реактивті қуатты қарымталау электрмен жабдықтаудың тиімділігін жоғарлатудың басты құрылғысы болып табылады. Ол тек қуат шығынын азайтуға ғана емес сонымен қоса электр энергиясының сапасының жоғарлауына және электрстанциясы мен электр желілерінің жүксізденуіне алып келеді.

Айта кететін жайт, электр желілерін қарымталау құрылғыларымен жабдықталғандылық қазірше көп емес. Ол мемлекет бойынша не бары 0.2квар/кВт құрайды. Сонымен қатар, есептер көрсеткендей, экономикалық жағынан 0.5вар/кВт мәні тиімдірек болушы еді.

Мысалы:

4-5 учаскесі:

$$S_n^к = S_n - jQ_{cn}^к,$$

$$S_{4-5}^к = S_A - jQ_{C4-5}^к = 16{,}07 + j9{,}96 - j0{,}15 = 16{,}07 + j9{,}81 MBA,$$

$$\Delta S_n = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{ном}^2}\cdot(R_n + X_n),$$

$$\Delta S_{45}=\frac{16{,}07^2+9{,}81^2}{110^2}\cdot(2{,}3+j2{,}15)=0{,}07+j0{,}06MBA,$$

$$S_n^{н}=S_n^{к}+\Delta S_n,$$

$$S_{45}^{н}=S_{45}^{к}+\Delta S_{45}=16{,}07+j9{,}81+0{,}07+j0{,}06=16{,}14+j9{,}87MBA.$$

5-1учаскесі:

$$S_{51}^{к}=S_2-jQ_{C51}^{к}=26{,}21+j16{,}6-j0{,}8=26{,}21+j15{,}8MBA,$$

$$\Delta S_{51}=\frac{26{,}21^2+15{,}8^2}{110^2}\cdot(6{,}75+j10)=0{,}5+j0{,}77MBA,$$

$$S_{51}^{н}=S_{51}^{к}+\Delta S_{51}=26{,}21+j15{,}8+0{,}5+j0{,}77=26{,}71+j16{,}6MBA.$$

1-А учаскесі:

$$S_{1A}^{к}=S_3-jQ_{C1A}^{к}=57+j36{,}43-j0{,}3=57+j36{,}13MBA,$$

$$\Delta S_{1A}=\frac{57^2+36{,}13^2}{110^2}\cdot(1{,}32+j3{,}8)=0{,}5+j1{,}4MBA,$$

$$S_{1A}^{н}=S_{1A}^{к}+\Delta S_{1A}=57+j36{,}13+0{,}5+j1{,}4=57{,}5+j37{,}53MBA.$$

3-4 учаскесі:

$$S_{34}^{к}=S_4-jQ_{C34}^{к}=24+j14{,}8-j0{,}2=24+j14{,}6MBA,$$

$$\Delta S_{34}=\frac{24^2+14{,}6^2}{110^2}\cdot(0{,}38+j1{,}85)=0{,}03+j0{,}1MBA,$$

$$S_{34}^{н}=S_{34}^{к}+\Delta S_{34}=24+j14{,}6+0{,}03+j0{,}1=24{,}03+j14{,}7MBA.$$

2-3 учаскесі:

$$S_{23}^{к}=S_5-jQ_{C23}^{к}=39{,}118+j24{,}65-j0{,}5=39{,}118+j24{,}15MBA,$$

$$\Delta S_{23}=\frac{39{,}118^2+24{,}15^2}{110^2}\cdot(2{,}55+j6)=0{,}4+j1MBA,$$

$$S_{23}^{н}=S_{23}^{к}+\Delta S_{23}=39{,}118+j24{,}15+0{,}4+j1=39{,}518+j25{,}15MBA.$$

Реактивті қуат көздеріне генераторлар, компенсаторлар, синхронды қозғалтқыштар, конденсаторлар және тағыда басқа статикалық реттеуші көздер жатады. Сонымен қоса реактивті қуатты беріліс желілері де шығарады. Бұл қуат тек 110кВ және одан жоғары кернеулерді есептеу кезінде ғана әсер етеді.

Генератордың номиналды қуаты:

$$S_{\text{ном}} = \sqrt{P^2 + Q^2} \tag{3.2}$$

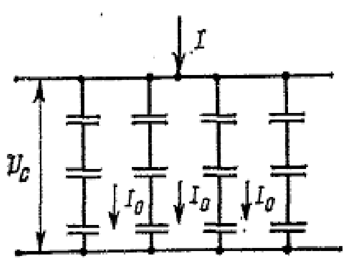
Ол активті $P = \sqrt{3}UIcos\varphi$ және реактивті $Q = \sqrt{3}UIsin\varphi$ қуаттарды өндіре алады. Бұл қуаттар өзара байланысты және тепе-анықталады (3.2). Активті қуаттың жоғарлауы реактивті қуаттың төмендеуіне алып келеді және керісінше. Алайда генераторды активті қуат есебінен реактивті қуатпен жүктеген экономикалық тиімсіз болып келеді. Соның арасында келесідей жағдайлар болу мүмкін, жүйедегі реактивті қуаттың артылуы жүйелі түрде аз үнемді генераторларды синхрондық компенсатор режиміне ауыстырады, яғни олар тек реактивті қуатты тұтынатын режимге. Құрылымдық түрде, генератор арқылы берілетін немесе тұтынылатын, реактивті қуат үш шарт бойынша шектеледі: 1) статор тогы рұқсат етілген мәннен аспау керек; 2) ротордың қозу тогы рұқсат етілген мәннен аспау керек; 3) генератордың тұрақты жұмысы қамтамасыз етілу керек. Үшінші шарт орындалу үшін генератордың реактивті қуатты тұтынуы шектеулі болу қажет.

Әдетте генератор реактивті қуатты береді, және анықтаушы ретінде екінші шарт болады, яғни қозу тогының шектеулілігі.

Синхронды қозғалтқыш (СҚ) тұтынушыларда орнатылады. Ол тек реактивті қуатты өндірмейді, сонымен қоса тұтынылатын активтіні де қолданылады. Соңғы кездері СҚ аса көп таралып жатыр. СҚ қымбат болғанымен, қарымталаушы құрылғылармен бірге қолданылатын асинхронды қозғалтқыштарға қарағанда арзанырақ.

Синхронды қарымталаушы (СК) тек тұтынушыларға қажетті арнайы реактивті қуатты өндіру үшін қолданылады. Өзінің айналуына желіден тәуелсіз түрде алатын активті қуатты пайдаланады. СК қажеттілікке байланысты реактивті қуатты бере де алады (аса қозу режиминде), сонымен қатар желіден ала да алады (қоздырылмай қалған режимде).

Төменде тізбектей және параллель қосылған конденсаторлар тобының схемасы көрсетілген. (3.2-сурет)

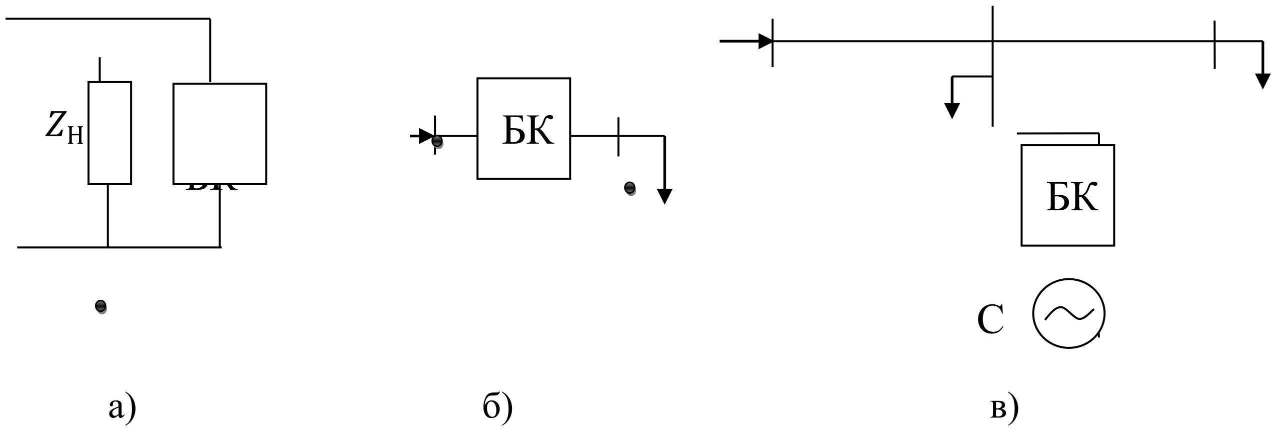


3.2 сурет - Тізбектей және параллель қосылған конденсаторлар тобының схемасы

Конденсатор батареясы (КБ)-бұл тізбектей және параллель қосылған конденсаторлар тобы (3.2-сурет), ол жетпей қалған реактивті қуатты жабу үшін арналған.

Тізбектей қосылған конденсаторлардың саны жоғарлаған сайын батареяға рұқсат етілген кернеу U_c мәні өседі. Параллель қосылған конденсаторлардың саны жоғарлаған сайын батареяға рұқсат етілген ток I мәні өседі. Үш фазалы желілер үшін үш батарея орнатылады, олар фазалық (жұлдызша) немесе сызықтық (үшбұрыш) кернеуге қосылады.

КБ тұтынушыларға параллель қосылу мүмкін (көлденең қарымталау) (3.3,а-сурет) немесе желіге тізбектей қосылу мүмкін (бойлық қарымталау) (3.3,б-сурет). КБ-ның СК тізбектей қосылуы 3.3,в-суретте көрсетілген.



3.3-сурет Батарея конденсаторының қосылу схемалары

Батареяларды қалыпты режимде параллель қосқан кезде батареядағы кернеу мәні шамамен тұрақты болып қалады. Бұл кезде батареямен генерацияланатын реактивті қуатты кернеу арқылы анықтаған ыңғайлы болады

$$Q_{k.y} = U_c^2 \omega C \tag{3.3}$$

(3.3) көрініп тұрғандай қуат сыйымдылыққа пропорционалды.

Тізбектей қосқан кездегі батареямен генерацияланатын реактивті қуатты ток арқылы анықтаған ыңғайлы болады:

$$Q_{k.y} = \frac{I^2}{(\omega C)} \tag{3.4}$$

(3.4) көрініп тұрғандай бұл жағдайда қуат тағы да сыйымдылыққа пропорционалды.

Тез жоғарлай алмайтын кернеуге қарағанда, ток I қысқа тұйықталу кезінде лезде өсіп кету мүмкін. Бұл кезде әр бір конденсатордағы кернеу U_0 мәні жоғарлайды, олар тесілу болдырмау үшін рұқсат етілген мәннен аспау қажет. Сондықтан конденсаторды тізбектей қосқан кезде әдетте КБ үш фазвсына параллель разрядттаушы қосылады, олар кернеу жоғарлаған кезде тесіп шығады және батареяны шунттайды. Бұл кезде құрылғының және оның эксплуатациясы мәнді түрде қиындайды.

Конденсатор батареяларының тиімділігі оларға, қосылатын желінің жүктелуіне көп жағдайда түрде тәуелді болады. Көбінесе ол реактивті қуаттың экономикалық эквивалентімен анықталады $k_э$.

Басқарылатын (РБК) және басқарылмайтын (НБК) конденсатор батареялары бар.

Беріліс желісі – бұл реактивті (зарядталған) қуатты $Q_c = U^2 b_0 l$ генерациялайтын жүйе элементі.

Генераторлар, желі және қозғалтқыштар жүйенің қажетті элементтері болып табылады, қарымталаушы мен конденсатор – көбіне реактивті қуатты өндіру үшін орнатылатын, қосалқы қорек көзі. Сондықтан, қарымталаушы мен конденсатордың өзара артықшылықтары мен кемшіліктерін бағалау керек:

Конденсаторлар қарымталаушыдан арзан болады;

Конденсатордағы активті қуат шығындары қарымталушыдан бірнеше есе аз;

Конденсаторды аз қуатқа да жоғары қуатқа да қолдануға болады. Қарымталаушы көп жағдайда жоғары қуат кезінде ғана қолдану тиімді болады.

Конденсаторларда жылжымалы бөлігі болмағандықтан, олар сенімді және қызмет көрсету кезінде қарапайым.

Конденсаторлар кернеу қисығының пішінін жақсартады, себебі жоғары гармоникті токтар үшін аз кедергіге ие болады. Сондықтан жоғары гармоника токтары көбінесе желі арқылы емес, конденсатор арқылы тұйықталады;

Көп жағдайда конденсаторлар ревизия мен жөндеу жұмыстары кезінде ұзақ уақытты өшіруді талап етпейді.

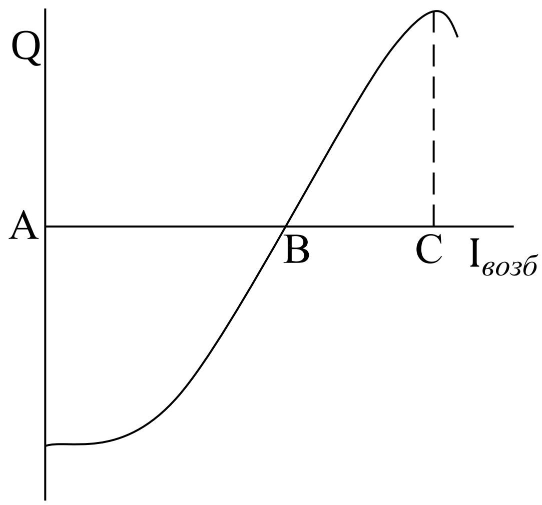
Сонымен қатар: 1) карымталаушылар реактивті қуатты жатық реттеуі мүмкін, ал конденсаторлар батареялардың жеке топтарын қосып өшіру арқылы тек секірмелі түрде реттей алады. 2) карымталаушылар реактивті қуатты бере де (өндіреді), ала да (тұтынады) алады; конденсаторлар тек бере алады. Компенсатордың бұл сипаты кернеуді реттеуге көмектесе алады. Аз жүктеме сағаттарында (мысалы, түнде) кернеу күрт өсуі мүмкін, бұл оқшауламаға қауіп туғызады. Кернеуді төмендету үшін, кернеу шығынын келесі мәндермен жоғарлату керек

$$\Delta U = \frac{PR+QX}{U} \text{ мәнінен}$$

$$\Delta U = \frac{PR+(Q+Q_к)X}{U} \text{ дейін} \qquad (3.5)$$

Бұл үшін қарымталаушы реактивті қуатты желіден тұтынуы тиіс, яғни қоздырылмай қалған режиде жұмыс істеуі керек (3.4-сурет). Ал конденсаторларды кернеу түсіру үшін желіден тобымен немесе толық өшіруге тиіс болады. (3.5)-ке сәйкес кернеу түсіру мақсатында желідегі реактивті қуатты көбейту, (3.1)-ке сәкес қуат шығынының артуына алып келуі мүмкін. Алайда бұл үрдіс ұзақ болмайды және оқшаулама сақтау үшін де жіберілетін болып саналады.

Төменде Қарымталаушының реактивті қуатының $I_{\text{возб}}$ қоздыру тогынан тәуелділік схемасы көрсетілген.(3.4-сурет)



AB – қоздырылмай қалған (қарымталаушы реактивті қуатты желіден алады);
BC – аса қоздырылған (қарымталаушы реактивті қуатты желіге береді)

3.4 сурет - Қарымталаушының реактивті қуатының $I_{\text{возб}}$ қоздыру тогынан тәуелділігі:

Конденсатордың реактиті қуатын жатық реттей алу үшін, тиристорды сыйымдылық немесе индуктивтілікпен тізбектей жалғанатын арнайы қондырғылар ойлап табылған. Бастапқыда жатық басқарудың басқа да әдістері ұсынылды. Бұл қосымша қондырғылар қарымталаушы қондырғыдан қымбат болғанымен, жалпы алғанда олар конденсаторлардың артықшылығын сақтай отырып, кемшілігін жояды.

3.3 Желідегі активті және реактивті қуаттарды таратуды оңтайландыру

Барлық тұтынушыларды активті және реактивті қуаттармен қамтамасыз ету желінің элементтері бойымен түрлі тарату арқылы жүзеге асырылуы мүмкін. Осыған байланысты қуат шығыны көп немесе аз болуы мүмкін. Мысалы, осы көзқарасқа байланысты көп жағдайда тұтынушыларды электр энергиясымен жақын орналасқан электр станциясынан ең жақын жолмен қамтамасыз еткен тиімді.

Бір немесе одан да көп қорек көзі бар, эқк болатын желідегі активті қуаттың шығындары біртекті желідегі қуат таратумен сәйкес келеді, яғни келесі жағдайда:

$$tg\alpha = \frac{X}{R} = const. \qquad (3.6)$$

Бұл минималды шығындарға сәйкес келетін қуатттарды қалыпты таратуы, егер желінің барлық элементтерін tgα бірдей болған жағдайда олардың активті R кедергісімен немесе $R + jR\ tg\alpha$ алмастырса пайда болады.

Қуаттың минималды шығыны, яғни желідегі активті қуатты тиімді тарату, түрлі әдістермен алынуы мүмкін. Мысалы, көлденең реттеу жасайтын арнайы желілік реттегіштер қолдану арқылы желінің әртүрі генераторлары арасында қуатты сәйкесінше тарату, желінің конфигурациясынын өзгерту (жеке элементтерді қосу немесе өшіру арқылы) және т.б.

Қуат шығынын төмендету бойынша аталған іс-шаралар басқа да факторларға әсер етеді. Турбогенратолар арасындағы қуатты қайта тарату тұтынатын отын бағасының өзгеруіне алып келеді, себебі кейбір генераторлар екіншісінен үнемдірек, немесе бір генератор көп немесе аз үнемді режимде жұмыс істеуі мүмкін. Сәйкесінше генератолардың қуатын өзгерту түрлі су қоймаларының су шығынын қайта есептеуге алып келеді, бұл өз кезегінде әртүрлі гидроресурстардың үнемділігін өзгертуі мүмкін. Сызықты реттегіштерді қолдану кезінде осы реттегіштерге кететін капиталды шығындарды ескерген жөн және т. б.

Осылайша, активті қуатты рационалды тарату қарастырылып отырған жағдайдың түрлі жақтарын ескеретін, күрделі кешенді мәселе болып табылады: қуат шығыны, генераторлар жұмысының үнемділігі және т. б.

Жоспарланатын режимдер үшін активті қуатты тарату ЭЕМ-де арнайы программалар бойынша есептеледі. Жоспарланатын режимге байланысты пайда болу мүмкіндігі жоғары болатын ауытқулар үшін оптималды режимдер де есептеледі (жоспардан тыс жүктемені өшіру, желі элементтерін өшіру және т.б.). Есептелген оптималды режим бойынша жеке станцияларға олардың беріп отырған активті қуаты бойынша тәуліктік графиктер беріледі. Бұл графиктер арнайы автоматты қондырғылар көмегімен ұсталынып тұруы мүмкін. Жеке генераторладағы активті қуатты реттеуді тиімді тарату автоматты басқару жалпы жүйесімен байланысты болуы керек.

Жүйе элементтерімен реактивті қуатты тарату да оптимизацияны талап етеді. Реактивті қуатты ұзақ қашықтыққа тарату отын шығынын көбейтеді, желінің өткізгіштігін және қондырғының қызмет ету мерзімін төмендетеді, яғни бүкіл желінің техника-экономикалық көрсеткішін төмендетеді. Сонымен бірге кернеудің үлкен ауытқуымен бірге жүреді, бұл статикалық шарт бойынша берілетін қуаттың шегін азайтады, сәйкесінше энергожүйенің жұмыс істеу сенімділігін азайтады. Тұтынушыдағы кернеудің азаюы өз кезегінде, механизмдердің жұмыс істеу өнімділігін азайтады, яғни оладың жұмыс істеу мерзімі де төмендейді.

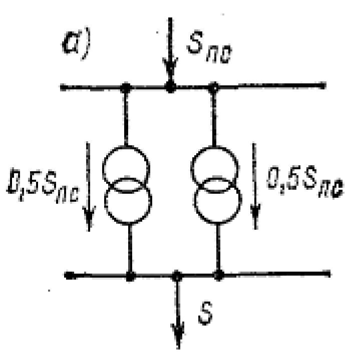
(3.1) көріп тұрғанымыздай, реактивті қуат көздерін тұтынушыға жақын орналастыру активті және реактивті куат шығынын азайтады, яғни энергожүйенің жалпы режимін жақсартады.

3.4 Желінің жеке элементтерін қосу мен өшіру және электр энергиясының шығынын бақылау

Желідегі активті және реактивті қуаттарды тиімді тарату үшін, қажетті кернеу деңгейін орнатудан, компенсациялаушы қондырғыларда реактивті қуатты өзгертуден және басқа да іс-шаралар қолданудан басқа, қуат шығынын желінің, дәлірек айтқанда трансформаторларда жеке элементтерін қосу немесе өшіру арқылы.

Трансформаторларды қосу және өшіру. Трансформаторлардағы қуат шығынының екі құраушысы бар: жүктемеге тәуелді қысқа тұйықталу шығындары, және жүктемеден тәуелсіз болатын бос жүріс шығыны. Қуатты көп тұтынатын кезеңдерде трансформатор санын көп қолданған дұрыс. Бұл кезде мыстағы шығынның азюы болаттағы шығынның көбеюіне алып келеді. Аз жүктеме кезінде, керсінше, трансформаторлар бөлігін азайтқан жөн.

Төменде трансформаторлардың жалғану схемасы көрсетілген.



3.5 сурет - Трансформаторлардың жалғану схемасы

Тұтынылатын қуаты S болған кездегі екі бірдей параллель трансформаторлары бар қарапайым қосалқы станцияны қарастырайық. Қысқа тұйықталу шығыны берілетін қуат квадратына пропорционал,

$$\Delta P_k = \Delta P_{\text{к.ном}} \left(\frac{S_{\text{тр}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 \tag{3.7}$$

Бос жүріс шығындары

$$\Delta P_{\text{х}} = \Delta P_{\text{х.ном}} \tag{3.8}$$

$\Delta P_{\text{х.ном}}$ және $\Delta P_{\text{к.ном}}$ мәндері П.5.7 – П.5.22 кестелерінде немесе басқа да анықтамаларда корсетілген.

Екі трансформатор қосылған режимде, әрбір трансформатор арқылы берілетін қуат:

$$S_{\text{тр}} = 0.5 S_{\text{пс}} \tag{3.9}$$

Қуаттың қосынды шығыны бұл жағдайда:

$$\Delta P = 2(\Delta P_k + \Delta P_x) = 2(\Delta P_{\text{к.ном}}(\frac{0.5S}{S_{\text{ном}}})^2 + \Delta P_{\text{ном}}) \quad (3.10)$$

Егер трансформаторлардың бірі сөндірулі болса (3.5, б-сурет), онда жұмыс істеп тұрған трансформатор арқылы өтетін қуат:

$$S_{\text{тр}} = S_{\text{пс}} \quad (3.11)$$

Онда 3.5, б-суретінде көрсетілген жағдай үшін қуаттың қосынды шығыны келесідей болады:

$$\Delta P_{\text{б}} = \Delta P \quad (\frac{S}{S_{\text{ном}}})^2 + \Delta P_{\text{х.ном}} \quad (3.12)$$

Яғни, егер де 3.5, а, б- суретінде келтірілген жағдайлар үшін шығындарды салыстарған кезде, келесі шарттар орындалса, онда трансформаторларды сөндіру тиімді болатыны анықталады:

$$\Delta P_{\text{б}} = P_{\text{а}} \quad (3.13)$$

(3.10) және (3.12) өрнектеріне (3.13) қоя отырып, теңсіздік келесі жағдайда қанағаттандырылатынын кореміз:

$$S < S_{\text{ном}}\sqrt{2\Delta P_x/\Delta P_{\text{к.ном}}}\,. \quad (3.14)$$

Сәйкесінше, n трансформаторлар параллельно қосылған кезінде, олардың біреуін сөндіру келесі шарт сақталған кезде тиімді болып табылады:

$$S < S_{\text{ном}}\sqrt{n(n-1)\Delta P_{\text{х.ном}}/\Delta P_{\text{к.ном}}} \quad (3.15)$$

Бір қосалқы станцияда бірнеше трансформаторларды резервтеу мақсатымен орнату тек арнайы жағдайларда болатынын ескерген жөн. Егер қосалқы станциядағы трансформатордың тиімді саны қарастырылып жатса, қарастырылғаннан басқа қысқа тұйықталу токтарының өзгеру мөлшерін және қосымша трансформатор орнатқан кездегі сенімділік дәрежесін ескерген жөн. Төменгі кернеу желісі бойындағы түрлі қосалқы станциялардағы трансформаторларды өзара резервтеу кезінде тек трансформатордағы ғана емес, сонымен қатар желідегі шығындарды да ескеген жөн болады.

Алайда режим өзгерген кездегі трансформаторларды қосып өшіру кейбір қиындықтарға тап болады, себебі әрбір трансформатор үшін жүктеме акжыратқышын орнату қажеттілігі туындайды. Егер қуат шығынын азайтатын болса оларды орнату тиімді болады. Сондықтанда жүктеме ажыратқышы бар және жоқ болған суздгі келтірілген шығындарды салыстып, ең тиімді нұсқаны таңдау керек болады. Бір қосалқы станцияда параллель жұмыс істейтін, айрғышы бар жүктеме ажыратқышы жоқ трансформаторлардың біреуінің қабілеттілігін тексеру бойынша жұмыстар жүргізілген. Егер аз уақытқа қосалқы станцияны қорек көзінен ажыратса, барлық жағдайда трансформаторды айрғыш көмегімен өшіріп қосуға болады, бірақ ол әрдайым мүмкін бола бермейді.

Сонымен қатар, қосу мен сөндіруді автоматты басқаратын айрғыштар мен жүктеме ажыратқыштары өндірісте шығарылмайды. Сондықтан тәуліктікке сәйкес болатын режимді трансформаторлада ұстап тұру, тек қосалқы станцияда қызмет етуші персонал болған кезде ғана мүмкін болады. Қуат шығынын азайту үшін қуат ажыратқыштарын орнату әрдайым ақтала бермейді.

Қарымталаушы қондырғыладағы реактивті қуатты өзгерту. Жүктеме режимі өзгерген кезде қарымталаушы құрылғылардың тиімді қуаты әрдайым өзгеріп тұрады. Мұндай өзгерісті жүзеге асыру арнайы басқарушы автоматикасы бар жатық реттелетін қарымталаушы қондырғылар үшін ғана жүзеге асады.

Сатылы реттелетін қарымталаушы құрылығылар кезінде олардың қуатын өзгерту, мысалы, параллель бір тармақтарды өшіру немесе қосу жүктеменің тек белгілі бір мәндерінде тиімді болады.

Жатық реттелетін қарымталаушы құрылғылар кезінде қуат шығынының азайтылуы қамтамасыз етіледі, алайда бұл құрылғылар қымбат тұрады. Қайсыбір қарымталаушы құрылғыларды таңдау келтірілген шығындар бойынша жүргізіледі.

Энергия шығынын бақылау, тұтынушы санауыштары тіркейтін энергияны ескермей, санауыштар көмегімен энергия мәнін анықтау мақсатымен және энергия үнемділігін жоғарлату үшін жүргізіледі.

Тұтынушы санауышы тіркемейтін энергияны анықтау, коректендіруші қосалқы станциядағы және тұтынушы сануыштарын салыстыру арқылы немесе арнайы қондырғылар көмегімен жүзеге асырылуы мүмкін. Кейбір айырмашылықтар желідегі шығындардан да болады. Егер бұл айырмашылық желідегі есептік шығындардан көп үлкен болатын болса, онда себеп-салдарды анықтап, оларды жою керек.

Энергияны үнемдеудің негізгі ынталандырушысы тұтынушыдан алынатын энергия үшін төлемдер болып табылады. Энергожүйе үшін энергияның өзіндік құны тәулік мезгілінен (минимум жүктеме сағаттарында өзіндік құн төмен), жыл мезгілінен және энергия сипаттамасынан (активті және реактивті қуаттардың қатынасы) тәуелді екенін ескере отырып, энергия үшін тұтынушының төлеуі көп жағдайда дифференциалданған түрде жүзеге асырылады.

Энергия жетіспеушілігі кезінде кейбір тұтынушылар энергожүйеден шектеледі.

4 Электр қауіпсіздігі

Электр қауіпсіздігі, өндірістік және әлеуметтік-тұрмыстық арналған ғимараттардың электр қондырғылары және жалпы техникалық шарттар бойынша ҚРСТ 1295-2004, 2006.01.01 күні енгізілді.

Қолданылу саласы: бұл стандарт ғимараттардың электр қондырғыларының электр қауіпсіздігі жөніндегі жалпы техникалық шарттарды белгілейді.

Стандарт талаптары өндірістік және әлеуметтік-тұрмыстық арналған мынадай ғимараттардың электр қондырғыларына таратылады:

-тұрғын үйлер;

-өндірістік ғимараттар;

-сауда кәсіпорындары;

-қоғамдық ғимараттар;

-ауыл шаруашылық құрылыстары;

-тұрғын автофургондар және оларға арналған тұрақтар;

-құрылыс алаңдары, тамашалау құрылыстары және де басқа уақытша құрылыстар.

Электр тоғымен зақымдалу дәрежесіне сәйкес электр қондырғыларымен жабдықталған ғимарат класын белгілеу қажет.

Белгіленген класс негізделген нышандарды көрсету қажет.

Электр тоғымен зақымдалудан қорғану іс-шараларын, электр желілерінде қысқа тұйықталудың нәтижесінде жарылыс пен өрттердің пайда болуынан қорғаныс (арнайы орындалған электр қондырғыларын пайдалану; қауіпсіз кернеулік, күштік және жарықтандырғыш желілердің тоқ өткізгіш бөліктерін оқшаулау; оларды қолмен ұстап қалудан жеткіліксіз жерге орналастыру; блоктауды, ескерту дабылдарын қолдану; қорғаныстық жерсіндіру мен өшіп қалуды; жеке қорғаныс құралдарын пайдалану т.с.с.).

ҚОРЫТЫНДЫ

Осы дипломдық жұмыста кернеуі 110 кВ қосалқы станцияның тұтынушыларын қоректендіруші электр торабын жобаладым. Қосалқы станцияларының берілген мәндері бойынша электрлік есебін жүргіздім. Осы қосалқы станциялардағы электр беріліс желісінің номинал кернеуін таңдадым. Қауттарына байланысты ТРДН-10,16,25,40/110 трансформаторларын таңдадым.

Ең алдымен Стилл формуласы бойынша желінің кернеуін анықтадым. Жобалау кезінде қосалқы станция трансформаторларының типін және қуатын таңдадым және олардың қуат шығындарын есептедім. Сымдардың параметрлерін таңдау алдында сымның қимасын таңдадым, ол участоктың токтарына байланысты алынады.

Сонымен қатар желінің кернеу шығындарын, желінің технико-экономикалық тиімділігін есептедім. Және де ең маңызды нәрсе, ол желінің максималды жүктеме мен минималды жүктеме кезіндегі қуатты есептеу, содан кейін қосалқы станцияның минималды режимін есептеу болды. Апаттық режимді есептеу кезінде мен бір участокты қиып алдым, содан кейін оның жүктемелерін қалған участоктарға қоса отырып оның есептік қуатын және кернеу шығындарын есептедім. Ең соңында мен сымдардың механикалық есептеулерін жүргіздім.

Тұтынушы санауышы тіркемейтін энергияны анықтау, қоректендіруші қосалқы станциядағы және тұтынушы сануыштарын салыстыру арқылы немесе арнайы қондырғылар көмегімен жүзеге асырылуы мүмкін. Кейбір айырмашылықтар желідегі шығындардан да болады. Егер бұл айырмашылық желідегі есептік шығындардан көп үлкен болатын болса, онда себеп-салдарды анықтап, оларды жою керек.

Энергия жетіспеушілігі кезінде кейбір тұтынушылар энергожүйеден шектеледі. Жұмыста еңбекті қорғау және қоршаған ортану қорғау мәселелері қарастырылды. Өндірістегі желдету мен табиғи жарықтандыру қарастырылды, және осыларға сәйкес есеп жүргізілді.

ПАЙДАЛАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1 Блок В.М. Электрические системы и сети. М.: «Высшая школа», 1986- 294 с.

2 Басс Э.И., Дорогунцев В.Г. Релейная защита электроэнергетических систем. Учебное пособие / Под ред. А.Ф. Дьякова. – 2-е изд., стереот. – Изд

3 Веников В.А. Электромеханические переходные процессы в электрических системах.-М.: Высшая шк.,1985-536б.

4 Глазунов А.А., Электрические сети и системы, Госэнергоиздат,1980 - 246 б.

5 Идельчик В.Н. Электрические системы и сети. М: Энергоатомиздат, 1989-251 б.

6 Евдокунин Г.А. Электрические системы и сети. Учебное пособие для студентов электроэнергетических спец. вузов. - СПб: Издательство Сизова М.П. 2001 -360 б.

7 Мельников Н. А., Солдаткина Л.А., Регулирование напряжения в электрических сетях.: –изд-во Энергия, 1982 - 353 б.

8 Овчаренков Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем. Москва. – Издательство НЦ ЭНАС, 2000 – 503б.

9 Окуловская Г.Я., Павлова М.В., Паниковская Т.Б., Смирнов В.А., Устойчивость электрических систем. Учебное пособие. Екатеринбург.- УГТУ,2001 - 60б.

10 Правила устройства электроустановок, изд-во «Энергия», 2005- 201 б.

11 Учебное пособие под ред. Г.И. Денисенко Электрические системы и сети. М.: Высшая школа, 1986-283 б.

12 Ульянов С.А. Электрмагнитные переходные процессы в электрических системах.-М.: Энергия, 1968-456 б.

13 Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях. Учебное пособие для электроэнергетических специальностей. /Под ред. В.Л. Строева, -М.: Высшая школа, 1999-198 б.