

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ
Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті
Энергетика және машина жасау институты
Энергетика кафедрасы

Бейсенбаев Диас Даулетұлы

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

«Лепсі-2 ГЭС-ның» электр жабдықтарын жобалау және есептеу

6B07101 – «Энергетика»

Алматы 2024

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҒЫЛЫМ ЖӘНЕ ЖОҒАРЫ БІЛІМ
МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

Энергетика және машина жасау институты

Энергетика кафедрасы

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
НАО «КазНТУ им.К.И.Сатпаева»
Институт энергетики
и машиностроения

ҚОРҒАУҒА ЖІБЕРІЛДІ

Кафедра меңгерушісі

PhD, қауымдастырылған профессор

Е.А. Сарсенбаев

«20» 06 2024ж.

Дипломдық жұмысқа
ТҮСІНІКТЕМЕЛІК ЖАЗБА

Тақырыбы: «Лепсі-2 ГЭС-ның» электр жабдықтарын жобалау және есептеу

6B07101-«Энергетика» мамандығы бойынша

Орындаған

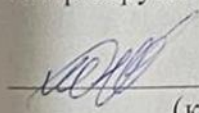


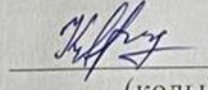
Бейсенбаев Д.Д.

Пікір беруші

Ғылыми жетекші

Аға-жетекші

 Жантурин М. Ж
(колы)

 Баянбаев Қ.А
(колы)

«13» 06 2024ж.

«14» 06 2024 ж.

Алматы 2024

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҒЫЛЫМ ЖӘНЕ ЖОҒАРЫ БІЛІМ
МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

Энергетика және машина жасау институты

Энергетика кафедрасы

6B07101-«Энергетика» мамандығы

«БЕКІТЕМІН»

Кафедра меңгерушісі

PhD, қауымдастырылған профессор

Е.А.Сарсенбаев

«25» 07 2024 ж.

Дипломдық жұмыс орындауға

ТАПСЫРМА

Студент Бейсенбаев Диас Даулетұлы

Тақырыбы: «Лепсі-2 ГЭС-ның» электр жабдықтарын жобалау және есептеу

Университеттің Ғылыми кеңесі бекіткен. № 408-п «05» қараша 2024 ж.

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі «14» мамыр 2024 ж.

Дипломдық жұмыстың бастапқы берілістері Кернеуі 220/110/10 кВ, 4 қосалқы станциясыдан тұрады, Қосалқы станциялардың максималды жүктемелері $S_1=50+j20$, $S_2=30+j10$, $S_3=40+j20$ (кВт), сәйкесінше олардың ұзындықтары $l_1=30$, $l_2=30$, $l_3=60$ $l_4=150$ (км). Максималдық жүктеменің жылдық сағаты $T_{max}=6000$ сағ. Қуат коэффициенті $\cos \varphi=0,89$. Минималды жүктеме кезіндегі жүктеме 40(%) пайыз.

Дипломдық жұмыста қарастырылатын мәселелер тізімі а) Электр тораптарды жобалау; Электрлік қосалқы станцияларының тиімді схемасын таңдау; Кернеу және қуат шығындарын есептеу; б) Арнайы бөлім; в) Электр станциялардағы желілер кернеуін генератормен реттеу, кернеуді реттеу жабдықтарын таңдау.

Сызбалық материалдар тізімі (міндетті сызбалар дәл көрсетілуі тиіс) Сызбалық материалдар слайдтар мен А4 көрсетілген

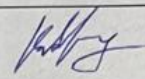


Ұсынылатын негізгі әдебиет 1) Блок В.М. Электрические системы и сети. М.: Высшая школа 1986

2) Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под ред. Н.Ш. Шапиро, С.С. Рокотяна, - М.: Энергоатомиздат, 1985

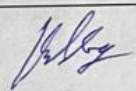
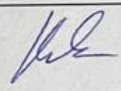
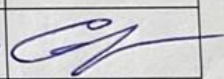
3) Рыжов Ю.П. дальние электропередачи сверхвысокого напряжения, -М.: Издательский дом МЭИ, 2007

4) Идельчик В.Н. Электрические системы и сети. М: Энергоатомиздат, 1989

Дипломдық жұмысты дайындау
КЕСТЕСІ

Бөлімдер атауы, қарастырылатын мәселелер тізімі	Ғылыми жетекшіге көрсету мерзімдері	Ескерту
Кернеуі 110кВ желіні жобалау	08.04.24-30.04.24ж	
Технологиялық бөлім	05.05.24-10.05.24ж.	
Электр беріліс желісінің сұлбасын құру	15.05.24-20.05.24ж	

Дипломдық жұмыс бөлімдерінің кеңесшілері мен норма бақылаушының аяқталған жұмысқа қойған қолтаңбалары

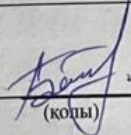
Бөлімдер атауы	Кеңесшілердің аты-жөні, (ғылыми дәрежесі, атағы)	Қол қойылған күні	Қолы
Негізгі бөлім	Қ.А.Баянбаев , аға оқытушы	14.06.24	
Арнайы бөлім	Қ.А.Баянбаев , аға оқытушы	14.06.24	
Норма бақылау	Бердібеков Ә.О., магистр, аға оқытушы	20.06.24	

Ғылыми жетекшісі
(колы)



Қ.А.Баянбаев

Тапсырманы орындауға алған студент


(копы)

Д.Д.Бейсенбаев

Күні

«25» 01 2024ж

АНДАТПА

Дипломдық жұмыс «Лепсі–2 ГЭС-ның электр жабдықтарын жобалау және есептеу» тақырыбында орындалған. Дипломдық жұмыста 220/110/10 кВ электр тораптарына есептеу жүргізілген, аймақ бойынша қуат ағынының таралуы есептелген, активті және реактивті қуат шығындарына есептеу жүргізілген, жүктеме түйіндерінде кернеу шығындарына есептеу жүргізілген. Қосалқы станцияларда күштік трансформаторлар қуаты және саны таңдалып, олардың параметрлері мен шығындары есептелген. Тораптың параметрлері есептеліп, алмастыру схемалары құрылған және өткізгіштер қимасы таңдалған. Қысқа тұйықталу токтары есептеліп, 110 және 10 кВ торапқа коммутациялық аппараттар және күштік электр жабдықтар таңдалған.

АННОТАЦИЯ

Дипломная работа выполнена на тему «Проектирование электрической сети ГЭС Лепсы 2». В дипломной работе выполнены расчеты электрической сети напряжением 220/110/10кВ, выполнены расчеты распределения мощности по участкам, расчеты потерь активной и реактивной мощности, расчеты потерь напряжения по узловым точкам. Выбраны число и мощность силовых трансформаторов на подстанциях, составлены схемы замещения и рассчитаны их параметры. Составлены схемы замещения линий электропередачи и выбраны сечения проводов. По расчетам токов короткого замыкания выбрана электрическая аппаратура на 110 кВ и 10кВ.

ANNOTATION

The thesis was carried out on the topic “Design of the electrical network of the Lepsy 2 hydroelectric station.” In the thesis, calculations were made for an electrical network with a voltage of 220/110/10 kV, calculations were made for power distribution across sections, calculations for active and reactive power losses, and calculations for voltage losses at node points. The number and power of power transformers at substations were selected, equivalent circuits were drawn up and their parameters were calculated. Replacement diagrams for power lines have been drawn up and wire sections have been selected. Based on calculations of short circuit currents, electrical equipment of 110 kV and 10 kV was selected.

МАЗМҰНЫ

	Кіріспе	
1	Технологиалық бөлім	12
1.1	Жалпы ГЭС Лепсі-2 жайлы ақпарат	12
1.2	СЭС құрал-жабдықтары	13
2	Негізгі бөлім	14
2.1	Тұйықталған жүйедегі электр беріліс желісінің сұлбасын құру нұсқалары	14
2.2	Дипломдық жобаның берілгендері	15
2.3	Тұйықталған жүйедегі электр беріліс желісінің номиналды кернеуін таңдау	16
2.4	Қосалқы станциялардағы трансформаторларды таңдау	17
2.5	Трансформатордың орамасындағы шығындарын анықтау	20
2.6	Тұйықталған жүйенің торап учаскілеріндегі қуат таралуын есептеу	24
2.7	Тұйық жүйедегі сымдардың қимасын және параметрлерін есептеу	24
2.8	Желінің жұмыс режимдерінің анализі мен есептеулері	29
2.9	Тұйықталған жүйе үшін желілер мен трансформаторлардың қуат шығындары	31
2.10	Тұйықталған жүйенің минималды жүктеме кезіндегі қуатты есептеу	35
2.11	Қосалқы станцияның минималды режимін есептеу	35
2.12	Желінің жұмыс режимдерінің анализі мен есептеулері	38
2.13	Желілер мен қосалқы станциялардағы қуат шығындары	39
2.14	Тұйықталмаған жүйедегі электр беріліс желісінің номиналды кернеуін таңдау	43
2.15	Тұйықталмаған жүйедегі сымдардың қимасын және параметрлерін есептеу	44
2.16	Трансформатордың орамасындағы шығындарын анықтау	47
2.17	Желілер мен қосалқы станциялардағы қуат шығындары	48
2.18	Қысқаша тұйықталу тогын есептеу	52
2.19	Электр аппараттарын таңдау	55
3	Арнайы бөлім	58
3.1	Электр желілерінде кернеуді реттеу әдістері	58
3.1.1	Электр станциялардағы желілер кернеуін генератормен реттеу	58
3.1.2	Трансформаторлардың трансформация коэффициентін өзгерту, желінің параметрлерін өзгерту, реактивтік қуаттың шамасын	59

өзгерту арқылы кернеуді реттеу	60
3.1.3 Желідегі кернеуді желі параметрлерін өзгерту арқылы реттеу	60
3.1.4 Желідегі реактивті қуат өлшемін өзгерте отырып кернеуді реттеу	61
3.2 Қосалқы станция шиналарындағы кернеуді реттеудің түрі	62
трансформатордағы тармақтарды ауыстырып қосу	65
3.3 Кернеуді реттеу құрылғыларын бақылау	67
3.4 OILTAP®MSE 340 типті жаңа РПН құрылғысы	69
3.5 Түйіндердегі кернеуді есептеу	70
3.5.1 Кернеуді реттеу жабдықтарын таңдау	72
3.6 Электроэнергия шығындары	76
3.7 Жермен қосудың есебі	77
ҚОРЫТЫНДЫ	83
ПАЙДАЛАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ	84

КІРІСПЕ

Электр энергиясының негізгі тұтынушылары өндіріс, көлік қатынасы, ауыл шаруашылығы, ауыл мен қаланың коммуналды шаруашылығы екені белгілі. Осылайша, өндіріс электр энергиясының жетпіс пайызын тұтынады.

Электр энергиясы халық шаруашылығының барлық дерлік саласында, әсіресе механизмдердің электр жетектері үшін, сонымен қатар әртүрлі электротехнологиялық қондырғылар үшін, ең бірінші электротермиялық және электр дәнекерлеу қондырғылары, электролиз және материалдар мен металдарды электрмен дыбыстап өңдеуде және т. б. қолданылады.

Өндірістік объектерге, қондырғылар, құрылғылар және механизмдерге энергожүйеден электр энергиясының қажетті мөлшері мен сәйкес сапасын жеткізуді қамтамасыз ету үшін кернеуі 1000 В және одан жоғары тораптан және трансформаторлы, түрлендіргішті және тарату қосалқы стансаларынан тұратын өндіріс кәсіпорындарын электрмен қамтамасыз ету жүйелері қызмет етеді.

Заманауи өндіріс кәсіпорындарын электрмен қамтамасыз етуді жобалау кезінде техника экономикалық сұрақтардың шешімі электр жүктемесінің дұрыс анықталуы болып табылады. Электр жүктемесінің анықталуы кез келген электрмен қамтамасыз ету жүйесін жобалаудың бірінші сатысы болып табылады. Электрлік жүктеме дегеніміз жобаланып отырған электрмен қамтамасыз ету жүйесінің техника экономикалық көрсеткіштері мен барлық элементтерінің таңдалуы. Күтілген жүктеменің дұрыс бағалануынан электрмен қамтамасыз ету жүйесінің шығындары, түсті метал шығыны, электр энергия шығыны және пайдалануға кеткен шығындар тәуелді. Электр жүктемелерін анықтау кезіндегі қателіктер өндіріс кәсіпорынының техника экономикалық көрсеткішінің нашарлауына алып келеді.

Сондай – ақ энергожүйеден қоректенетін реактивті қуаттың экономикалық және техникалық көлемін есептеу, сонымен қатар компенсация құрылғыларын, олардың қуаттарын және орналасу орнын дұрыс таңдау қажет. Осыдан энергетикалық ресурстар мен жабдықтарды пайдалану тиімділігі тәуелді болады.

Сыртқы электрмен жабдықтаудың тиімді сұлбасын, электр торабы параметрі және оның элементтерін анықтау үшін техника экономикалық есептеулерді жүргізу қажет. Осыған сәйкес жан – жақты техника және электрлік талдау жүргізу керек. Тек қана мүмкін болатын нұсқаны сипаттайтын барлық техника экономикалық таңдаулар дұрыс шешім таңдауға мүмкіндік береді.

Сонымен қатар еңбекті қорғау және қабылданған шешімнің экономикалық тиімділігін бағалауға үлкен назар аудару керек.

1 Технологиялық бөлім

1.1 Жалпы ГЭС Лепсі-2 жайлы ақпарат

«ГЭС Лепсі-2» ЖШС 2013 жылы құрылған, кәсіпорынның негізгі қызметі электр энергиясын өндіру және тасымалдау болып табылады, ол ASPMK-519 компаниялар тобына кіреді.

Жобаның орналасқан жері

СЭС-2 құрылысы Қазақстан Республикасы, Жетісу облысы Сарқанд ауданының аумағында орналасқан, Алматы қаласынан солтүстік-шығысқа қарай 500 км (түзу сызықта), әкімшілік орталығы Талдықорған қаласынан солтүстік-шығысқа қарай 200 км жерде орналасқан.



1-сурет. ГЭС Лепсі-2.

Жобалау орны: Сарқанд қаласынан солтүстік-шығысқа қарай 50 км, жұмыс істеп тұрған Антоновская ГЭС-інің бас түйінінен 1,8 км жоғары.

Жобаның ауқымы

Жобаның жергілікті ауқымы бар. Лепсі өзеніндегі белгіленген қуаты 16,99 МВт және орташа ұзақ мерзімді электр энергиясын өндіру 67,78 ГВт сағ болатын ГЭС-2 Қазақстан Республикасы Жетісу облысы Талдықорған өңірінің электр жүктемесі кестелерінің базалық бөлігінде жұмыс істеуге арналған.

Жобаның орналасуы

Лепсі өзеніндегі ГЭС-2 бөгет типіне жатады. Бөгет алаңы қолданыстағы Антоновская ГЭС-інің бас торабынан 1,8 км қашықтықта орналасқан.

ГЭС-2 негізгі құрылымдарына мыналар жатады:

жартас жер бөгеті;

мыналардан тұратын су төгетін құрылыстар: құрылыс-пайдалану су төгетін және жер үсті су төгетін;

мыналардан тұратын су электр станциясының сумен жабдықтау трактісі: су алатын құрылыстан, қысымды бассейні бар су құбырынан, су электр станциясының су алғышынан және турбиналық су құбырларынан;

шлам үйіндісі;

су электр станциясының ғимараты;

мыналардан тұратын су электр стансасының шығыс тракті: түйісу секциясы және шығыс арнасы;

электр тарату құрылымдары – ашық кернеуді тарату құрылғылары

35 кВ және кернеуі 35 кВ қос тізбекті әуе желісі.
қосалқы құрылыстар: пайдалану жолдары 1,8 км;
Негізгі бенефициарлар
Жобаның негізгі бенефициарлары Қазақстан Республикасы және «ГЭС
Лепсі-2» ЖШС болып табылады.

Күтілетін нәтижелер

Лепсі өзенінде ГЭС-2 іске қосылатын жобаны жүзеге асыру Алматы облысының Талдықорған ауданында (67,78 ГВт/сағ) электр энергиясының тапшылығын азайтып, парниктік газдар шығарындыларын азайтады.

1.2 СЭС құрал-жабдықтары

Суэлектростанцияның негізгі құрал-жабдықтарына мыналар кіреді: ПЛ-661-ВБ-500 жұмыс дөңгелектері бар 4 турбина, әрқайсысының қуаты 26000 кВт, айналым саны – минутына 115,4 айналым, есептік қысымы 15,8м, есептік шығыны 195 м³/с. №1 ось пен №1 агрегат және № 2, 3, 4 агрегаттар арасындағы ара-қашықтық 15м, ал, №2 мен №3 - 17,8 м.

СВЧ 790/106 – 52 типті 4 генератор, әрқайсысының қуаты 25000 кВт, кернеуі 10,5 кВ, ТД-80000/110 типті 2 күш трансформаторы, станцияның өз қажеттілігі үшін, жабық үлестіру құрылғысы бар ТС-560 кВА типті 2 күш трансформаторы.

СЭС-ның машина залының сол және оң жақ тұстарында насос станциялары орналасқан. Олар сору құбырларынан суды соруға арналған, және 20А х 18- 1 насостарымен, ЭЦНВ - 12-255-30 дренажды насостарымен жабдықталған.

СК-10 типті аккумулятор залы, жалпы саны 104 банка. Ол автоматика, коммутациялық аппаратура және станцияның апатты жарық беру жүйесінің аспаптарын апатты қоректендіруге арналған.

Гидроагрегаттар үшін ВКУ-60/40 жоғары қысым компрессорлары (2 дана) мен КСЭМ төменгі қысым компрессорлары (2 дана) бар.

Станцияның машина залы жабық типті және жүк көтерілімдігі 120/120 тонна, аралық қозғалу ені 15 м болатын төсемелі кранмен жабдықталған.

Құрылыс ахуалын бақылау үшін бақылау-өлшеу аппаратуралары орнатылған: бетонды биік маркалар, сыртқы шелемерлер, тірек белгілері, тереңдік реперлері мен деңгей көрсеткіштері.

СЭС ғимаратының оң жақ жағалаумен жанасуы жотаны бойлай ұзындығы 96,5 м болатын тапталған үйінді арқылы жүзеге асырылған. Жота белгісі 256 м. Жота арқылы V категориялы көлік жолы өтеді. Жанаса жатқан тіреу қабырғасының фундаментін бойлай 3 қабатты кері фильтрі бар құбырлы дренажөтеді.

110 кВ – Лепсі өзенінің оң жағалауында, СЭС-ның төменгі бьеф тұсында, 272 м белгісінде орналасқан. Ол СЭС-дан келетін екі қосуы және одан кететін бес 110 кВ электр тасымалдау желісі бар бір секциялы шиналар жүйесі ретінде жасалынған. Дәл осы жерде желілерді релемен қорғау щиттарының жайы

орналасқан. Бес ЭТЖ ішінен кәсіпорын балансында Лепсі-2 СЭС-нан Антоновка кіші станциясына дейін созылатын 110кВ-АҰҚ-нан келетін екі тізбекті 110 кВ ЭТЖ Л-6-Д1 және Л-6-Д2 бар, оның трасса бойындағы ұзындығы 47,9 шақырым. ТМТГ-5600 -110/35/6 кВ екі трансформаторы бар 110/35/6 кВ кіші станциясы.

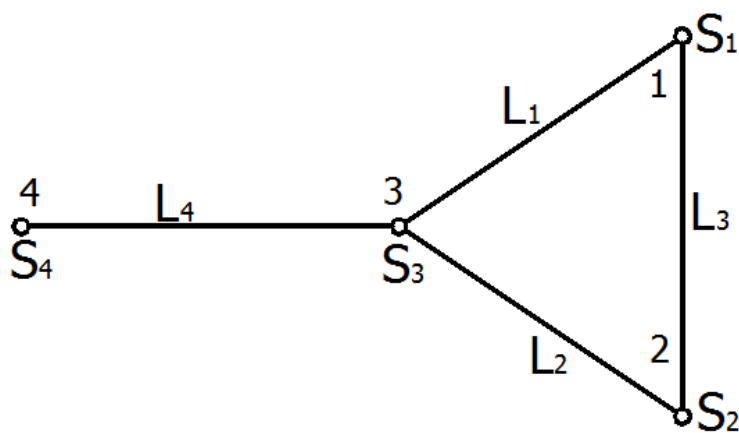
2 Негізгі бөлім

2.1 Тұйықталған жүйедегі электр беріліс желісінің сұлбасын құру нұсқалары

Әртүрлі объектілерінің жұмыс істеу жағдайларының алуан түрлілігі олардың электрмен 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 мүмкіндігін шарттарын қанағаттандыру тиіс.

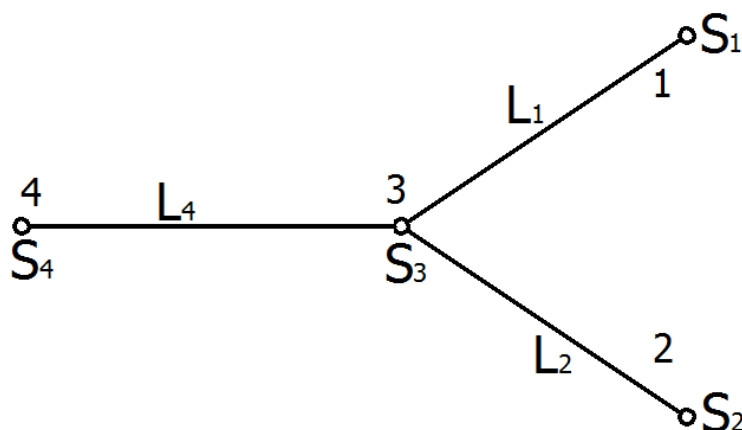
1-нұсқа



$$L=150+30+60+30=270\text{км}$$

1-сурет. Тұйықталған жүйедегі электр беріліс желісінің схемасы.

2-нұсқа



$$L=30+30+150=210\text{км}$$

2-сурет. Түйықталмаған жүйедегі электр беріліс желісінің схемасы.

Бұл дипломдық жобада мен екі сұлба қарастырамын. Біріншісі түйықталған жүйе (1-сурет), екіншісі түйықталмаған жүйе (2-сурет) 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, түйықталмаған желілерде барлық түйіндер бір ғана тармақтан қоректенеді. Қарапайым түйықталған 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.

2.2 Дипломдық жобаның берілгендері

Номиналды кернеуі 110 кВ болатындай түйықталған электр беріліс желілерінен, төрт қосалқы станциясыдан №1 қ.с - S1, №2 қ.с - S2, №3 қ.с - S3, №4 қ.с - S4, тұрады, сәйкесінше олардың ұзындықтары $l_{A5} = 150$, $l_{56} = 30$, $l_{67} = 60$, $l_{57} = 30$ (км). Қосалқы станциялардың максималды жүктемелері $S_4 = 50 + j20$,

$S_8 = 30 + j10$, $S_9 = 40 + j20$, (МВА). Максималдық жүктеменің жылдық сағаты $T_{max} = 6000$ сағ. Қуат коэффициенті $\cos \varphi = 0,89$. Минималды жүктеме кезіндегі жүктеме 40(%) пайыз. Мұзқату ауданы II болады. Жобаны тұйықталған және тұйықталмаған жүйеде жасау қажет.

2.3 Тұйықталған жүйедегі 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 Г.А. Илларионов 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 Илларионов формуласына жүгіндім. Себебі, осы формула кернеуі 35-тен 750 кВ-қа дейін номиналды кернеудің барлық шкаласына қанағаттандырылған нәтиже береді.

Г.А. Илларионов формуласы бойынша номиналды кернеуі осы формула бойынша анықталады:

$$U = \frac{S}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}}, \quad (1)$$

мұндағы U -желідегі кернеу, кВ;
 S -толық қуат, МВА;
 l -желінің ұзындығы, км;
 P -активті қуат, кВт.

$$U_1 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{30} + \frac{2500}{50}}} = 109,4 \text{ кВ}$$

$$U_2 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{60} + \frac{2500}{30}}} = 104,4 \text{ кВ}$$

$$U_3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{30} + \frac{2500}{40}}} = 108,9 \text{ кВ}$$

Одан әрі желінің номиналды кернеуін 110 кВ аламыз, кернеуді анықтаған соң, желінің активті және реактивті қуаттарын табамыз, біздің жағдайда активті қуат бізге белгілі

$$P + jQ, \quad (2)$$

мұндағы P - активті жүктеме, кВт;
 Q – реактивті жүктеме, квар.

$$S_1 = \sqrt{50^2 + 20^2} = \sqrt{2900} = 53,8 \text{ МВА},$$

$$S_2 = \sqrt{30^2 + 10^2} = \sqrt{1000} = 31,6 \text{ МВА},$$

$$S_3 = \sqrt{40^2 + 20^2} = \sqrt{2000} = 44,7 \text{ МВА}.$$

2.4 Қосалқы станциялардағы трансформаторларды таңдау

Күштік трансформаторлардың типін және қуатын анықтау
 Қосалқы станция үшін:

$$S_{\text{мпн}} \geq \frac{S_{\text{нН}}}{1,4} \quad (3)$$

мұндағы, $S_{\text{нН}}$ – толық жүктеме, МВА

Трансформаторлардың қуаты мен санын, төмендету қосалқы станцияларында келесі принцип бойынша таңдайды: егер, екі трансформаторлы

қосалқы станция қолданса, онда трансформатордың қуаты келесі шартпен таңдалады:

$$S_{нН} = \sqrt{P_n^2 + Q_n^2}, \quad (4)$$

мұндағы P – активті жүктеме, кВт;

Q – реактивті жүктеме, квар.

мұндағы S_{mp} – трансформатордың қуаты, МВА.

Қосалқы станциялардағы жүктеме мен номиналды кернеу бойынша таңдалады

№1 қосалқы станция үшін

$$S_{1H} = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2} = \sqrt{30^2 + 10^2} = 31,6 \text{ кВА},$$

$$S_{mp1} \geq \frac{S_{1H}}{1,4} = \frac{31,6}{1,4} = 22,13 \text{ кВА},$$

2.1-кестеде №1 қосалқы станция үшін таңдалған [2] ТРДН-40000/110 типті трансформатордың параметрлері көрсетілген

2.1-кесте-ТРДН-40000/110 типті трансформатордың параметрлері

$S_{ном}, \text{ МВА}$	Орамдағы кернеу, кВ		Активті шығындар, кВт		$I_x\%$	$U_k, \%$
	ВН	НН	P_x	P_k		
40	115	10,5	42	175	0,65	10,5

№2 қосалқы станция үшін

$$S_{2H} = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2} = \sqrt{40^2 + 20^2} = 44,7 \text{ кВА},$$

$$S_{mp2} \geq \frac{S_{2H}}{1,4} = \frac{44,7}{1,4} = 31,7 \text{ кВА},$$

2.2-кестеде №2 қосалқы станция үшін таңдалған [2] ТРДН-40000/110 типті трансформатордың параметрлері көрсетілген

2.2-кесте-ТРДН-40000/110 типті трансформатордың параметрлері

$S_{\text{НОМ}}$, МВА	Орамдағы кернеу, кВ		Активті шығындар, кВт		$I_x\%$	$U_k, \%$
	ВН	НН	P_x	P_k		
40	115	10,5	42	175	0,65	10,5

№3 қосалқы станция үшін

$$S_{3H} = S_{3Ha} + S_{2H} + S_{1H} = \sqrt{50^2 + 20^2} + \sqrt{30^2 + 10^2} + \sqrt{40^2 + 20^2} = 130 \text{ МВА}$$

$$S_{mp3} \geq \frac{S_{3H}}{1,4} = \frac{130}{1,4} = 91 \text{ МВА},$$

2.3-кестеде №3 қосалқы станция үшін таңдалған [2] АТДЦТН-100000/220 типті автотрансформатордың параметрлері көрсетілген

2.3-кесте- АТДЦТН-100000/220 типті автотрансформатордың параметрлері

$S_{\text{НОМ}}$, МВА	Орамдағы кернеу, кВ			Активті шығындар, кВт		$I_x\%$	$U_k, \%$		
	ВН	НН	СН	P_x	P_k		ВН	СН	НН
100	230	38,5	121	65	260	0,5	11	36,3	23

№4 қосалқы станция үшін

$$S_{4H} = S_{3Ha} + S_{2H} + S_{1H} = \sqrt{50^2 + 20^2} + \sqrt{30^2 + 10^2} + \sqrt{40^2 + 20^2} = 130 \text{ МВА}$$

$$S_{mp4} \geq \frac{S_{3H}}{1,4} = \frac{130}{1,4} = 91 \text{ МВА},$$

2.4-кестеде №4 қосалқы станция үшін таңдалған [2] ТРДЦН-100000/220 типті трансформатордың параметрлері көрсетілген

2.4-кесте-ТРДЦН-100000/220 типті трансформатордың параметрлері

$S_{НОМ}$, МВА	Орамдағы кернеу, кВ		Активті шығындар, кВт		$I_x\%$	$U_k, \%$
	ВН	НН	P_x	P_k		
100	230	11	102	340	0,5	11

2.5 Трансформатордың орамасындағы шығындарын анықтау

Трансформаторлардың активті және реактивті қуатын шығындарын келесі формула арқылы табамыз:

Трансформатордың активті кедергісі, Ом/км

$$r_{mp} = \frac{P_{k\%} \cdot U^2}{S_n^2} \text{ Ом / км} \quad (5)$$

Трансформатордың реактивті кедергісі

$$x_{mp} = \frac{U_{k\%} \cdot U^2}{100 \cdot S_n} \text{ Ом / км} \quad (6)$$

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{x\%} \cdot S_{mp}}{100} \cdot \text{квар} \quad (7)$$

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

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

I_x – трансформатордағы бос жүріс тоғы, %.

$$\Delta P_{\text{тpн}} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{\text{нoм}}^2} \cdot r_{\text{тpн}}, \quad (8)$$

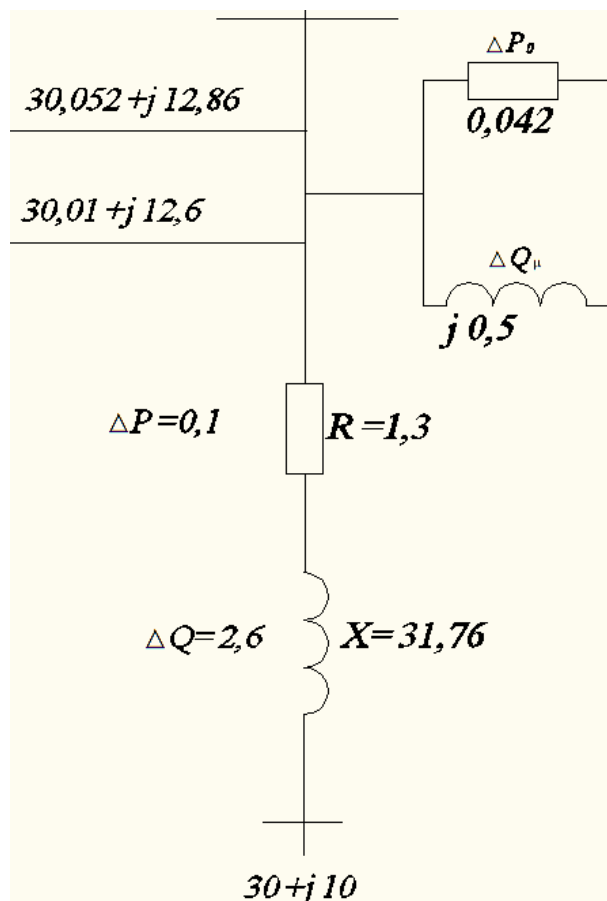
$$\Delta Q_{\text{тpн}} = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{\text{нoм}}^2} \cdot x_{\text{тpн}}, \quad (9)$$

мұндағы $U_{\text{нoм}}$ – желінің номиналды кернеуі, кВ;
 $r_{\text{тp}}$ – трансформатордың активті меншікті кедергісі, Ом;
 $x_{\text{тp}}$ – трансформатордың реактивті меншікті кедергісі, Ом.

№1 қосалқы станция үшін.

Трансформатор типі: ТРДН-40000/110 екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы 3-суретте көрсетілген.

Параметрлері:



3-сурет. Екі орамды трансформатордың алмастыру сұлбасы

$$r_{mp} = \frac{P_{\kappa\%} \cdot U^2}{S_H^2} = \frac{0,175 \cdot 110^2}{40^2} = 1,3$$

$$x_{mp} = \frac{U_{k\%} \cdot U^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 110^2}{100 \cdot 40} = 31,76$$

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{x\%} \cdot S_{mp}}{100} = \frac{0,65 \cdot 40}{100} = 0,26$$

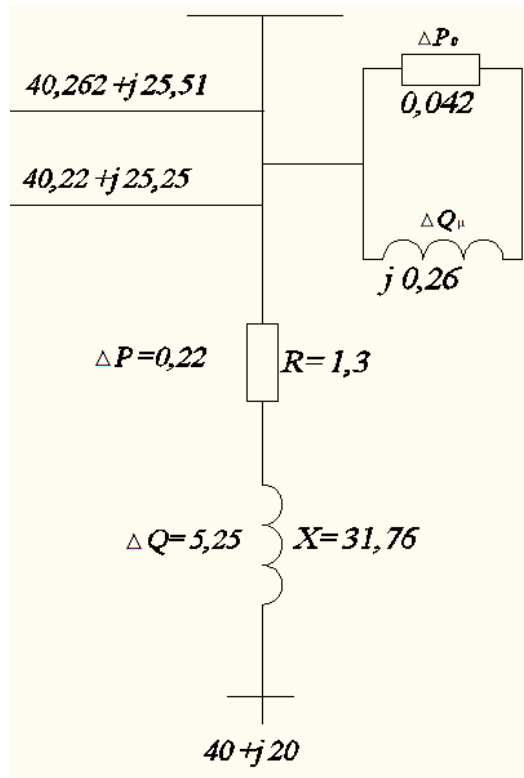
$$\Delta P_{mp} = \frac{30^2 + 10^2}{110^2} \cdot 1,3 = 0,1 \text{ MBm},$$

$$\Delta Q_{mp} = \frac{30^2 + 10^2}{110^2} \cdot 34,76 = 2,6 \text{ MVar},$$

№2 қосалқы станция үшін

Трансформатор типі: ТРДН-40000/110 екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы 4-суретте көрсетілген.

Параметрлері:



4-сурет. Екі орамды трансформатордың алмастыру сұлбасы

$$r_{mp} = \frac{P_{\kappa\%} \cdot U^2}{S_H^2} = \frac{0,175 \cdot 110^2}{40^2} = 1,3$$

$$x_{mp} = \frac{U_{\kappa\%} \cdot U^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 110^2}{100 \cdot 40} = 31,76$$

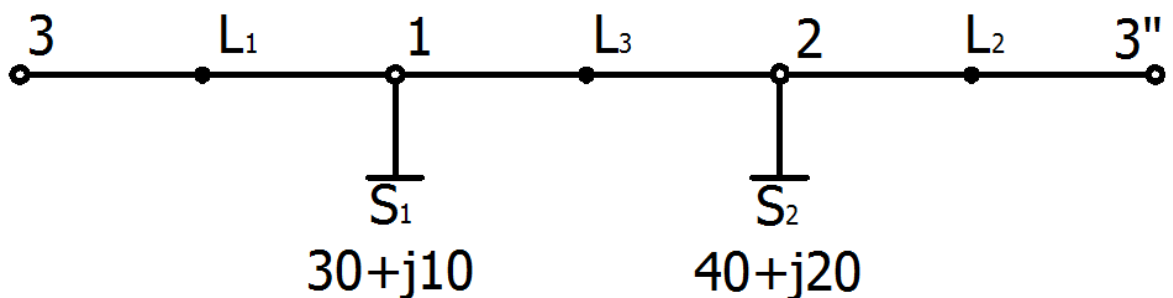
$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{x\%} \cdot S_{mp}}{100} = \frac{0,65 \cdot 40}{100} = 0,26$$

$$\Delta P_{mp} = \frac{40^2 + 20^2}{110^2} \cdot 1,3 = 0,22 \text{ MBm},$$

$$\Delta Q_{mp} = \frac{40^2 + 20^2}{110^2} \cdot 31,76 = 5,25 \text{ MBm},$$

2.6 Тұйықталған жүйенің торап учаскілеріндегі қуат таралуын есептеу

Жобалаудың басында желінің бөліктеріндегі кедергі белгісіз болғандықтан, желілердегі қуат ағынының шамасы жуық мәндермен анықталады. Радиалды желінің басындағы бөліктеріндегі қуат жекелеген тұтынушылардың қосындысымен анықталады. Тұйықталған электр беріліс желісінің схемасы 5-суретте көрсетілген, сол желі үшін қуаттың таратылуын барлық бөліктердегі қима бірдей деп алып, екі жақты қоректендірілетін желі сияқты анықталады:



5-сурет. Электр беріліс желісінің схемасы

$$S_{3-1} = \frac{S_1 \cdot (l_2 + l_3) + S_2 \cdot (l_2)}{l_1 + l_2 + l_3} = \frac{(30 + j10) \cdot (30 + 60) + (40 + j20) \cdot 30}{30 + 30 + 60} =$$

$$= 32,5 + j12,5 \text{ MVA}$$

$$S_{3^{n-2}} = \frac{S_2 \cdot (l_1 + l_3) + S_1 \cdot (l_1)}{l_1 + l_2 + l_3} = \frac{(40 + j20) \cdot (30 + 60) + (30 + j10) \cdot 30}{30 + 30 + 60} =$$

$$= 37,5 + j17,5 \text{MBA}$$

$$S_{1-2} = S_{3-1} - S_1 = (32,5 + j12,5) - (30 + j10) = 2,5 + j2,5 \text{MBA},$$

2.7 Тұйық жүйедегі сымдардың қимасын және параметрлерін есептеу

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

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (10)$$

Желілердегі токтар:

$$I_1 = I_{3-1} = \frac{\sqrt{32,5^2 + 12,5^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,18 \text{кА} = 180 \text{А},$$

$$I_3 = I_{1-2} = \frac{\sqrt{2,5^2 + 2,5^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,018 \text{кА} = 18 \text{А},$$

$$I_2 = I_{3^{n-2}} = \frac{\sqrt{37,5^2 + 17,5^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,217 \text{кА} = 217 \text{А},$$

$$I_4 = \frac{\sqrt{120^2 + 50^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,341 \text{кА} = 341 \text{А},$$

Желілердегі есептік тоқ:

$$I_p = I_1 \cdot \alpha \cdot j \cdot A, \quad (11)$$

$$I_{L1p} = I_{L1} = 0,18 \cdot 1,1 = 0,198 \text{кА} = 198 \text{А}$$

$$I_{L2p} = I_{L2} = 0,217 \cdot 1,1 = 0,2387 \text{ кА} = 238,7 \text{ А}$$

$$I_{L3p} = I_{L3} = 0,018 \cdot 1,1 = 0,0198 \text{ кА} = 19,8 \text{ А},$$

$$I_{L4p} = I_{L4} = 0,341 \cdot 1,1 = 0,375 \text{ кА} = 375 \text{ А},$$

Токтың экономикалық тығыздығына байланысты қиманы анықтаймыз

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}, \quad (12)$$

мұндағы $j_{\text{эк}}$ – токтың экономикалық тығыздығы. $j_{\text{эк}}$ –ты анықтамадан аламыз, [1] ол ($j_{\text{эк}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$) тең.

Сонымен болатты алюминилі, яғни АС маркалы сымды таңдадым [2], ол төмендегі 2.5-кестеде көрсетілген.

2.5-кесте-Таңдалған сымның мәндері

Желі	Ұзындығы	Кернеуі	Маркасы	Тоғы	Меншікті кедергісі, r_0 Ом/км
L ₁	30	110	АС-185/24	0,198кА	0,157
L ₂	30	110	АС-185/24	0,198кА	0,157
L ₃	60	110	АС-95/16	0,0198кА	0,306
L ₄	150	220	АС-300/39	0,375кА	0,098

$$S_{\text{экL1}} = \frac{198}{1,3} = 152 \text{ мм}^2 \quad \text{АС} - 185 / 24,$$

$$S_{\text{экL2}} = \frac{238,7}{1,3} = 183,6 \text{ мм}^2 \quad \text{АС} - 185 / 24,$$

$$S_{\text{экL3}} = \frac{19,8}{1,3} = 15,2 \text{ мм}^2 \quad \text{АС} - 95 / 16$$

$$S_{\text{экL4}} = \frac{375}{1,3} = 288 \text{ мм}^2 \quad \text{АС} - 300 / 39.$$

Кернеуі 110 кВ біртүзбекті әуе беріліс желісінің салыстырмалы параметрлерін анықтаймыз. Маркасы АС 185/24 үш сымға фаза жарылуы мен фаза сымдарының бірдейжақты үшбұрыштың төбесінде орындалған. Желі порталды металл бағандарында жарылу фаза ортасының арақашықтығы 5м

горизонтальмен орнатылған.

Желінің салыстырмалы параметрлерін анықтау.

Сымның арасындағы орта геометриялық арақашықтық осыған тең [1]

$$110 \text{ кВ кернеу үшін: } D_{opt} = 5 \text{ м}$$

$$220 \text{ кВ кернеу үшін } D_{opt} = 8 \text{ м}$$

Участоктар бойынша желінің параметрлерін анықтаймыз
Желінің активті кедергісін келесі формула арқылы есептейміз

$$R_i = r_0 \cdot l. \quad (13)$$

Желінің реактивті кедергісін келесі формула арқылы есептейміз

$$x_0 = 0,144 \cdot \log\left(\frac{D_{opt}}{r_{cp}}\right) + 0,0157. \quad (14)$$

$$X_i = x_0 \cdot l. \quad (15)$$

Желінің реактивті өткізгіштігін келесідей есептеледі

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg(D_{opt} / r_{экр})} \quad (16)$$

$$B_i = b_0 \cdot l. \quad (17)$$

мұндағы r_0 – меншікті активті кедергі, Ом/км;

x_0 – меншікті реактивті кедергі, Ом/км;

b_0 – меншікті реактивті өткізгіштік, См/км;

D_{opt} – сымның орташа диаметрі, мм;

Желінің соңындағы зарядтық қуатты келесі формуламен есептеледі

$$Q_{ci}^k = 0,5 \cdot U_{ном}^2 \cdot B_i. \quad (18)$$

$$\Delta P = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot R, \text{ МВт}, \quad (19)$$

$$\Delta Q = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot X, \text{ Мвар}, \quad (20)$$

I₃₋₁ участогы үшін L1 желісі:

Сым маркасы: АС-185/24

Параметрлері:

$$r_0 = 0,157 \text{ Ом/км},$$

$$R = r_0 \cdot l_1 = 0,157 \cdot 30 = 4,71 \text{ Ом},$$

$$x_0 = 0,144 \cdot \log\left(\frac{5000}{9,45}\right) + 0,0157 = 0,41 \text{ Ом/км},$$

$$X = x_0 \cdot l_1 = 0,41 \cdot 30 = 12,3 \text{ Ом},$$

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg(5000/9,45)} = 2,78 \cdot 10^{-6} \text{ См/км},$$

$$B = b_0 \cdot l_1 = 2,78 \cdot 10^{-6} \cdot 30 = 83,4 \cdot 10^{-6} \text{ См/км},$$

$$Q_C^к = 0,5 \cdot U_{ном}^2 \cdot B = 0,5 \cdot 110^2 \cdot 83,4 \cdot 10^{-6} = 0,5 \text{ Мвар}.$$

$$\Delta P = \frac{32,5^2 + 12,5^2}{110^2} \cdot 4,71 = 0,47 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{32,5^2 + 12,5^2}{110^2} \cdot 12,3 = 1,23 \text{ Мвар},$$

I₃₋₂ участогы үшін L2 желісі:

Сым маркасы: АС-185/24

Параметрлері:

$$r_0 = 0,157 \text{ Ом/км},$$

$$R = r_0 \cdot l_1 = 0,157 \cdot 30 = 4,71 \text{ Ом},$$

$$x_0 = 0,144 \cdot \log\left(\frac{5000}{9,45}\right) + 0,0157 = 0,41 \text{ Ом/км},$$

$$X = x_0 \cdot l_1 = 0,41 \cdot 30 = 12,3 \text{ Ом},$$

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg(5000/9,45)} = 2,78 \cdot 10^{-6} \text{ См/км},$$

$$B = b_0 \cdot l_1 = 2,78 \cdot 10^{-6} \cdot 30 = 83,4 \cdot 10^{-6} \text{ См/км},$$

$$Q_C^k = 0,5 \cdot U_{ном}^2 \cdot B = 0,5 \cdot 110^2 \cdot 83,4 \cdot 10^{-6} = 0,5 \text{ Мвар}.$$

$$\Delta P = \frac{37,5^2 + 17,5^2}{110^2} \cdot 4,71 = 0,67 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{37,5^2 + 17,5^2}{110^2} \cdot 12,3 = 1,74 \text{ Мвар},$$

I₁₋₂ участогы үшін L3 желісі:

СЫМ маркасы: АС-95/16

Параметрлері:

$$r_0 = 0,306 \text{ Ом/км},$$

$$R = r_0 \cdot l_1 = 0,306 \cdot 60 = 18,36 \text{ Ом},$$

$$x_0 = 0,144 \cdot \log\left(\frac{5000}{9,45}\right) + 0,0157 = 0,4 \text{ Ом/км},$$

$$X = x_0 \cdot l_1 = 0,4 \cdot 60 = 24 \text{ Ом},$$

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg(5000/9,45)} = 2,78 \cdot 10^{-6} \text{ См/км},$$

$$B = b_0 \cdot l_1 = 2,78 \cdot 10^{-6} \cdot 60 = 166,8 \cdot 10^{-6} \text{ См/км},$$

$$Q_C^k = 0,5 \cdot U_{ном}^2 \cdot B = 0,5 \cdot 110^2 \cdot 166,8 \cdot 10^{-6} = 1 \text{ Мвар}.$$

$$\Delta P = \frac{2,5^2 + 2,5^2}{110^2} \cdot 18,36 = 0,02 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{2,5^2 + 2,5^2}{110^2} \cdot 24 = 0,025 \text{ Мвар},$$

$I_{4.3}$ участогы үшін $L4$ желісі:

Сым маркасы: АС-300/39

Параметрлері:

$$r_0 = 0,098 \text{ Ом/км},$$

$$R = r_0 \cdot l \cdot 0,5 = 0,098 \cdot 150 \cdot 0,5 = 7,35 \text{ Ом},$$

$$x_0 = 0,144 \cdot \log\left(\frac{8000}{12}\right) + 0,0157 = 0,4223 \text{ Ом/км},$$

$$X = x_0 \cdot l \cdot 0,5 = 0,4223 \cdot 150 \cdot 0,5 = 31,7 \text{ Ом},$$

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg(8000/12)} = 2,6842 \cdot 10^{-6} \text{ См/км},$$

$$B = b_0 \cdot l_1 \cdot 0,5 = 2,6842 \cdot 10^{-6} \cdot 150 \cdot 0,5 = 201,3 \cdot 10^{-6} \text{ См/км},$$

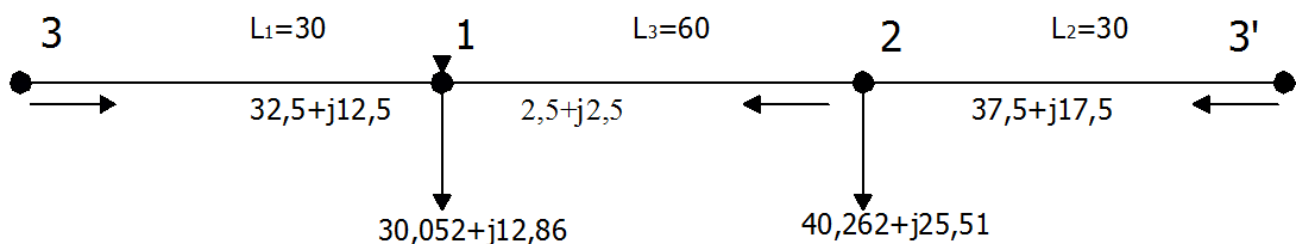
$$Q_C^k = 0,5 \cdot U_{ном}^2 \cdot B = 0,5 \cdot 220^2 \cdot 201,3 \cdot 10^{-6} = 4,87 \text{ Мвар}.$$

$$\Delta P = \frac{120^2 + 50^2}{220^2} \cdot 7,35 = 2,6 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{120^2 + 50^2}{220^2} \cdot 31,7 = 11 \text{ Мвар},$$

2.8 Желінің жұмыс режимдерінің анализі мен есептеулері

Жобалаудың басында желінің бөліктеріндегі кедергі белгісіз болғандықтан, қуаттың шамасы жуық мәндермен анықтылыды. Радиальды желінің басындағы бөліктеріндегі қуат жекелеген тұтынушылардың қосындысымен анықталады, 6-суретте электр беріліс желісінің схемасы көрсетілген. Тұйықталған желі үшін қуаттың таратылуын барлық бөліктердегі қима бірдей деп алып, екі жақты қоректендіретін линияда сияқты анықталады.



6-сурет. Электр беріліс желісінің сұлбасы

$$P_A = \frac{\sum P \cdot l}{\sum l} MBm \quad (21)$$

$$P_A = \frac{30,052 \cdot (60 + 30) + 40,262 \cdot 30}{30 + 30 + 60} = 32,6 MBm$$

$$Q_A = \frac{\sum Q \cdot l}{\sum l} MBap \quad (22)$$

$$Q_A = \frac{12,86 \cdot (60 + 30) + 25,51 \cdot 30}{30 + 30 + 60} = j16 MBap$$

мұндағы, l – желінің ұзындығы, км

$$P'_A = \frac{\sum P' \cdot l}{\sum l} MBm \quad (23)$$

$$P'_A = \frac{40,262 \cdot (30 + 60) + 30,052 \cdot 30}{30 + 30 + 60} = 37,7 MBm$$

$$Q'_A = \frac{\sum Q' \cdot l}{\sum l} MBap \quad (24)$$

$$Q'_A = \frac{25,51 \cdot (30 + 60) + 12,86 \cdot 30}{30 + 30 + 60} = j22,35 MBap$$

$$P_A + P'_A = 32,6 + 37,7 MVA,$$

$$Q_A + Q'_A = 16 + 22,35 MVA$$

2.9 Тұйықталған жүйе үшін желілер мен трансформаторлардың қуат шығындары

Электр беріліс желісінің максималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемасы 7-суретте көрсетілген.

L_1 - желісіндегі шығындар

$$\Delta P = \frac{32,6^2 + 16^2}{110^2} \cdot 4,71 = 0,51 \text{ MBm},$$

$$\Delta Q = \frac{32,6^2 + 16^2}{110^2} \cdot 12,3 = 1,34 \text{ MVar},$$

L_2 - желісіндегі шығындар

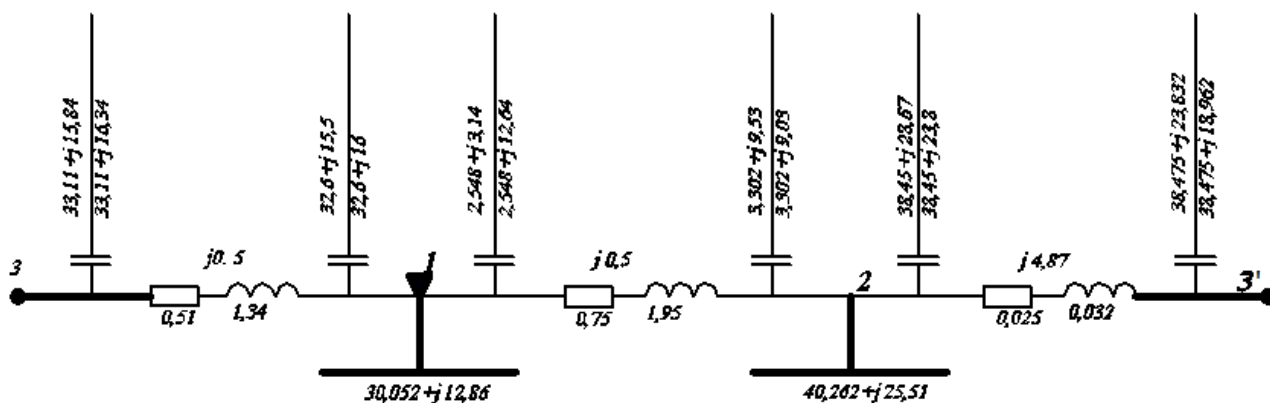
$$\Delta P = \frac{37,7^2 + 22,35^2}{110^2} \cdot 4,71 = 0,75 \text{ MBm},$$

$$\Delta Q = \frac{37,7^2 + 22,35^2}{110^2} \cdot 12,3 = 1,95 \text{ MVar},$$

L_3 - желісіндегі шығындар

$$\Delta P = \frac{2,548^2 + 3,14^2}{110^2} \cdot 18,36 = 0,025 \text{ MBm},$$

$$\Delta Q = \frac{2,548^2 + 3,14^2}{110^2} \cdot 24 = 0,032 \text{ MVar},$$



7-сурет. Электр беріліс желісінің максималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемасы

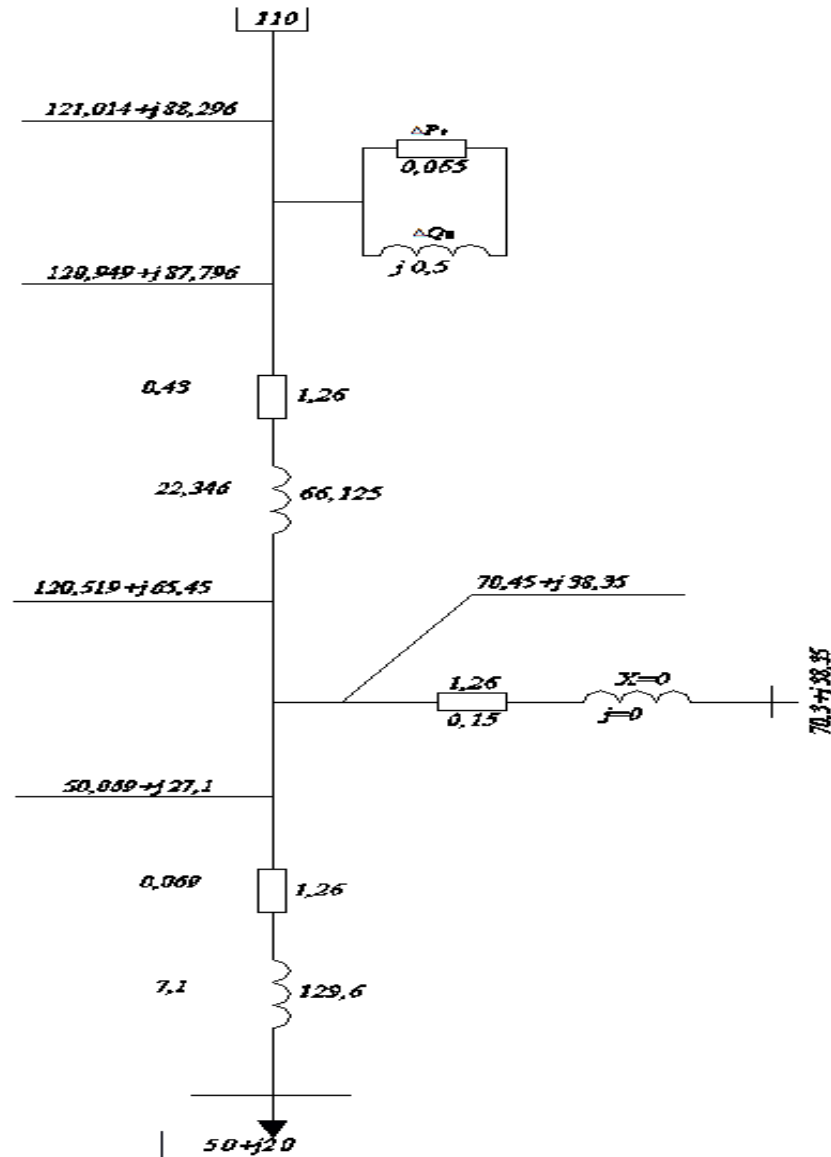
№3 қосалқы станция үшін

Трансформатор типі: АТДЦТН-100000/220 үш орамды
автотрансформатордың алмастыру схемасы 8-суретте көрсетілген.

$$S_{\text{өн}} = S_{L1} + S_{L2} + S_{L3} = (32,6 + j16) + (37,7 + j22,35) + (50 + j20) \\ = (120,3 + j58,35) \text{ MVA},$$

$$S_{ch} = (32,6 + j16) + (37,7 + j22,35) = 70,3 + j38,35 \text{ MVA},$$

Параметрлері:



8-сурет. Үш орамды автотрансформатордың алмастыру схемасы

$$U_{к.вн} = \frac{11 + 36,3 - 23}{2} = 12,15$$

$$U_{к.вн} = \frac{11 + 23 - 36,3}{2} = 0$$

$$U_{к.вн} = \frac{36,3 + 23 - 11}{2} = 24,15$$

$$r_{mp} = \frac{P_{\kappa\%} \cdot U^2}{S_H^2} = \frac{0,26 \cdot 230^2}{100^2} = 1,26$$

$$x_{mpBH} = \frac{U_{\kappa BH} \cdot U^2}{100 \cdot S_H} = \frac{12,15 \cdot 230^2}{100 \cdot 100} = 66,125$$

$$x_{mpCH} = 0$$

$$x_{mpHH} = \frac{U_{\kappa HH} \cdot U^2}{100 \cdot S_H} = \frac{24,5 \cdot 230^2}{100 \cdot 100} = 129,6$$

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{x\%} \cdot S_{mp}}{100} = \frac{0,5 \cdot 100}{100} = 0,5$$

$$\Delta P_{mpBH} = \frac{120^2 + 50^2}{230^2} \cdot 1,26 = 0,4 MBm,$$

$$\Delta P_{mpCH} = \frac{70^2 + 30^2}{230^2} \cdot 1,26 = 0,14 MBm,$$

$$\Delta P_{mpHH} = \frac{50^2 + 20^2}{230^2} \cdot 1,26 = 0,07 MBm,$$

$$\Delta Q_{mpBH} = \frac{120^2 + 50^2}{230^2} \cdot 66,125 = 21,125 Mвар,$$

$$\Delta Q_{mpCH} = 0 Mвар,$$

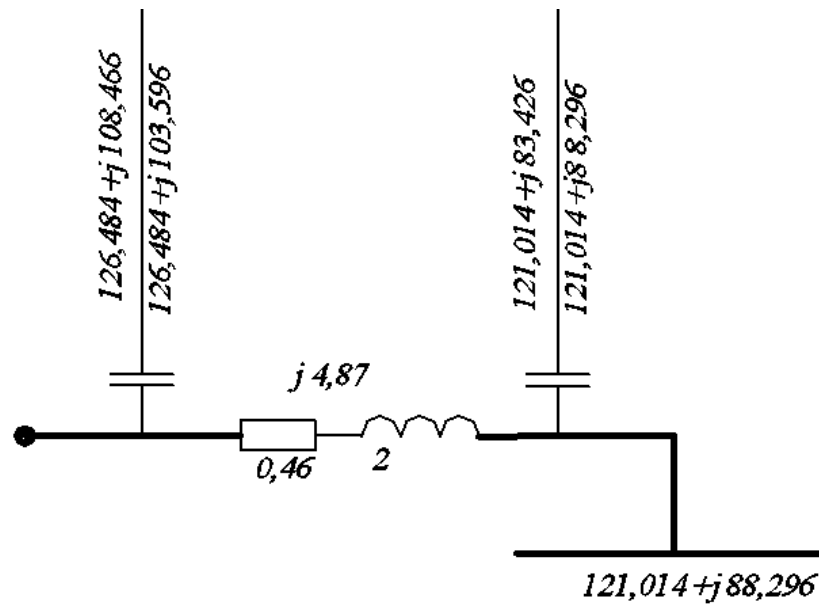
$$\Delta Q_{mpHH} = \frac{50^2 + 20^2}{230^2} \cdot 129,6 = 7,1 Mвар,$$

L4- желісіндегі шығындар

9-суретте L4 Электр беріліс желісінің максималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемасы.

$$\Delta P = \frac{121,014^2 + 88,296^2}{220^2} \cdot 7,35 = 0,46 MBm,$$

$$\Delta Q = \frac{121,014^2 + 88,296^2}{220^2} \cdot 31,7 = 2 Mвар,$$

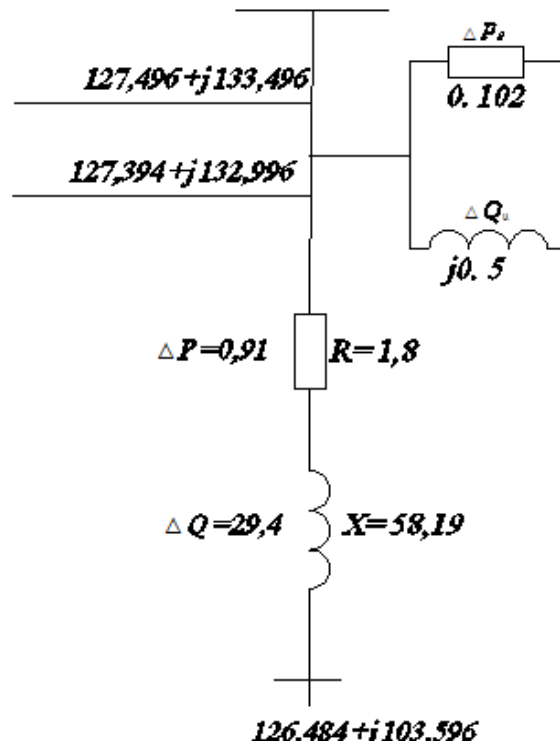


9-сурет. Электр беріліс L_4 желісінің максималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемасы

№4 қосалқы станция үшін

Трансформатор типі: ТРДЦН-100000/220 екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы 10-суретте көрсетілген.

Параметрлері:



10-сурет. Екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы

$$r_{mp} = \frac{P_{k\%} \cdot U^2}{S_n^2} = \frac{0,36 \cdot 230^2}{100^2} = 1,8$$

$$x_{mp} = \frac{U_{k\%} \cdot U^2}{100 \cdot S_n} = \frac{11 \cdot 230^2}{100 \cdot 100} = 58,19$$

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{x\%} \cdot S_{mp}}{100} = \frac{0,5 \cdot 100}{100} = 0,5$$

$$\Delta P_{mp} = \frac{126,484^2 + 103,596^2}{220^2} \cdot 1,8 = 0,91 \text{ MBm},$$

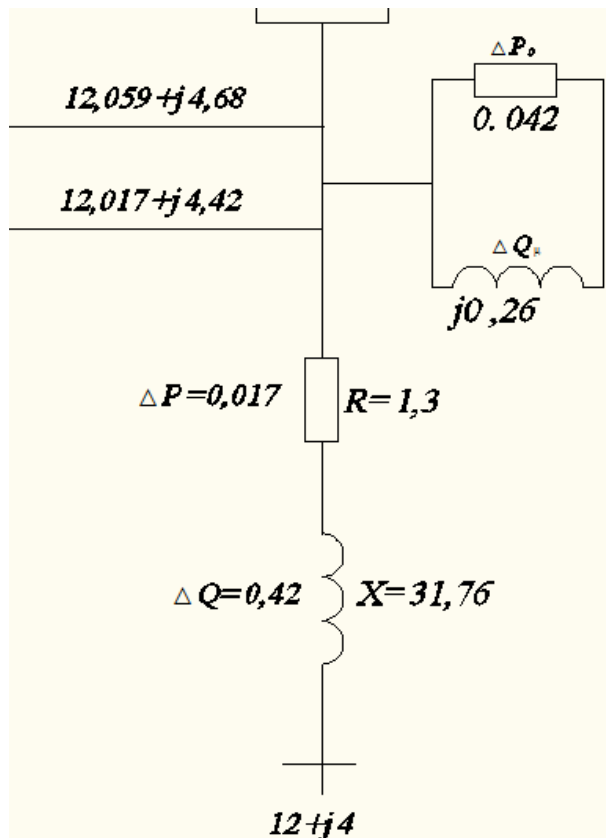
$$\Delta Q_{mp} = \frac{126,484^2 + 103,596^2}{220^2} \cdot 58,19 = 29,4 \text{ MBm},$$

2.10 Тұйықталған жүйенің минималды жүктеме кезіндегі қуатты 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.

2.11 Қосалқы станцияның минималды режимін есептеу

№1 қосалқы станциясы ТМН- 40000/110 типті трансформатор үшін. Екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы 11 – суретте көрсетілген.
 $P_{\min} = 40\%$,



11-сурет. Екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы

$$r_{mp} = \frac{P_{\kappa\%} \cdot U^2}{S_H^2} = \frac{0,175 \cdot 110^2}{40^2} = 1,3$$

$$x_{mp} = \frac{U_{\kappa\%} \cdot U^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 110^2}{100 \cdot 40} = 31,76$$

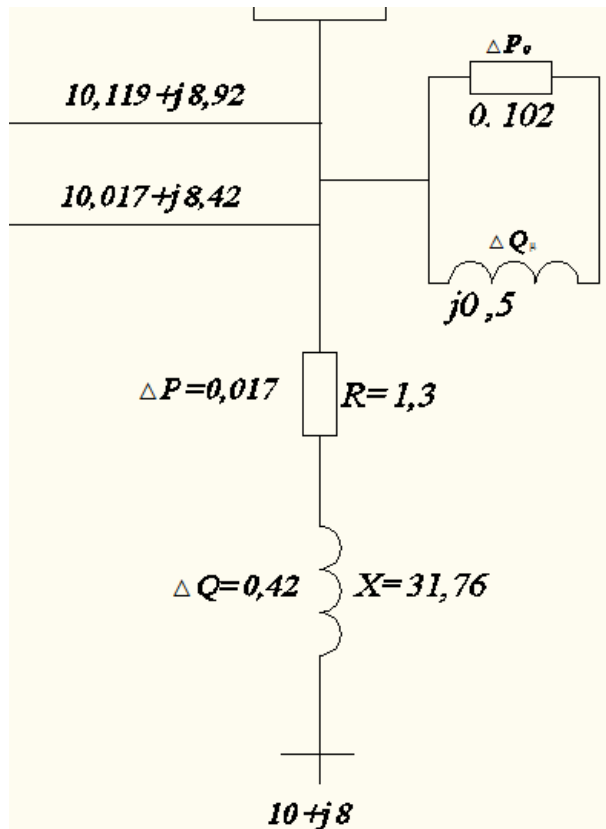
$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{x\%} \cdot S_{mp}}{100} = \frac{0,65 \cdot 40}{100} = 0,26$$

$$\Delta P_{mp} = \frac{12^2 + 4^2}{110^2} \cdot 1,3 = 0,017 \text{ MBm},$$

$$\Delta Q_{mp} = \frac{12^2 + 4^2}{110^2} \cdot 31,76 = 0,42 \text{ MBap},$$

№2 қосалқы станциясы ТРДН- 40000/110 типті трансформатор үшін. Екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы 12 – сурете көрсетілген. $P_{\min} = 40\%$,

$$P + jQ = 0,4(40 + j20) = 10 + j8 \text{ MVA},$$



12-сурет. Екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы

$$r_{mp} = \frac{P_{\kappa\%} \cdot U^2}{S_H^2} = \frac{0,175 \cdot 110^2}{40^2} = 1,3$$

$$x_{mp} = \frac{U_{\kappa\%} \cdot U^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 110^2}{100 \cdot 40} = 31,76$$

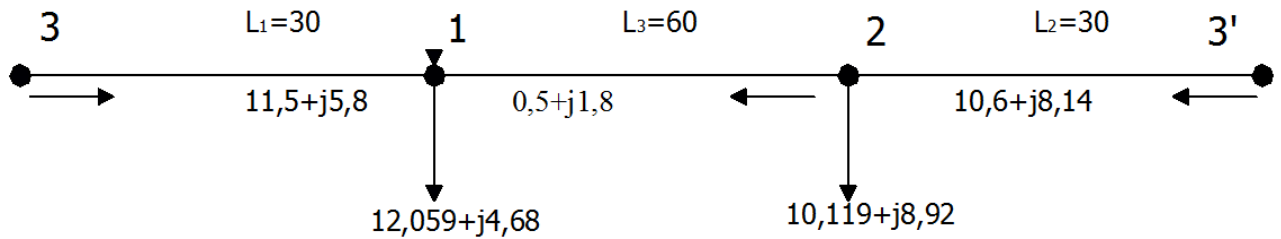
$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{x\%} \cdot S_{mp}}{100} = \frac{0,65 \cdot 40}{100} = 0,26$$

$$\Delta P_{mp} = \frac{10^2 + 8^2}{110^2} \cdot 1,3 = 0,017 \text{ MBm},$$

$$\Delta Q_{mp} = \frac{10^2 + 8^2}{110^2} \cdot 31,76 = 0,42 \text{ MBm},$$

2.12 Желінің жұмыс режимдерінің анализі мен есептеулері

Жобалаудың басында желінің бөліктеріндегі кедергі белгісіз болғандықтан, қуаттың шамасы жуық мәндермен анықтылыды. Радиальды желінің басындағы бөліктеріндегі қуат жекелеген тұтынушылардың қосындысымен анықталады. Тұйықталған желі 13-суретте электр беріліс желісінің схемасы көрсетілген, осы схемасы үшін қуаттың таратылуын барлық бөліктердегі қима бірдей деп алып, екі жақты қоректендірілетін желідегідей анықталады.



13-сурет. Электр беріліс желісінің схемасы

$$S_{3-1} = \frac{(12,059 + j4,68) \cdot 90 + (10,119 + j8,92) \cdot 30}{120} = 11,5 + j5,8 \text{ MVA},$$

$$S_{3'-2} = \frac{(10,119 + j8,92) \cdot 90 + (12,059 + j4,68) \cdot 30}{120} = 10,6 + j8,14 \text{ MVA},$$

$$S_{1-2} = S_{3-1} - S_1 = 11,5 + j5,8 - (12 + j4) = 0,5 + j1,8 \text{ MVA},$$

2.13 Желілер мен қосалқы станциялардағы қуат шығындары

Электр беріліс желісінің минималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемасы 14 – суретте көрсетілген.

L₁- желісіндегі шығындар

$$\Delta P = \frac{11,5^2 + 5,8^2}{110^2} \cdot 4,71 = 0,06 \text{ MBт},$$

$$\Delta Q = \frac{11,5^2 + 5,8^2}{110^2} \cdot 12,3 = 0,17 \text{ MВар},$$

L₂- желісіндегі шығындар

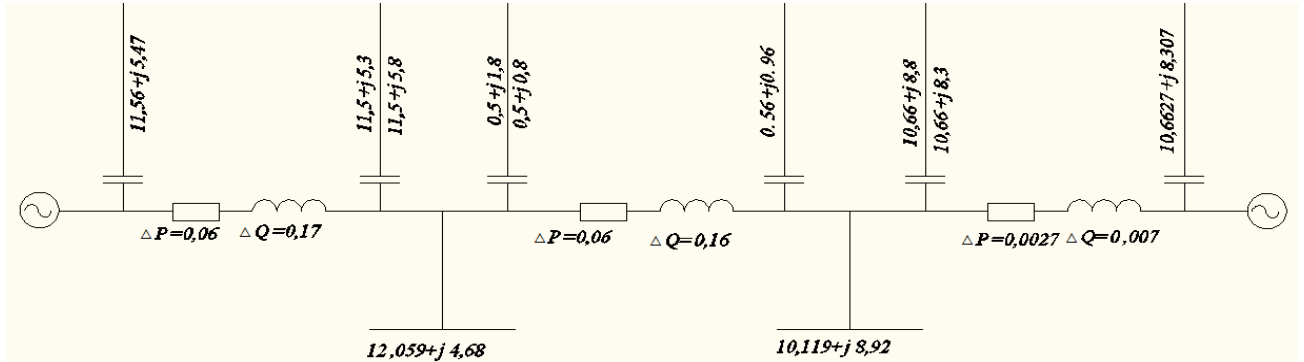
$$\Delta P = \frac{10,6^2 + 8,14^2}{110^2} \cdot 4,71 = 0,06 \text{ MBт},$$

$$\Delta Q = \frac{10,6^2 + 8,14^2}{110^2} \cdot 12,3 = 0,16 \text{ MВар},$$

L₃- желісіндегі шығындар

$$\Delta P = \frac{0,5^2 + 1,8^2}{110^2} \cdot 9,42 = 0,0027 \text{ MBm},$$

$$\Delta Q = \frac{0,5^2 + 1,8^2}{110^2} \cdot 24,6 = 0,007 \text{ MBap},$$



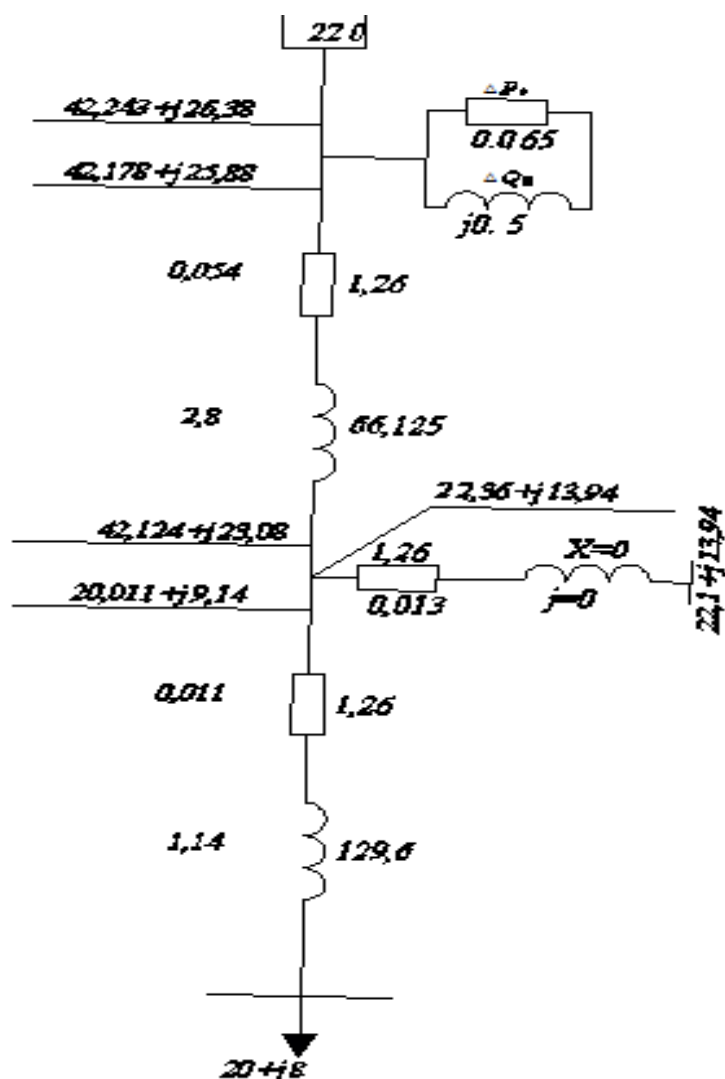
14-сурет. Электр беріліс желісінің минималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемасы

№3 қосалқы станциясы АТДЦТН- 100000/220 типті автотрансформатор үшін. 15-суретте үш орамды автотрансформатордың алмастыру схемасы көрсетілген.

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

$$\begin{aligned} S_{\text{BH}} &= S_{L1} + S_{L2} + S_4 = (11,5 + j5,8) + (10,6 + j8,14) + (20 + j8) \\ &= (42,1 + j21,94) \text{ MVA}, \end{aligned}$$

$$S_{\text{CH}} = (11,5 + j5,8) + (10,6 + j8,14) = 22,1 + j13,94 \text{ MVA},$$



15-сурет. Үш орамды автотрансформатордың алмастыру схемасы

$$r_{mp} = \frac{P_{\%} \cdot U^2}{S_n^2} = \frac{0,26 \cdot 230^2}{100^2} = 1,26$$

$$x_{mpвн} = \frac{U_{квн} \cdot U^2}{100 \cdot S_n} = \frac{12,15 \cdot 230^2}{100 \cdot 100} = 66,125$$

$$x_{mpсн} = 0$$

$$x_{mpнн} = \frac{U_{кнн} \cdot U^2}{100 \cdot S_n} = \frac{24,5 \cdot 230^2}{100 \cdot 100} = 129,6$$

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{x\%} \cdot S_{mp}}{100} = \frac{0,5 \cdot 100}{100} = 0,5$$

$$\Delta P_{mpBH} = \frac{42,1^2 + 21,94^2}{230^2} \cdot 1.26 = 0,054 MBm,$$

$$\Delta P_{mpCH} = \frac{22,1^2 + 13,94^2}{230^2} \cdot 1.26 = 0,013 MBm,$$

$$\Delta P_{mpHH} = \frac{20^2 + 8^2}{230^2} \cdot 1.26 = 0,011 MBm,$$

$$\Delta Q_{mpBH} = \frac{42,1^2 + 21,94^2}{230^2} \cdot 66,125 = 2,8 Mвар,$$

$$\Delta Q_{mpCH} = 0 Mвар,$$

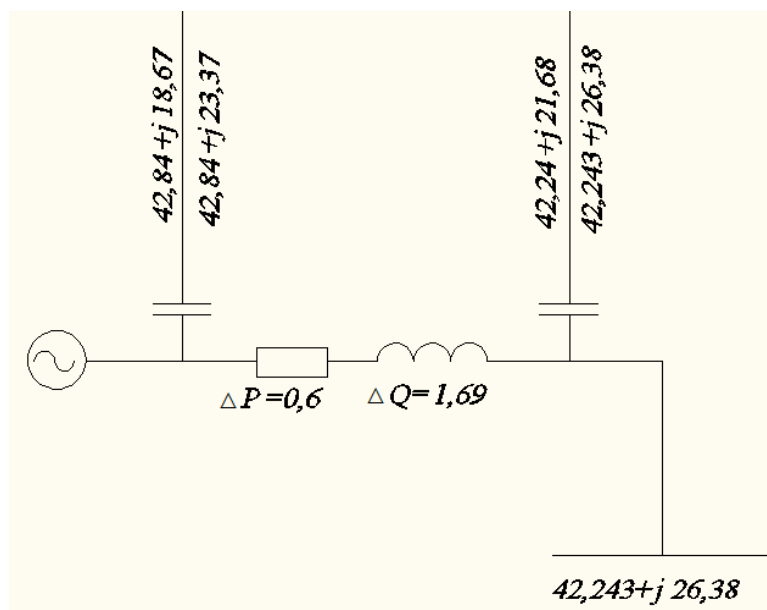
$$\Delta Q_{mp2HH} = \frac{20^2 + 8^2}{230^2} \cdot 129,6 = 1,14 Mвар,$$

L₄- желісіндегі шығындар

16-суретте электр беріліс L₄ желісінің минималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемасы көрсетілген.

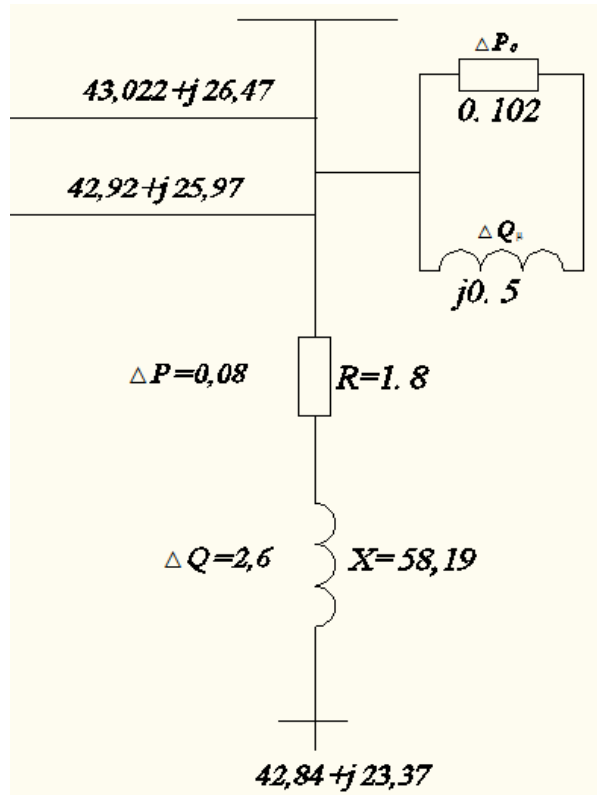
$$\Delta P = \frac{42,243^2 + 26,38^2}{220^2} \cdot 11,8 = 0,6 MBm,$$

$$\Delta Q = \frac{42,243^2 + 26,38^2}{220^2} \cdot 33 = 1,69 Mвар,$$



16-сурет. Электр беріліс L₄ желісінің минималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемасы

№4 қосалқы станциясы ТРДЦН- 100000/220 типті трансформатор үшін. 17-суретте екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы көрсетілген.



17-сурет. Екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы

$$r_{mp} = \frac{P_{k\%} \cdot U^2}{S_H^2} = \frac{0,36 \cdot 230^2}{100^2} = 1,8$$

$$x_{mp} = \frac{U_{k\%} \cdot U^2}{100 \cdot S_H} = \frac{11 \cdot 230^2}{100 \cdot 100} = 58,19$$

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{x\%} \cdot S_{mp}}{100} = \frac{0,5 \cdot 100}{100} = 0,5$$

$$\Delta P_{mp} = \frac{42,84^2 + 23,37^2}{230^2} \cdot 1,8 = 0,08 MBm,$$

$$\Delta Q_{mp} = \frac{42,84^2 + 23,37^2}{230^2} \cdot 58,19 = 2,6 MBm,$$

2.14 Тұйықталмаған жүйедегі электр беріліс желісінің номиналды кернеуін таңдау

Г.А. Илларионов формуласы бойынша номиналды кернеуі осы формула бойынша анықталады:

$$U_{11} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{60} + \frac{2500}{30}}} = 104,5 \text{кВ}$$

$$U_{12} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{60} + \frac{2500}{40}}} = 119 \text{кВ}$$

$$U_{14} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{150} + \frac{2500}{120}}} = 163,4 \text{кВ}$$

Одан әрі желінің номиналды кернеуін 110 кВ аламыз, кернеуді анықтаған соң, желінің активті және реактивті қуаттарын табамыз, біздің жағдайда активті қуат бізге белгілі

2.15 Тұйықталмаған жүйедегі сымдардың қимасын және параметрлерін есептеу

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

Желілердегі токтар:

$$I_1 = I_{3-1} = \frac{\sqrt{30,052^2 + 12,86^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 0,086 \text{кА} = 86 \text{А},$$

$$I_2 = I_{3-2} = \frac{\sqrt{40,262^2 + 25,51^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 0,125 \text{кА} = 125 \text{А},$$

$$I_4 = \frac{\sqrt{124,628^2 + 95,02^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,41 \text{кА} = 410 \text{А},$$

Желілердегі есептік ток

$$I_{1p} = I_1 = 0,086 \cdot 1,05 \cdot 1,2 = 0,108 \text{ кА} = 108 \text{ А},$$

$$I_{2p} = I_2 = 0,125 \cdot 1,05 \cdot 1,2 = 0,157 \text{ кА} = 157 \text{ А},$$

$$I_{4p} = I_4 = 0,41 \cdot 1,05 \cdot 1,2 = 0,52 \text{ кА} = 520 \text{ А},$$

Сонымен болатты алюминилі, яғни АСмаркалы сымды таңдадым[2], олар төмендегі 2.6-кестеде көрсетілген.

2.6-кесте- Таңдалған сымның берілгендері

Желі	Ұзындығы	Кернеуі	маркасы	Тоғы	Меншікті кедергісі, ро
L ₁	30	110	АС-95/16	0,108 кА	0,314
L ₂	30	110	АС-120/27	0,157 кА	0,169
L ₃	150	220	АС-300/39	0,41 кА	0,098

$$S_{\text{эк1}} = \frac{108}{1,3} = 83 \text{ мм}^2 \quad \text{АС} - 95 / 16,$$

$$S_{\text{эк2}} = \frac{157}{1,3} = 120 \text{ мм}^2 \quad \text{АС} - 120 / 27,$$

$$S_{\text{эк4}} = \frac{520}{1,5} = 345 \text{ мм}^2 \quad \text{АС} - 300 / 39.$$

Желінің салыстырмалы параметрлерін анықтау.

Сымның арасындағы орта геометриялық арақашықтық осыған тең

$$35 \text{ кВ кернеу үшін: } D_{\text{орт}} = 3,56 \text{ м}$$

$$110 \text{ кВ кернеу үшін } D_{\text{орт}} = 5 \text{ м}$$

I₃₋₁ участок үшін L1 желісі:

Сым маркасы: АС-95/16

Параметрлері:

$$r_0 = 0,314 \text{ Ом/км},$$

$$R = r_0 \cdot l = 0,314 \cdot 60 = 18,84 \text{ Ом},$$

$$x_0 = 0,45 \text{ Ом/км},$$

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg(5000/4,7)} = 2,53 \cdot 10^{-6} \text{ См/км},$$

$$X = x_0 \cdot l_1 = 0,45 \cdot 60 = 27 \text{ Ом},$$

$$B = b_0 \cdot l_2 = 2,53 \cdot 10^{-6} \cdot 60 = 151,6 \cdot 10^{-6} \text{ См},$$

$$Q_C^k = U_{ном}^2 \cdot B = 110^2 \cdot 0,5 \cdot 151,6 \cdot 10^{-6} = 0,9 \text{ Мвар.}$$

$$\Delta P = \frac{30,052^2 + 12,86^2}{110^2} \cdot 18,84 = 1,66 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{30,052^2 + 12,86^2}{110^2} \cdot 27 = 2,38 \text{ Мвар},$$

I₃₋₂ участка үшін L2 желісі:

СЫМ маркасы: АС-120/27

Параметрлері:

$$r_0 = 0,169 \text{ Ом/км},$$

$$R = r_0 \cdot l = 0,169 \cdot 60 = 10,14 \text{ Ом},$$

$$x_0 = 0,42 \text{ Ом/км},$$

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg(5000/7,5)} = 2,67 \cdot 10^{-6} \text{ См/км},$$

$$X = x_0 \cdot l_1 = 0,42 \cdot 60 = 25,34 \text{ Ом},$$

$$B = b_0 \cdot l_2 = 2,67 \cdot 10^{-6} \cdot 60 = 160,5 \cdot 10^{-6} \text{ См},$$

$$Q_C^k = U_{ном}^2 \cdot B \cdot 0,5 = 110^2 \cdot 0,5 \cdot 160,5 \cdot 10^{-6} = 0,97 \text{ Мвар.}$$

$$\Delta P = \frac{40,262^2 + 25,51^2}{110^2} \cdot 10,14 = 1,9 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{40,262^2 + 25,51^2}{110^2} \cdot 25,34 = 4,76 \text{ Мвар},$$

I₄ тоғы үшін L4 желісі:

СЫМ маркасы: АС-300/39

Параметрлері:

$$r_0 = 0,098 \text{ Ом/км},$$

$$R = r_0 \cdot l = 0,098 \cdot 150 = 14,7 \text{ Ом},$$

$$x_0 = 0,42 \text{ Ом/км},$$

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg(8000/12)} = 2,68 \cdot 10^{-6} \text{ См/км},$$

$$X = x_0 \cdot l_1 = 0,42 \cdot 150 = 63 \text{ Ом},$$

$$B = b_0 \cdot l_2 = 2,68 \cdot 10^{-6} \cdot 150 = 402 \cdot 10^{-6} \text{ См},$$

$$Q_C^k = U_{ном}^2 \cdot B \cdot 0,5 = 220^2 \cdot 0,5 \cdot 402 \cdot 10^{-6} = 9,73 \text{ Мвар.}$$

$$\Delta P = \frac{124,628^2 + 95,02^2}{220^2} \cdot 14,7 = 7,46 \text{ МВт},$$

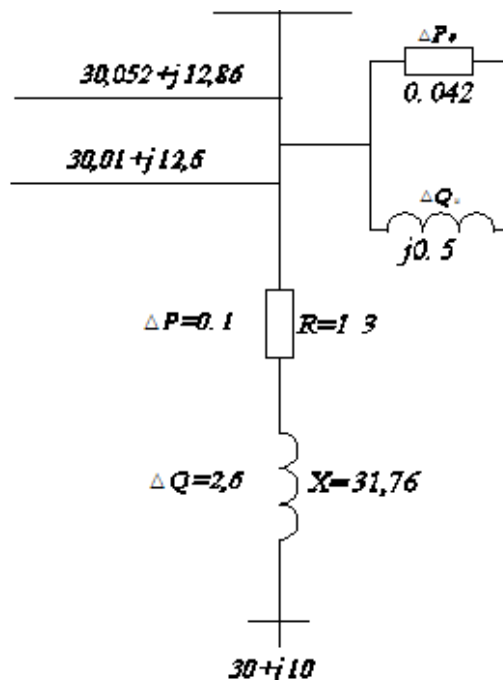
$$\Delta Q = \frac{124,628^2 + 95,02^2}{220^2} \cdot 63 = 31,9 \text{ Мвар},$$

2.16 Трансформатордың орамасындағы шығындарын анықтау

№1 қосалқы станция үшін

Трансформатор типі: ТРДН-40000/110 18-суретте екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы көрсетілген.

Параметрлері:



18-сурет. Екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы

$$r_{mp} = \frac{P_{\kappa\%} \cdot U^2}{S_H^2} = \frac{0,175 \cdot 110^2}{40^2} = 1,3$$

$$x_{mp} = \frac{U_{k\%} \cdot U^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 110^2}{100 \cdot 40} = 31,76$$

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{x\%} \cdot S_{mp}}{100} = \frac{0,65 \cdot 40}{100} = 0,26$$

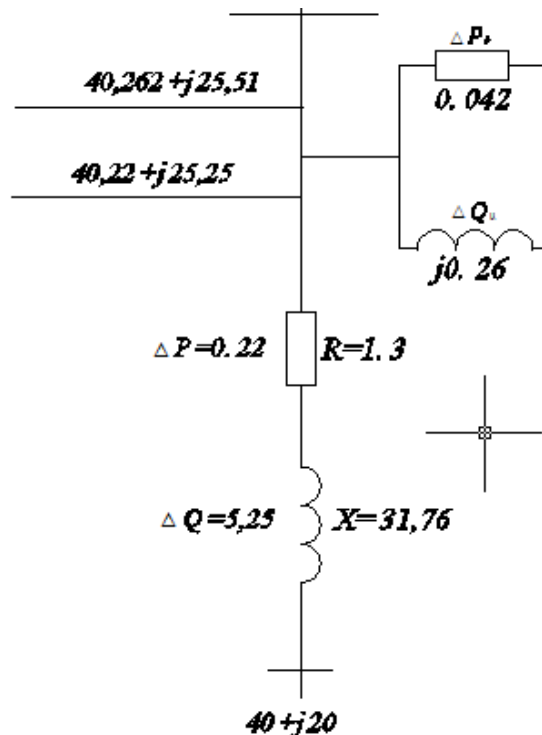
$$\Delta P_{mp} = \frac{30^2 + 10^2}{110^2} \cdot 1,3 = 0,1 \text{ MBm},$$

$$\Delta Q_{mp} = \frac{30^2 + 10^2}{110^2} \cdot 34,76 = 2,6 \text{ MBvar},$$

№2 қосалқы станция үшін

Трансформатор типі: ТМН-40000/110 19-суретте екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы көрсетілген.

Параметрлері:



19-сурет. Екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы

$$r_{mp} = \frac{P_{\kappa\%} \cdot U^2}{S_H^2} = \frac{0,175 \cdot 110^2}{40^2} = 1,3$$

$$x_{mp} = \frac{U_{k\%} \cdot U^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 110^2}{100 \cdot 40} = 31,76$$

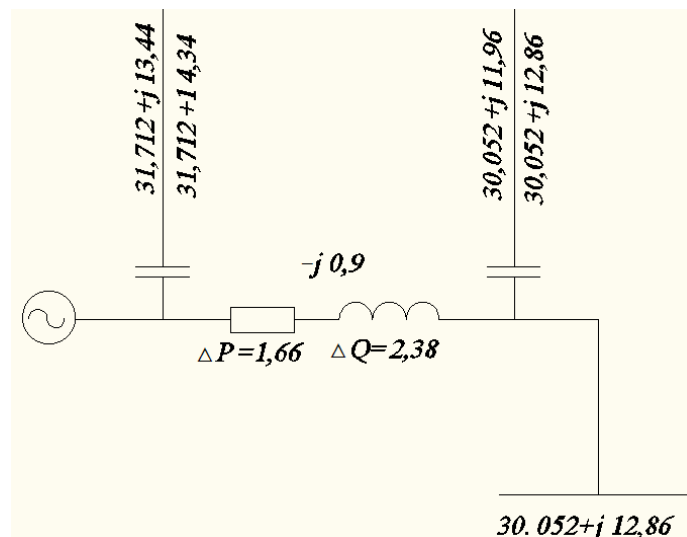
$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{x\%} \cdot S_{mp}}{100} = \frac{0,65 \cdot 40}{100} = 0,26$$

$$\Delta P_{mp} = \frac{40^2 + 20^2}{110^2} \cdot 1,3 = 0,22 \text{ MBm},$$

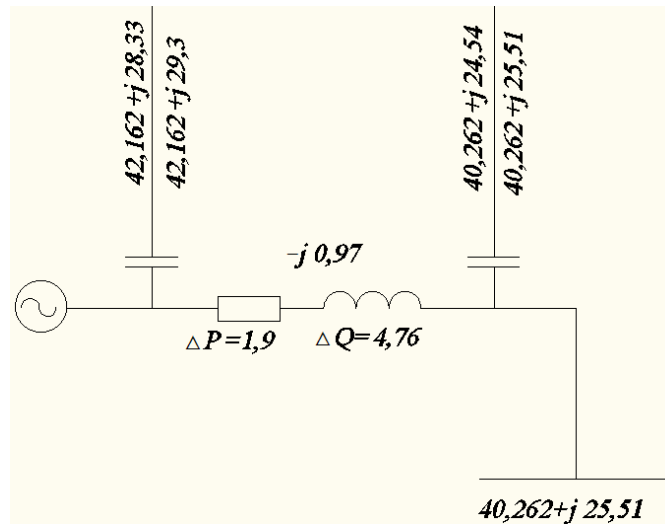
$$\Delta Q_{mp} = \frac{40^2 + 20^2}{110^2} \cdot 31,76 = 5,25 \text{ MBm},$$

2.17 Желілер мен қосалқы станциялардағы қуат шығындары

20-21 суреттерде электр беріліс L_1 және L_2 желілерінің максималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемалары көрсетілген.



20 -сурет. Электр беріліс L_1 желісінің максималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемасы



21 -сурет. Электр беріліс L_2 желісінің максималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемасы

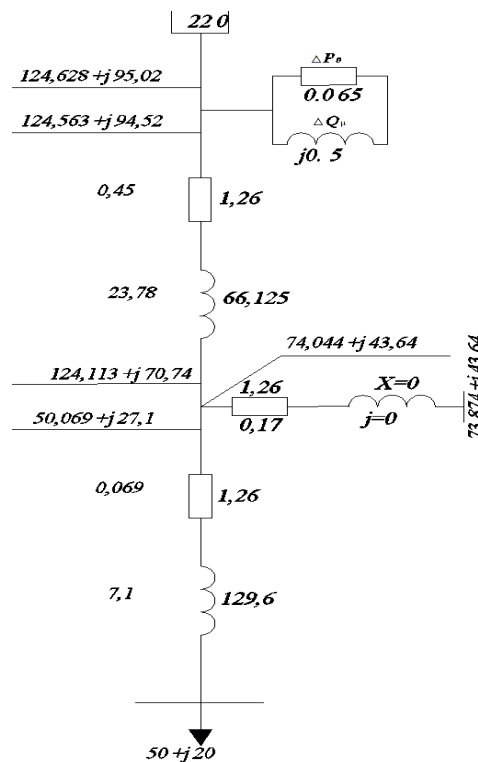
№3 қосалқы станция үшін

Трансформатор типі: АТДЦТН-100000/220 22-суретте үш орамды автотрансформатордың алмастыру схемасы көрсетілген.

Параметрлері:

$$S_{\text{вн}} = S_{L1} + S_{L2} + S_4 = (31,712 + j14,34) + (42,162 + j29,3) + (50 + j20) \\ = (123,874 + j63,64) \text{ МВА,}$$

$$S_{\text{сн}} = (31,712 + j14,34) + (42,162 + j29,3) = 73,874 + j43,64 \text{ МВА,}$$



22-сурет. Үш орамды автотрансформатордың алмастыру схемасы.

$$r_{mp} = \frac{P_{\kappa\%} \cdot U^2}{S_H^2} = \frac{0,26 \cdot 230^2}{100^2} = 1,26$$

$$x_{mpBH} = \frac{U_{\kappa BH} \cdot U^2}{100 \cdot S_H} = \frac{12,15 \cdot 230^2}{100 \cdot 100} = 66,125$$

$$x_{mpCH} = 0$$

$$x_{mpHH} = \frac{U_{\kappa HH} \cdot U^2}{100 \cdot S_H} = \frac{24,5 \cdot 230^2}{100 \cdot 100} = 129,6$$

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{x\%} \cdot S_{mp}}{100} = \frac{0,5 \cdot 100}{100} = 0,5$$

$$\Delta P_{mpBH} = \frac{123,874^2 + 60,686^2}{230^2} \cdot 1,26 = 0,45 \text{ MBm},$$

$$\Delta P_{mpCH} = \frac{73,874^2 + 43,64^2}{230^2} \cdot 1,26 = 0,17 \text{ MBm},$$

$$\Delta P_{mpHH} = \frac{50^2 + 20^2}{230^2} \cdot 1,26 = 0,069 \text{ MBm},$$

$$\Delta Q_{mpBH} = \frac{123,874^2 + 60,686^2}{230^2} \cdot 66,125 = 23,78 \text{ Mвар},$$

$$\Delta Q_{mpCH} = 0 \text{ Mвар},$$

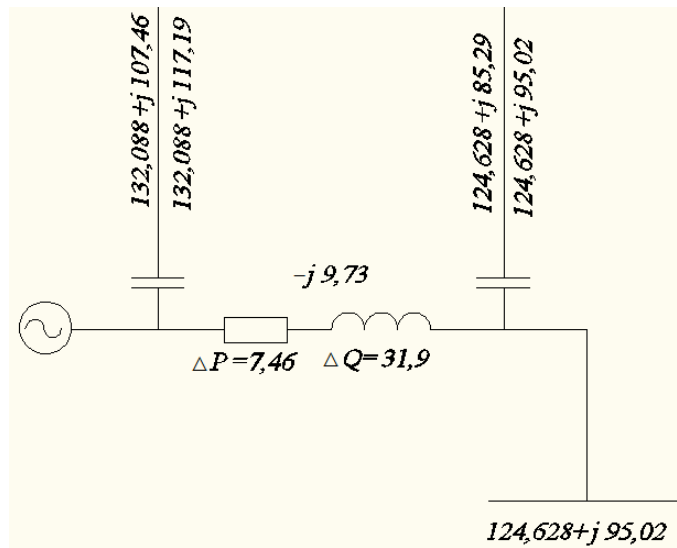
$$\Delta Q_{mp2HH} = \frac{50^2 + 20^2}{230^2} \cdot 129,6 = 7,1 \text{ Mвар},$$

L₄- желісіндегі шығындар

23 - суретте электр беріліс L₄ желінің максималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемасы көрсетілген.

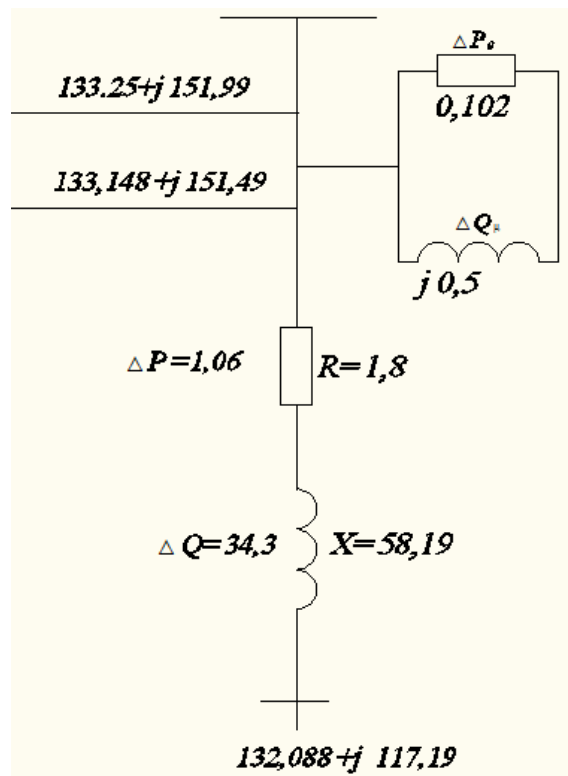
$$\Delta P = \frac{124,628^2 + 95,02^2}{220^2} \cdot 14,7 = 7,46 \text{ MBm},$$

$$\Delta Q = \frac{124,628^2 + 95,02^2}{220^2} \cdot 63 = 31,9 \text{ Mвар},$$



23-сурет. Электр беріліс L_4 желісінің максималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемасы

№4 қосалқы станция үшін
 Трансформатор типі: ТРДЦН-100000/220 24-суретте екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы көрсетілген.
 Параметрлері:



24-сурет. Екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы

$$r_{mp} = \frac{P_{k\%} \cdot U^2}{S_H^2} = \frac{0,36 \cdot 230^2}{100^2} = 1,8$$

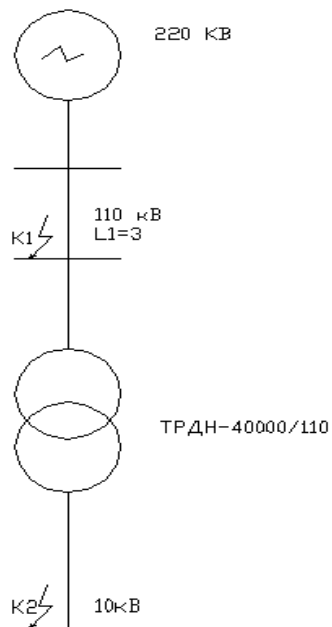
$$x_{mp} = \frac{U_{k\%} \cdot U^2}{100 \cdot S_H} = \frac{11 \cdot 230^2}{100 \cdot 100} = 58,19$$

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{x\%} \cdot S_{mp}}{100} = \frac{0,5 \cdot 100}{100} = 0,5$$

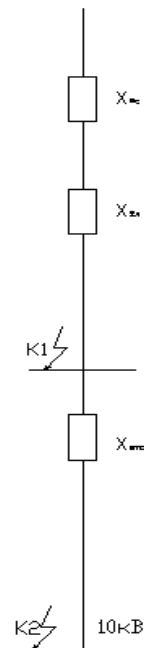
$$\Delta P_{mp} = \frac{132,088^2 + 117,19^2}{230^2} \cdot 1,8 = 1,06 MBm,$$

$$\Delta Q_{mp} = \frac{132,088^2 + 117,19^2}{230^2} \cdot 58,19 = 34,3 MBm,$$

2.18 Қысқаша тұйықталу тогын есептеу



25-сурет. Есептік схемасы



26- сурет. Алмастыру схемасы

Қысқаша тұйықталу тогын есептеу кезіндегі қолданылған есептік схемасы 25 – суретте көрсетілген, ал алмастыру схемасы 26 – суретте көрсетілген.

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

J'' - қ.т. тогының периодты құрауышының алғашқы мәні;
 i_y - электр аппараттарын, оқшауламаларды, шиналарды динамикалық тұрақтылыққа тексеретін, қ.т. соққы тогы;

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

$I_{0,2}$ - ажыратқыштарды тексеру үшін $t = 3$ 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 4 МВ·А аламын. Әр қадам үшін базистік кернеуім 110 және 10 кВ тең деп алдым. Жүйе кедергісі:

$$X_{c*} = 0,2 \quad (25)$$

Желінің кедергісі.

$$X_{l*} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S\delta}{U_{61}^2}, \quad (26)$$

$$X_{l*} = 0,41 \cdot 30 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,93,$$

Трансформаторлардың кедергісі:

$$X_{mp*} = \frac{Uk}{100} \cdot \frac{S\delta}{S_{n_{mp}}}, \quad (27)$$

$$X_{mp*} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 2,625,$$

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

S_{HT} - трансформатордың номинал қуаты, МВ·А.

Қосынды кедергі

$$X_{кос_{k-1}} = X_{c*} + X_{l*}, \quad (28)$$

$$X_{кко_{k-1}} = 0,2 + 0,93 = 1,13,$$

Базистік ток келесі формуламен анықталады, кА:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}, \quad (29)$$

$$I_{\delta 1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 1,5 \text{ кА},$$

К-1 нүктесіндегі қысқаша тұйықталу тогын анықтайық:

$$I_{K-1} = \frac{I_{\delta 1}}{X_{KOC_{K-1}}}, \quad (30)$$

$$I_{K-1} = \frac{5,02}{1,13} = 4,44 \text{ кА},$$

К-2 нүктесіндегі қысқаша тұйықталу тогын анықтаймыз:

$$X_{KOC_{K-2}} = X_{C^*} + X_{L^*} + X_{mp^*}, \quad (31)$$

$$X_{KOC_{K-2}} = 0,2 + 0,93 + 2,625 = 3,755,$$

$$I_{\delta 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА},$$

$$I_{K-2} = \frac{I_{\delta 2}}{X_{KOC_{K-2}}}, \quad (32)$$

$$I_{K-2} = \frac{55}{3,7555} = 14,66 \text{ кА},$$

Қысқаша тұйықталудың соққы тогын анықтаймыз:

$$i_{cok_{K-1}} = I_{K-1} \cdot \sqrt{2} \cdot k_{cok} \text{ кА},$$

$$i_{cok_{K-1}} = 4,44 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,8 = 11,31 \text{ кА},$$

$$i_{cok_{K-2}} = I_{K-2} \cdot \sqrt{2} \cdot k_{cok} \text{ кА},$$

$$i_{cok_{K-2}} = 14,66 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,8 = 37,3 \text{ кА},$$

$$B_{K-1} = I_{K-1}^2 \cdot t \cdot \text{кА}^2 \cdot \text{С},$$

$$B_{K-1} = 4,44^2 \cdot 3 = 59,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{С},$$

$$B_{K-2} = I_{K-2}^2 \cdot t \cdot \text{кА}^2 \cdot \text{С},$$

$$B_{K-2} = 14,66^2 \cdot 3 = 644,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{С},$$

2.19 Электр аппараттарын таңдау

Барлық электр аппараттары номинал кернеуі, номинал тогы бойынша таңдалады және электродинамикалық және термиялық тұрақтылыққа тексеріледі.

Кернеуі бойынша таңдағанда келесі шарт орындалуы керек:

$$U_k \geq U_{ном}, кВ, \quad (33)$$

Ток бойынша дұрыс аппаратты таңдау қалыпты режимде ұзақ жұмыс кезінде аппарат бөліктерінің қауіпті қызуларына жол бермейді. Сол үшін келесі шарт орындалуы керек:

$$I_k \geq I_{ном}, А, \quad (34)$$

Динамикалық ток

$$i_{\partial} \geq i_c, кА, \quad (35)$$

Термиялық ток

$$i_{терм} \geq Bб_c, кА^2 \cdot С, \quad (36)$$

Комутациялық аппараттарды таңдау

Кернеуі 110кВ жақта және 10 кВ жинақты шинада релелік қорғаныс және өлшеуіш аспаптардың байланысы үшін комутациялық аппараттарды таңдаймын.

Кернеуі U=110 кВ жақтағы айырғыш пен ажыратқыш және ток трансформаторын таңдау [2] 2.7-кестеде көрсетілген. Таңдалған аппараттардың жалғану схемасы 27-суретте көрсетілген.

2.7- кесте-Таңдалған электр аппараттарының параметрлері

Таңдау шарты	Есептік мәндер	Паспорттағы берілгендері		
		ЛТВ-145	РНД(3)	ТФНД-110
1) $U_k \geq U_{ном}, кВ,$	110	110	110	110
2) $I_k \geq I_{ном}, А,$	209,95	2000	630	400
3) $I_{сок} \geq I_{кт}, кА,$	4,44	40	-	-
4) $i_{\partial} \geq i_c, кА,$	11,31	102	80	62
5) $i_{терм} \geq Bб_c, кА^2 \cdot С,$	59,41	40/3	1450	14/3

Кернеуі $U=10$ кВ жақтағы айырғыш пен ажыратқыш және ток трансформаторын таңдау [2] 2.8-кестеде көрсетілген.

2.8- кесте-Таңдалған электр апататтарының параметрлері

Таңдау шарты	Есептік мәндер	Паспорттағы берілгендері		
		ВВЭ-М (К-105)	РВР-10	ТПШЛ-10
1) $U_k \geq U_{ном}, кВ,$	10	10	10	10
2) $I_k \geq I_{ном}, А,$	2909.4	3150	4000	3000
3) $I_{сок} \geq I_{кт}, кА,$	14.66	40	-	-
4) $i_0 \geq i_c, кА,$	37.3	128	180	81
5) $i_{терм} \geq Bб_c, кА^2 \cdot С,$	644.7	40/3	71/4	31.5/3

Кернеуі $U=110-10$ кВ кернеу трансформаторларын таңдау [2] 2.9-кестеде көрсетілген.

2.9- кесте-Таңдалынған кернеу трансформаторларының параметрлері

Кернеу тр түрі	НТМИ-10-66	НКФ-110-66
$U_{ном}$ кВ	10	110
$U_{ном}$ В	100	100
0,5	120	400
1	200	-

Трансформатор тогы үшін өлшеуіш аспаптарын таңдау [2] 2.10-кестеде көрсетілген.

2.10-кесте-Трансформатор тогы үшін өлшеуіш аспаптары

Аспап	Түрі	Тұтынатын қуат	$\cos \varphi$	Аспап саны	Жалпы тұтынатын қуат	
					P, Вт	Q, Вар
Санауыш	САЗУ	2,5	0,38	1	0,95	2,31
Ваттметр	Д335	0,5	1	1	0,5	-
Варметр	Д335	0,5	1	1	0,5	-
Амперметр	Э335	0,5	1	1	0,5	-
Жалпы:				6	2,45	2,31

Аспаптардың толық қуаты:

$$S = \sqrt{2,45^2 + 2,31^2} = 3,15 \text{ ВА}$$

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

$$Z_{II} = Z_{приб} + Z_{\delta} + Z_{конт}, \text{ Ом} \quad (37)$$

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

$$Z_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{ном}^2}, \text{ Ом}, \quad (38)$$

мұндағы $S_{приб} = 3,15 \text{ ВА}$ аспаптардың суммарлық қуаты;
 $I_{ном} = 5 \text{ А}$ – трансформатордың екінші орамындағы номинал тоқ.

$$Z_{приб} = \frac{3,15}{5^2} = 0,126 \text{ Ом},$$

$$Z_{II} = 0,126 + 1,2 + 0,1 = 1,426, \text{ Ом}.$$

Бақылау сымдарының қимасы:

$$S_{пров} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{Z_{II}}, \text{ мм}^2, \quad (39)$$

мұндағы $\rho = 0,031$ – алюминді кабельдің меншікті кедергісі;
 $l_{расч} = 150 \text{ м}$ – бір бағыттағы кабель ұзындығы.

$$S_{пров} = \frac{0,031 \cdot 150}{1,426} = 3,26 \text{ мм}^2.$$

АКВРГ - $3 \times 4 \text{ мм}^2$ типті кабелін таңдаймыз.

Кернеу трансформаторы үшін өлшеуіш аспаптарын таңдау [2] 2.11-кестеде көрсетілген.

2.11-кесте- Кернеу трансформаторы үшін өлшеуіш аспаптары

Аспап	Түрі	Тұтынатын қуат	cos φ	Аспаптар саны	Тұтынылатын толық қуат	
					P, Вт	Q, Вар
Санауыш	САЗУ	1,75	0,38	10	17,5	42,6
Ваттметр	Д772	10	1	2	20	-
Вольтметр	Э762	9	1	4	36	-
Частотомер	Д762	8	1	3	24	-
Вольтметр регистрир.	Н376	8	1	2	16	-
Частотомер тіркейтін	Н378	2,5	1	2	5	-
Жалпы:				23	118,5	42,6

Аспаптардың толық қуаты мына формуламен анықталады:

$$S = \sqrt{118,5^2 + 42,6^2} = 126 \text{ ВА.}$$

3 Арнайы бөлім

3.1 Электр желілерінде кернеуді реттеу әдістері

Электр станцияның генераторларының кернеуін өзгерту, трансформаторлардың және автотрансформаторлардың трансформация коэффициентін өзгерту, қоректендіруші желі параметрлерін өзгерту, желі бойынша өтетін реактивті қуат өлшемін өзгерту арқылы электр желілерінде кернеуді реттеу қиынға түседі. Қолданылатын бұл әдістер кернеудің орталықтандырылған реттеуін қамтамасыз етеді, бірақ соңғы үшеуі кернеуді жергілікті реттеуге де қолданылады.

Электр желілерінде қолданылатын кернеуді реттеу әдістерін қарастырамыз.

3.1.1 Электр станциялардағы желілер кернеуін генератормен реттеу

Электр станциялардағы генераторлар энергетикалық жүйеде ортақ электрлік желіге жұмыс істейді және сол үшін олардың жұмысы электр жүйелеріне қойылатын талаптарға бағынады. Мысалы, электр желілерінде түйіндік нүктелерде кернеу есептік деңгейін қамтамасыз ету шартынан шығып электр станцияларға активті қуатты өндіру тапсырмасымен бірге реактивті

қуатты генерациялау графигі тапсырылады: максималды – активті жүктеменің таңертенгі және кешкі максимумдары және минималды – түнгі уақытта.

Жоғарылатқыш трансформаторлы блоктарда жұмыс істейтін генераторлар генераторлы кернеудің тарату желілерімен тікелей байланыста болмайды, ал өзіндік қажеттілік жүктемесі жүктеме кезінде кернеуді реттеуі бар трансформаторлар арқылы қоректенеді. Сондықтан реактивті қуатты олар арқылы генерациялануының үлкен өзгерісі және осыған байланысты генераторлар қысқыштарындағы кернеудің түбегейлі өзгерісі ерекше қиындықтар туғызбайды. Әдетте блоктық генераторларда ПТЭге сәйкес кернеу өзгерісінің мүмкін болатын шегі қоланылады: -5%-дан +10% U_H –ға дейін.

Таратушы желі жалғанған генераторлық кернеу шинасында жұмыс істейтін генераторда кернеу кіші шекте реттеледі, өйткені кернеудің терең өзгерісі тұтынушылар үшін қолайсыз болады. Жүктеме жүйесінің берілген график бойынша бұл генераторларда реактивті қуатты реттеу кезінде тұтынушылардың дұрыс жұмысына қажетті шиналарда кернеу деңгейі ЖК желісімен генераторларды жалғайтын РПНі бар трансформаторларының трансформация коэффициентінің өзгерісімен жетеді.

Генераторларды ЖК желілерімен жалғайтын трансформаторларда РПН болмаған жағдайда генераторлық кернеу шиналарында кернеуді реттеу генераторлардың қозуын өзгертумен бірге бір уақытта олардың реактивті қуатының (автоматты) өзгерісімен жүргізіледі. Реттеу - қарсы және электр желдерінің диспетчері арқылы берілген кернеудің тәуліктік графигі бойынша іске асады.

3.1.2 Трансформаторлардың трансформация коэффициентін өзгерту, желінің параметрлерін өзгерту, реактивтік қуаттың шамасын өзгерту арқылы кернеуді реттеу

Кернеуі 6-10 кВ қалалық және ауылдық тарату желдері қуаты үлкен емес (400-630 кВ-ға дейін) трансформаторлармен жабдықталған. Бұл трансформаторлардың трансформация коэффициенті трансформаторды желіден ажыратып, яғни трансформатордың қозуынсыз (ПБВ) ЖК орамының тармақтарын ауыстырып қосу арқылы $\pm 5\%$ шегінде өзгереді. Сондықтан бұл трансформаторлардың трансформация коэффициенті тек қана жабдықтаудың сұлбасын өзгерісте, немесе ең жоғары маусымдық жүктемеден ең төменгі жүктемеге ауысуда немесе керісінше болғанда өзгереді, яғни маусымдық реттеу жүзеге асырылады. Бұл желілердегі кернеудің тәуліктік реттелуі ЦП-ға байланысты болады. Ұзақ маусымды мерзімге тиісті трансформация коэффициенті, ЦП шинасында кернеу деңгейіне және тарату желісінде кернеу шығындарына сүйене отырып таңдалады.

Тарату желілерін қоректендіретін қосалқы станцияларда кернеуді орталықтандырылған тәуліктік реттеуін қамтамасыз ету үшін РПН-і бар трансформаторлар орнатылады, яғни тармақтарын ауыстырып қосу барысында тұтынушыларды электрмен қамтамасыз ету үзіліссіз жүріп отырады. Трансформаторлар автоматты реттеу аппараттарымен

жабдықталады - жинақтаулы қамсыздандыруға кіретін кернеуді реттеуіштер кіреді.

35—330 кВ кернеу трансформаторларындағы ішіне салынған реттеу құрылғылары ЖК орамдарының бейтарабында орналасады. Кернеуді реттеу ауқымы 1, 5 немесе 1, 78% бойынша сатылы номинал кернеудің 12% немесе 16% -ін құрайды. 110 және 220 кВ үш орамды трансформаторларда РПН тек қана ЖК орамында орналасады, ал ОК орамы трансформатордың қозуынсыз ауыстырып қосылауына болатын трансформация коэффициенті $\pm 2-2, 5\%$ аралығында өзгерісіне арналған тармаққа ие.

3.1.3 Желідегі кернеуді желі параметрлерін өзгерту арқылы реттеу

Кей бір шектерде кернеуді қоректік желінің кедергісін өзгерту арқылы реттеуге болады. Егер қоректендіруші желі немесе оның бөлігі бірнеше параллель сызықтардан тұратын болса, минималды кернеу кезінде осындай сызықтардың бірін ажырату арқылы қоректендіруші желінің кернеу шығынын үлкейтуге болады және осылайша тұтынушының кернеуін төмендетуге болады.

Тізбектің реактивті кедергісін азаюына және кезегінше максималды жүктеме кезінде кернеудің жоғарылауына желінің индуктивтіліктің бойлық компенсациясын қолдану арқылы қол жеткізуге болады.

Желі буынының қабылдағыш соңындағы кернеуі X_c кедергілі бойлық компенсация кезінде келесі формуламен өрнектеледі:

$$U_2 = U_1 - \frac{P_1 R + Q_1 (X - X_c)}{U_1} - j \cdot \frac{P_1 (X - X_c) - Q R}{U_1}. \quad (3.1)$$

Формуладан көрініп тұрғандай X_c (мысалы, төмен жүктеме кезінде конденсаторларды шунтирлеу) өрнегінің өзгерісі арқылы желідегі кернеуін сатылы реттеуге болады.

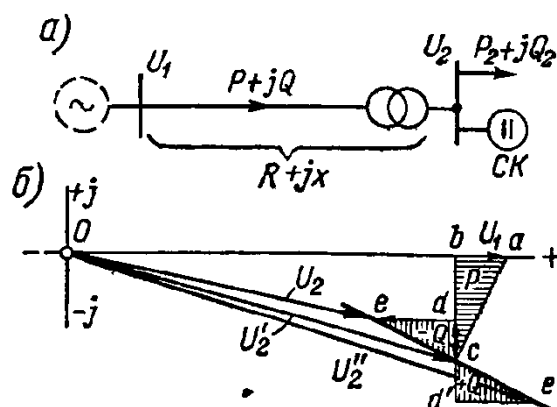
Алысқа тасымалдау желілерінде бойлық компенсацияны олардың өткізгіштік қасиетін жоғарылату үшін қолданылады. Бойлық компенсация үшін батареяда конденсаторлар саны қабылдағыш қосалқы станция талап етілген кернеуінің дәрежесімен және желінің максималды жүктемесімен анықталады. Жоғары кернеулі электр берілістерінде әдетте желінің индуктивтілігін 40-50% жоғары емес компенсациялайды, компенсацияның дәрежесінің үлкен болуы релелік қорғаныстың жалған қозғалысына алып келуі мүмкін.

3.1.4 Желідегі реактивті қуат өлшемін өзгерте отырып кернеуді реттеу

Реактивті қуатты өзгерту арқылы кернеуді синхронды компенсаторлар немесе конденсаторлар батареялары көмегімен тиімді реттеуге болады, егер оларды жүктемеге параллель қосылған болса.

Синхронды компенсатор қабылдағыш қосалқы станцияға орналастырылады және қосалқы станцияның ТК шинасына немесе автотрансформатордың ТК орамына жалғанады. Мұндай компенсатор

синхронды электр қозғалтқыш болып табылады, және асқын қоздырылған кезде желі үшін сыйымдылық жүктеме болады немесе реактивті индуктивті қуат генераторы болады, ал қоздырылмаса реактивті қуат тұтынушысы болады. Осылайша синхронды компенсатордың қоздыруын өзгету арқылы желі бойымен ағатын реактивті қуат мөлшеріне әсер етеді және сәйкесінше тұтынушы кернеуіне әсер етеді. Мұны соңында жүктеме жалғанған және синхронды компенсаторлар жалғанған радиалды желі бойынша қуатты таратуды қарапайым мысалда көрсетуге болады (3.1-сурет).



3.1-сурет. Беріліс реактивті қуаттың өзгерісіне тәуелді желінің соңында кернеудің өзгеруінің векторлық диаграмасы

Мысалы қарапайымдылық үшін 3.1,а-сурет бейнеленген электр берілісті $R+jX$ кедергісімен бір буын деп қарастыруға болады. Сонда $P+jQ$ қуатты беру кезінде оның соңғы бөлігіндегі кернеу былай болады.

$$U_2 = U_1 - \frac{PR+QX}{U_1} - j \cdot \frac{PX-QR}{U_1}. \quad (3.2)$$

Бұл формула бойынша кедергі буынындағы кернеу құлауы активті және реактивті қуаттан бөлуі бар векторлық диаграмма тұрақты активті жүктеме кезіндегі желідегі реактивті қуаттың өзгерісіне тәуелді болатын U_2 өзгерісін көрсетеді. Диаграммада көрсетілгендей желі бойынша максималды реактивті қуат jQ таратқанда қабылдау бөлігінің соңында кернеу U_2 минимал болады (e нүктесі). Қолданыс орнында СК-ның реактивті қуатын генерациялау кезінде және желі бойынша берілетін реактивті қуаттың азаюына сәйкес беріліс бөлігінің соңында кернеу үлкейеді (U_2 векторының соңы ec түзуі бойымен ағады). $Q=0$ кезінде, яғни тек қана активті қуатты беру кезінде $U_2' > U_2$ болады. Егер орнында генерацияланатын қуат тұтынушы қуаттан үлкен болса және шығын желіге түсетін болса, онда электр беріліс соңында кернеу одан да үлкен болады (e' нүктесі).

СК-ның көмегімен кернеуді реттеу еркін өтеді. Реттеу диапазоны СК қуатынан және желінің реактивті жүктеме өлшемінен тәуелді.

Синхронды компенсатордың номинал қуаты реактивті қуатты генерациялау кезіндегі қуат болып саналады, яғни аса қоздыру жұмысы

кезінде. Компенсатордың қоздырылмай қалу немесе қоздыруы жоқ болғанда жұмысы кезінде, яғни реактивті қуатты (минимал жүктеме кезминимал жүктеме кезіндегі) тұтыну режимі кезінде оның максималды қуаты ноиналды қуаттың 40-60%-ін құрайды. Бұл дегеніміз СК қоздыру тогы азаяды. Реактивті қуатты тұтыну режимі кезінде СК қуатын жоғарылату үшін қарама қарсы өоздыруды қолдану керек. Бұл жағдайда оның қуаты номиналдының 0,65-нен төмен болайды.

Синхронды компенсаторлар кернеуі 6,3-10,5кВ болатын 10-16 МВА қуата және кернеуі 10,5кВ болатын 25-100 МВА қуатта тағайындалады. Қуаты 25ВА-ден жоғары болатын СК сутекті суытумен жасалады. Үлкен СК әдетте реактивті қуаттың жүйедегі генерациялану графигіь бойынша қолданылады және сол үшін кернеуді орталықтандырып реттеу үшін қолданылады.

Компенсациялаушы қондырғының есептік қуаты СК-ның минималды қуатынан төмен болған кезде немесе реактивті қуатты тұтыну режимінде оның жұмысы керегі болмаған кезде секция қатарына бөлінген конденсаторлардың басқару батареялары (КББ) орнатылады. Секцияның қуаты қолданушы қосалқы станцияның екіншілік шинасында кернеудің құлауының рұрсат етілген мәнімен анықталады. КББ СК-ға қарағанда үлкен тиімділікке ие және сол себепті үлкен қолданысқа ие.

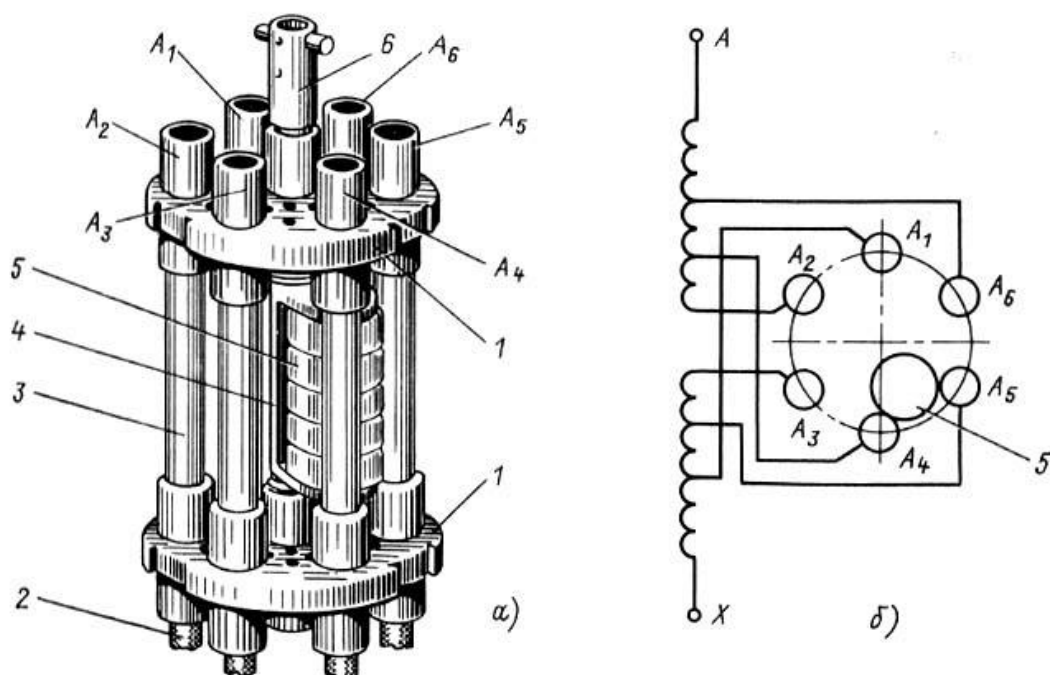
3.2 Қосалқы станция шиналарындағы кернеуді реттеудің түрі трансформатордағы тармақтарды ауыстырып қосу

Қосалқы станция шиналарындағы кернеуді реттеудің ең кең тараған түрі трансформатордағы тармақтарды ауыстырып қосу болып табылады. Осы мақсатта трансформаторлардың орамдарында реттеуші тармақтар және тармақтарды арнайы ауыстырып қосқыштар қарастырылады. Тармақтарды арнайы ауыстырып қосқыштар көмегімен трансформация коэффициентін жоғарылату немесе төмендету арқылы жұмысқа қосылған тармақтар санын өзгертеді:

$$K_{ВН-НН} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{w_{ВН}}{w_{НН}}, \quad (3.3)$$

мұндағы $w_{ВН}$ және $w_{НН}$ - ЖК және ТК сәйкес орамдардың жұмысқа қосылған тармақтар саны.

Жоғары және төмен кернеу орамдары арасындағы трансформация коэффициентінің өзгерісі ТК шинасында номинал кернеуге жақын кернеуді ұстап тұрады (3.2-сурет).

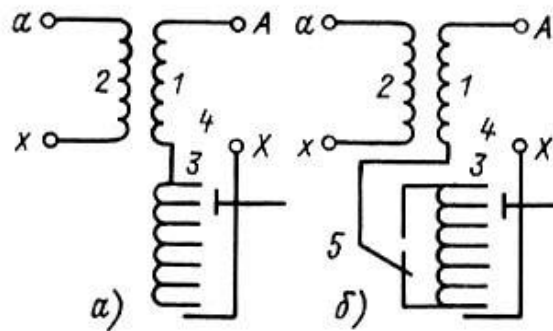


5 - A_4 и A_5 стержндерін қосатын сақиналық түйіспе

3.2-сурет. Тарақтардың барабан типті ауыстырып қосқышы және тармақтарды ауыстырып қосу схемасы

Тармақтар секциясын ауыстырып қосу операциясы желіден ажыратылған ПБВ (қоздырусыз ауыстырып қосу) құрылғысы бар трансформаторда немесе жүктеме кезінде жұмыс істейтін РПН (жүктеме кезінде реттеу) құрылғысы бар трансформаторда өтеді. ПБВ құрылғысы бар үлкен қуатты трансформаторлар номинал $(\pm 2 \times 2,5\%) U_{НОМ}$ кернеуге қатысты кернеудің төрт сатысын алуға арналған беске дейін жететін тармақтардан тұрады.

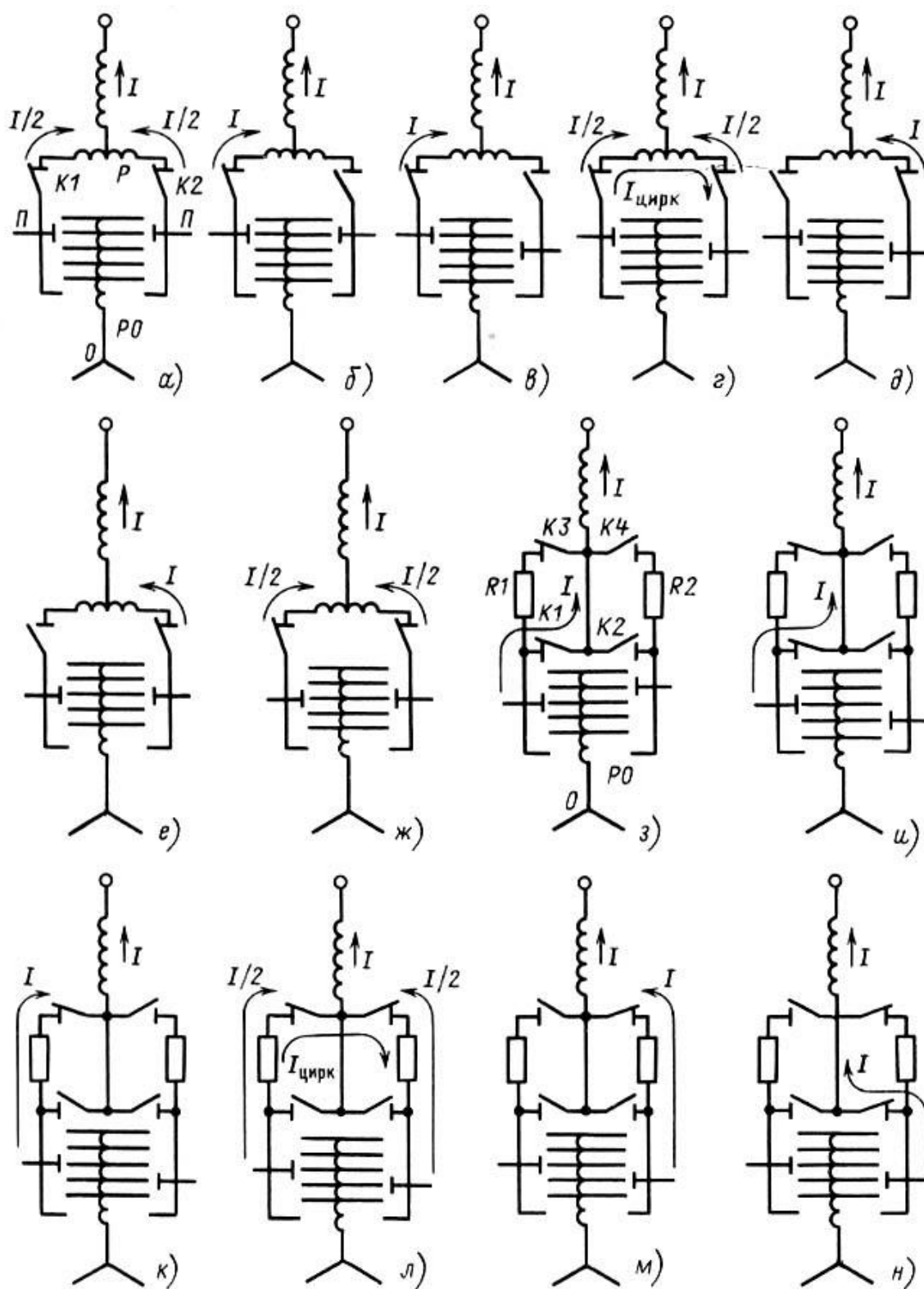
РПН құрылғысы бар трансформаторлар ПБВ құрылғысы бар трансформаторларға қарағанда көп реттеуші сатылардан тұрады және реттеудің кең диапазонына ие. Трансформаторлардағы реттеудің қолданылатын схемасы 3.2-суретте көрсетілген. Реттелетін тармақтар нейтрал бөлігінде орналасқан, ол жеңілдетілген оқшауламасы бар РПН-ді қолдануға мүмкіндік береді. 3.3,б-суреттегі схемада екі позициялы ауыстырып қосқыш – реверсор 5 реттеуші орамды 3 негізгіге 1 сәкесінше немесе қарсы жалғайды, сол себепті реттеу диапазоны 3.3,а-суреттегі схемамен салыстырғанда екі еселенеді.



1,2-сәйкесінше бірінші және екінші орамдар; 3- тармақталған реттеуші орам; 4- ауыстырып қосқыш құрылғы; 5- реверсор

3.3-сурет. Трансформаторларда реттеу орамының реверстеу және реверстеусіз реттеу схемалары

Барлық келтірілген реттеу жағдайларында РПН құрылғысы қолданылады. Ол келесі негізгі бөліктерден тұрады: ауыстырып қосқыш немесе таңдағыш, түйіспе, ток шектегіш элемент (реактор немесе резистор) және келтірілген механизм. Реттелінетін тармақтарды ауыстырып қосу процесі трансформатордың жұмыс тогы тізбегінің үзілуінсіз өтеді. Реакторлы (РНО, РНТ сериялы) және резисторлы (РНОА және РНТА сериялы) ауыстырып қосылатын РПН құрылғыларының тізбектік жұмысы 3.4-суретте келтірілген. Реакторлы РПН-ның жұмысын қарастырғанда түйіспе кейбір токты тұйықтайды және ажыратады, сәйкесінше процесте доғаның жануы пайда болады; таңдағыштың түйіспелері токтың үзілуінсіз ауысып қосылады, яғни сәйкес келетін тізбек ажыратылған болған кезде ғана; сол және басқа да түйіспелердің керекті тұйықталу және ажыратылу тізбегі келтірілген механизмнің сәйкестірілген жұмысымен қатамасыз етіледі, келтірілген механизм реверсивті іске қосқышы бар қозғалтқышты іске келтіреді



Р-реактор; R1 және R2-резисторлар; П- уыстырып қосқыштар (сайлаушылар); K1-R4- түйіспелер; P0-терреуші орам

3.4-сурет. Реакторлы және резисторлы РПН ауыстырып қосқыш құрылғысының тізбектік жұмысы

Соңғы жағдай жүктеме тогы реактордың бір бөлігі арқылы өткенде немесе ауыстырып қосқыш «мост» (3.4,г-сурет) жағдайында болғанда ток шектегіші бар реактор құрылғысы қауіпті болмайды және бұзылу қауіпін туғызбайды. Бірақ түйіспелердің РПН-ге толық жанаспауы кезінде түйіспелердің жанып кетпеуін алдын алу үшін негізгі жұмыс жағдайына қайтару керек. Түйіспелерінде доға пайда болмайтын реактор мен таңдағышты трансформатор багіне орналастырады, ал түйіспелерді электр доға майы трансформаторға жайылып кетпеу үшін бөлек майлы бакке орналастырылады.

Резисторлы РПН құрылғысының қозғалысы көптеген жағынан реакторлы ақыстырып қосқыш құрылғысы жұмысымен сәйкес келеді.

Айырмашылығы нормалы режимде резистор жұмысы шунтталады немесе ажыратылған болады және ток одан өтпейді, ал коммутация процесінде ток жүздеген секундта өтеді. Резистор ток кезінде ұзақ уақыттық жұмысқа арналмаған, сондықтан түйіспелердің ауыстырылып қосылуы қысылған серіппе көмегімен тез жүреді. Іске келтіргіште қорек көзі жоғалып кеткен кезде түйіспелердің ауыстырып қосылу мүмкіндігі аз. Резисторлардың көлемі кіші болады және түйіспенің конструктивті бөлігі болып табылады.

Түйіспелері оқшаулағышта бөлек бакте орналасқан РПН құрылғылары болады және жүктелген конструкториялы деп аталатын РПН құрылғылары болады. Оларды трансформатор багі ішіне орналастырады және де трансформатор багіне жанасып орналасатын бөлек жеке бакке орналастырады. Түйіспе багі кеңейткіш бөлігімен түтік арқылы жалғанады (3.5-сурет).

РПН құрылғыларында түйіспелерде майдың жоғарғы қабатында температура -20° С-тан кем емес болғанда номиналды жұмыс қамтамасыз етіледі.

РПН құрылғысы басқару щитынан кілт арқылы немесе батырма арқылы қашықтықтан басқарылады. Және де іке келтірілетін РПН механизмін ауыстырып қосу шкафта (жергілікті басқару) орналасқан тұтқа немесе батырма арқылы іске асырылады. Жергілікті басқару әдісі қосымша болып табылады, оны тек қана жөндеу кезінде қолданады. Трансформатордың РПН ауыстырып қосуын әдеттегі жұмыс режимінде жергілікті басқару тұтқасымен немесе батырмамен жедел қызметші орындауы ереже бойынша рұқсат етілмеген. РПН-нің ауыстырып қосқышы аралық жағдайда тұрып қалған жағдайда егер қайта жүктеу сигналы болмағанда, құрылғының зақымданған белгілері болмағанда немесе қашықтықтан басқару схемасын түзетуге болмайтын кезде ауыстырып қосуды тоқтау командасы жергілікті басқару тұтқасы арқылы беріледі.

Әртүрлі типтегі РПН-нің ауыстырып қосуының бір циклі 3-10 с орындалады.

Ауыстырып қосу процесі қызыл шам арқылы білінеді, қызыл шам импульс берілген кезде және мезханизм бір сатыдан келесі басқа сатыға өту процесі біткенге дейін жанып тұрады. Іске қосуға бір импульстің ұзақтығынан тәуелсіз РПН таңдаушының тек қана бір сатға өтуіне рұқсат беретін бұғатқа ие. Ауыстырып қосқыш механизмінің қозғалысының тоқтауы кезінде орын

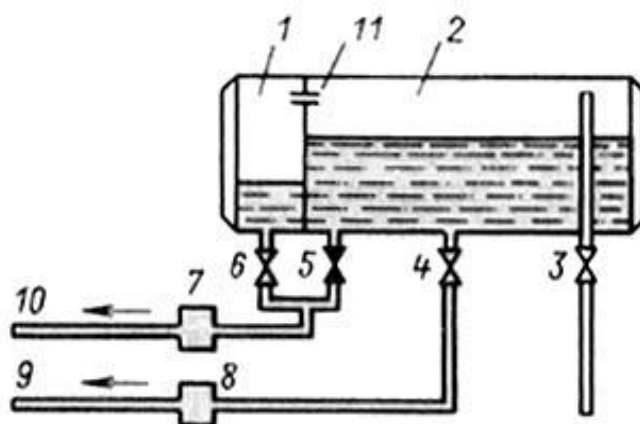
ауыстыру тоқтады және қашықтан басқару көрсеткіштері ауыстырып қосқыш тоқтаған саты номерін көрсетеді.

РПН-ді автоматты реттеу үшін трансформация коэффициентін автоматты реттеу (ТКАР) блоктарымен жабдықталады. Автоматты реттеудің құрылымдық схемасы 3.6-суретте келтірілген. Кернеу трансформаторынан ТКАР блок қысқыштарына реттелетін кернеу беріледі. Сонымен қатар, жүктеме тогынан кернеудің құлауын ток компенсация (ТК) құрылғысы арқылы есептеледі. ТКАР блогының шығысында орындаушы орган И дұрыс механизмнің жұмысын басқарады.

3.3 Кернеуді реттеу құрылғыларын бақылау

РПН типтегі ауыстырып қосқыш құрылғылардың түйіспелерін шлам және оксидтерден тазалау үшін жиі (әр 6 ай сайын) реттеудің барлық диапазонында 5-10 рет әрбір бағытқа айдап отыру керек.

РПН құрылғысы әрқашан да ТКАР блогы қослулы күйінде жұмыс істеуі керек.

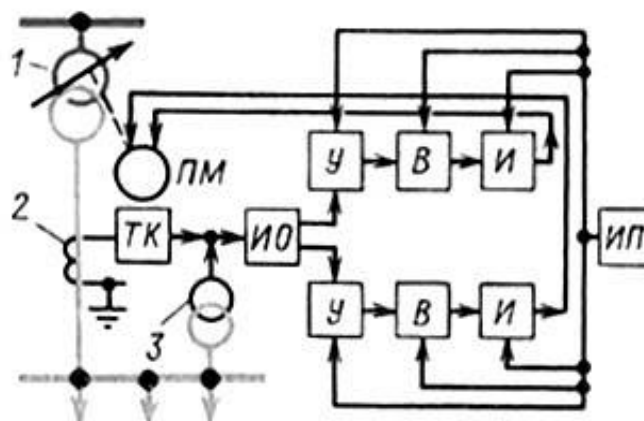


1-кеңейткіштің кіші бөлігі; 2- кеңейткіштің үлкен бөлігі; 3- кеңейткішке майды құятын кран; 4- трансформатор багіне майды өткізетін кран; 5- май бөлігін маймен қоректендіретін кран (кран жабылған, суретте қарамен боялған); 6- түйіспе багіне май өткізгіш кран; 7- РПН-нің газды релесі; 8- трансформатордың газды релесі; 9- трансформатор багіне май өткізгіш; 10- РПН багіне май өткізгіш; 11- саңылау (тесік)

3.5-сурет. Трансформаторда және РПН түйіспелерінің багінде май көлемінің температуралық өзгерісін компенсациялау үшін кеңейткіштің қосылуы

Қашықтықтан басқаруда оларды тек қана автоматты реттеуді түзетуге болмайтын жағдайда, ауыстырып қос бұйрығы орындалмаған жағдайда (сайлауыш түйіспелерінің аралық жағдайда қалып қалғанда, іске қосу механизмінің жұмысынан бас тартқанда) ауыстырады. ТКАР блогы

зақымданған кезде ол ажыратылулы болуы керек және РПН құрылғысы қашықтықтан басқаруға ауыстыру керек.



1- реттелінетін трансформатор; 2- ток трансформаторы; 3- кернеу трансформаторы; ТК- ток компенсация құрылғысы; ИО- өлшеуіш бөлік; У- басқару бөлігі; В- уақыт ұстанымы бөлігі; И- орындаушы бөлік; ИП- корек көзі; ПМ- іске келтіргіш механизм

3.6-сурет. Кернеуді автоматты реттеудің құрылымдық схемасы

РПН құрылғысын қашықтықтан басқарудан бас тартқан жағдайда жергілікті басқаруға ауыстыру керек және бұл келеңсіз жағдайды шешетін жолды қолдану керек. Түйіспені немесе сайлағышты өзгертуге болмайтын болғанда трансформаторды ажыратып сөндіреді.

Трансформаторды қалыпты пайдалану кезінде аса жүктелу , апаттық аса жүктелу (егер ток 200%-тік номиналды токтан асып кетпесе) РПН жұмысына шектеу қоя алмайды. Рұқсат етілген максималды жүктелуден асқан кезде арнайы бұғаттау ауыстырып қосқыш құрылғысының іске қосылуына тиым салады.

РПН жағдайы жабдықты тексеру кезінде бақылану керек. Басқару шитындағы және РПН ауыстырып қосқыштың жағдайын көрсететін көрсеткіштерді салыстыру керек, себебі сельсин-датчик және сельсин-қабылдағыштың бір бірімен сәйкес келмеуі жұмыстың істелуіне кері себепкер болады. Барлық параллель жұмыс істейтін трансформаторлардың РПН ауыстырып қосқыштырының бірдей жағдайы тексеріледі немесе фаза бойынша басқару кезінде жеке фазалар тексеріледі, РПН ауыстырып қосқыштар санының санағышының корсеткіші жазылады.

РПН-нің электрлік тозуға төзімділігі ауыстырылып қосылатын ток мәнінен тәуелді. 1000 А-ге дейінгі ток кезінде 60 000 ауыстырып қосылудан кем емес болуы керек, 1000 А ток кезінде 25 000 ауыстырып қосылу болады.

Қолданыста жоғары өтпелі кедергілі түйіспелерді қалдыруға болмайды, себебі олардың қызуы майдың бұзылу процесін тездетеді.

РПН түйіспелер бағіндегі май сапасының критеріі ылғалдылықтың болмауы болып табылады. Түсі, көміртектің болуы, қышқылдылық және басқа да көрсеткіштердің рөлі жоқ және түйіспелер бағінде оның әрі қарай қолдаруына кедергі болмайды. Май сынамаcының анализі әрбір 5000 ауыстырып қосылудан кейін алынуы керек, ол РПН жұмыс уақытына тәуелсіз.

Кеңейткіш бөлігінде немесе түйіспелер бағында майды май көрсеткіш арқылы тексереді. Май деңгейін рұқсат етілген шекте ұстап тұру керек. Майдың төмен деңгейі кезінде түйіспелерде доғаның жану уақыты үлкейеді.

Жоғарыда айтылғандай, егер РПН-де техникалық шартта басқа температура қарастырылмаса түйіспелердің қалыпты жұмысы үшін май температурасы -20°C -тан аз болмауы керек. Қоршаған ауаның төмен температурасы кезінде түйіспелер бағіндегі қыздыру элементтерінің жұмысын бақылау керек. Егер май температурасы түйіспе бағінде немесе трансформатор бағінде -21°C дейін төмендесе РПН-ді жұмыстан шығару керек. Тұтқыр май болғанда түйіспе іске қосылу кезінде оның сынуына қауып келтіретін механикалық жүктелуді пайда болады. Сонымен қатар ауыстырып қосу уақыты көп болып және олардың ток астында ұзақ болуына байланысты резисторлар зақымдану мүмкін.

Егер РПН-де түйіспелер қызуы қарастырылса, онда қыс уақытында қоршаған ауа температурасы -15°C түйіспелерді автоматты қыздыру жүйесі іске қосылады. Қыздыру жүйесін қолмен қосуға рұқсат етілмейді.

3.4 OILTAP®MSE 340 типті жаңа РПН құрылғысы

Көптеген энергиямен қамтамасыздандыру кәсіпорындарында және өндірістік заводтар Болгарияда жасалынған РПН-ді қолданып келді. Қазіргі кезде бұл құрылғылардың көбі өзінің қолдану ресурсын өндіріп алды. Бірақ мұнымен қатар Болгарияда жасалған РПН құрылғасы бар көп трансформаторлар жұмысқа қабілетті жағдайда және оларға жаңа РПН құрылғысын орнату бұл трансформаторлардың қолдану уақытын ұлғайтады. Лидер фирмасы РПН-ді ауыстырудың кәсіби және тиімді шешімін ұсынады: Болгарияда жасалған RS типті стандартты ауыстырып қосқыш орнына Германияның MR фирмасының OILTAP®MSE типті ауыстырып қосқышын ұсынады. Жаңадан шыққан TARMOTION® ED типтегі мотор іске қосқышпен бірге OILTAP®MSE типті РПН құрылғысы трансформатордың қолдану уақытын көп жылдарға созады.

Ескі РПН-ді MR фирмасының РПН-не ауыстырудың артықшылықтары:

- жоғарғы сапа;
- сенімділік;
- TARMOTION® ED типті жаңадан шығарылған мотор іске қосқышпен жабдықталған;
- ауыстыру жұмысы үлкен өсгерістерді талап етпейді;
- ауыстыру жұмысы тек қана 1 күнді ғана алады;



3.7-сурет. OILTAP®MSE типті РПН құрылғысы

- техникалық бақылануы қарапайым;
- ұзақ ревизия аралық интервалдар;
- кәсіби сервистік қолдау;

Құру процесін сипаттау:

-трансформаторды сөндіру, жерлендіру, мүмкін болатын қосылуларды бұғаттау, майды құйып алу, люкті ашу;

- ажырату және шығыстарды маркалау;
- бактен ескі РПН-ді босату;
- MSE типті жаңа РПН құрылғыны орнату;
- шығыстарды РПН құрылғысына қосу;
- мотор іске қосқышты, механикалық қосылуларды, бұрыштық редукторды және қорғаныстық релені монтаждау;

- трансформация коэффициентін өзгерту, кептіру және май құю, байқап көру.

трансформация коэффициентін өзгерту, кептіру және май құю, байқап көру.

OILTAP®MSE 340 типті РПН құрылғысының техникалық берілістері

10-63 МВА трансформаторларда RS-3,4,9 типті болгариялық РПН құрылғыларын ауыстыруға келеді. Техникалық берілуі 3.1-кесте келтірілген.

3.1-кесте-РПН құрылғысының техникалық берілуі

Максимал есептік ток, А	340
Сатының максимал кернеуі, В	3300
Максимал коммутациялық қуаты, кВА	1000
Жабдыққа арналған максимал кернеуі, кВ	245
Үш фазалы орындалуда қолданылуы	Нөлдік жұлдызша схемасы
Бір фазалы орындалуда қолданылуы	Орамның кез келген жерінде

3.5 Түйіндердегі кернеуді есептеу

Максималды режим кезінде желінің бойлық және көлденең шығындарын есептеу

$$U_{\max} = 110 \text{ кВ},$$

Желінің бойлық шығынын келесі формула арқылы анықтаймыз:

$$\Delta U_i^H = \frac{P_i^H \cdot R_i + jQ_i^H \cdot X_i}{U_{шин.}}, \quad (3.4)$$

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

Желінің көлденең шығынын келесі формула арқылы табады:

$$\delta U_i^H = \frac{P_i^H \cdot X_i - jQ_i^H \cdot R_i}{U_{шин.}}, \quad (3.5)$$

$$U_i = U_i - \Delta U_i^H - j\delta U_i^H. \quad (3.6)$$

АС – 185 / 24,

$$\begin{aligned} \Delta U_1 &= \frac{32,6 \cdot 4,71 + 16 \cdot 12,3}{110} = 3,2 \text{кВм}, \\ \delta U_1 &= \frac{32,6 \cdot 12,3 - 16 \cdot 4,71}{110} = 2,96 \text{кВм}, \\ U_1 &= 110 - 3,2 - j2,96 = 106,8 - j2,96 \text{кВм}, \\ U_1 &= \sqrt{106,8^2 + 2,96^2} = 106,84 \text{кВм}, \end{aligned}$$

АС – 185 / 24,

$$\begin{aligned} \Delta U_2 &= \frac{37,7 \cdot 4,71 + 22,35 \cdot 12,3}{106,84} = 4,2 \text{кВм}, \\ \delta U_2 &= \frac{37,7 \cdot 12,3 - 22,35 \cdot 4,71}{106,84} = 3,35 \text{кВм}, \\ U_2 &= 106,84 - 4,2 - j3,35 = 102,64 - j3,35 \text{кВм}, \\ U_2 &= \sqrt{102,64^2 + 3,35^2} = 102,69 \text{кВм}, \end{aligned}$$

АС – 95 / 16,

$$\begin{aligned} \Delta U_3 &= \frac{2,548 \cdot 18,36 + 3,14 \cdot 24}{102,69} = 1,2 \text{кВм}, \\ \delta U_3 &= \frac{2,548 \cdot 24 - 3,14 \cdot 18,36}{102,69} = 0,03 \text{кВм}, \end{aligned}$$

$$U_3 = 102,69 - 1,2 - j0,03 = 101,49 - j0,03 \text{кВт},$$

$$U_3 = \sqrt{101,49^2 + 0,03^2} = 101,5 \text{кВт},$$

АС – 300 / 39,

$$\Delta U_4 = \frac{121,014 \cdot 7,35 + 88,296 \cdot 47}{220} = 22,9 \text{кВт},$$

$$\delta U_4 = \frac{121,014 \cdot 47 - 88,296 \cdot 7,35}{220} = 22,9 \text{кВт},$$

$$U_4 = 220 - 22,9 - j22,9 = 197,1 - j22,9 \text{кВт},$$

$$U_4 = \sqrt{197,1^2 + 22,9^2} = 198,4 \text{кВт},$$

3.5.1 Кернеуді реттеу жабдықтарын таңдау

Максимал жүктеме кезінде керекті кернеу номиналды кернеуден 1,78 % жоғары болу керек. Мысалы $U_{ж} = 10,5$ кВ делік. Шынайы кернеу төмен, сол үшін біз кернеуді көтеру үшін қажетті жабдықты қолданамыз. Бұл жағдайда жүктеме кезіндегі кернеуді реттеуді қолданамыз (РПН) (3.2-кесте).

1-станция

$$U = U_1 \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = 106,84 \cdot \frac{10,5}{115} = 9,75 \text{кВ},$$

3.2-кесте- РПН сатылары

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
115	112,9	110,9	108,9	106,8	104,8	102,7	100,7	98,6	96,6

Тармақ кернеуі:

$$U_{отв} = U_1 \cdot \frac{U_{НН}}{U_{жс}} = 106,84 \cdot \frac{10,5}{10,7} = 104,8 \text{кВ},$$

$$U = 106,84 \cdot \frac{10,5}{104,8} = 10,7 \text{кВ},$$

5-сатыны таңдаймыз.

2-станция:

$$U = U_2 \cdot \frac{U_{\text{HH}}}{U_{\text{BH}}} = 102,69 \cdot \frac{10,5}{115} = 9,37 \text{кВ},$$

$$U_{\text{отв}} = U_2 \cdot \frac{U_{\text{HH}}}{U_{\text{жс}}} = 102,69 \cdot \frac{10,5}{10,7} = 100,8 \text{кВ},$$

$$U = 102,69 \cdot \frac{10,5}{102,7} = 10,5 \text{кВ},$$

6-сатыны таңдаймыз.

3-станция:

$$U = U_3 \cdot \frac{U_{\text{HH}}}{U_{\text{BH}}} = 101,5 \cdot \frac{10,5}{115} = 9,26 \text{кВ},$$

$$U_{\text{отв}} = U_3 \cdot \frac{U_{\text{HH}}}{U_{\text{жс}}} = 101,5 \cdot \frac{10,5}{10,7} = 99,6 \text{кВ},$$

$$U = 101,5 \cdot \frac{10,5}{100,7} = 10,58 \text{кВ},$$

7-сатыны таңдаймыз.

Минималды режим үшін:

АС – 185 / 24,

$$\Delta U_1 = \frac{11,5 \cdot 4,71 + 5,8 \cdot 12,3}{110} = 1,14 \text{кВм},$$

$$\delta U_1 = \frac{11,5 \cdot 12,3 - 5,8 \cdot 4,71}{110} = 1,04 \text{кВм},$$

$$U_1 = 110 - 1,14 - j1,04 = 108,86 - j1,04 \text{кВм},$$

$$U_1 = \sqrt{108,86^2 + 1,04^2} = 108,9 \text{кВм},$$

АС – 185 / 24,

$$\Delta U_2 = \frac{10,6 \cdot 4,71 + 8,14 \cdot 12,3}{108,9} = 1,4 \text{кВм},$$

$$\delta U_2 = \frac{10,6 \cdot 12,3 - 8,14 \cdot 4,71}{108,9} = 0,8 \text{кВм},$$

$$U_2 = 108,9 - 1,4 - j0,8 = 107,5 - j0,8 \text{кВм},$$

$$U_2 = \sqrt{107,5^2 + 0,8^2} = 107,5 \text{кВм},$$

АС – 95 / 16,

$$\Delta U_3 = \frac{0,5 \cdot 18,36 + 1,8 \cdot 24}{107,5} = 0,48 \text{кВм},$$

$$\delta U_3 = \frac{0,5 \cdot 24 - 1,8 \cdot 18,36}{107,5} = 0,2 \text{кВм},$$

$$U_3 = 107,5 - 0,48 - j0,2 = 107,02 - j0,2 \text{кВм},$$

$$U_3 = \sqrt{107,02^2 + 0,2^2} = 107,02 \text{кВм},$$

АС – 300 / 39,

$$\Delta U_4 = \frac{42,243 \cdot 7,35 + 26,38 \cdot 47}{220} = 7,05 \text{кВм},$$

$$\delta U_4 = \frac{42,243 \cdot 47 - 26,38 \cdot 7,35}{220} = 8,14 \text{кВм},$$

$$U_4 = 220 - 7,05 - j8,14 = 212,95 - j8,14 \text{кВм},$$

$$U_4 = \sqrt{212,95^2 + 8,14^2} = 213,1 \text{кВм},$$

1-станция:

$$U = U_1 \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = 108,9 \cdot \frac{10,5}{115} = 9,94 \text{кВ},$$

РПН сатылары 3.3-кестеде келтірілген.

3.3-кесте-РПН сатылары

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
115	112,9	110,9	108,9	106,8	104,8	102,7	100,7	98,6	96,6

Тармақ керуі:

$$U_{\text{отв}} = U_1 \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ж}}} = 108,9 \cdot \frac{10,5}{10,7} = 106,8 \text{кВ},$$

$$U = 108,9 \cdot \frac{10,5}{106,8} = 10,7 \text{кВ},$$

4-сатыны таңдаймыз.

2-станция:

$$U = U_2 \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = 107,5 \cdot \frac{10,5}{115} = 9,8 \text{кВ},$$

$$U_{\text{отв}} = U_2 \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{эс}}} = 107,5 \cdot \frac{10,5}{10,7} = 105,5 \text{кВ},$$

$$U = 107,5 \cdot \frac{10,5}{106,8} = 10,57 \text{кВ},$$

4-сатыны таңдаймыз.

3-станция:

$$U = U_3 \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = 107,02 \cdot \frac{10,5}{115} = 9,77 \text{кВ},$$

$$U_{\text{отв}} = U_3 \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{эс}}} = 107,02 \cdot \frac{10,5}{10,7} = 105 \text{кВ},$$

$$U = 107,02 \cdot \frac{10,5}{106,8} = 10,5 \text{кВ},$$

4-сатыны таңдаймыз.

3.6 Электроэнергия шығындары

Электроэнергия шығындарын құрайтындар:

$$P_{\text{эл}} = \Sigma W \cdot t \cdot k \cdot n \cdot m, \quad (4.27)$$

мұндағы ΣW – электрқондырғы мен есептеу техникасы пайдаланатын суммарлық қуат.

Ол құжаттық мәліметтер бойынша анықталады және мынаған тең 2.5 кВт/сағ болады:

t – бір күндік жұмыстың уақыт саны – 8 сағат;

k – қуатты пайдалану коэффициенті – 0,85;

n – басқаратын комплекстер саны – 1;

m – бір жылдағы жұмыс істеу күндер саны – 180;

$$P_{эл} = 2,5 \cdot 8 \cdot 0,85 \cdot 1 \cdot 180 = 3060 \text{ кВт/сағ.}$$

Электр энергиясының құны $C_{эл} = 14$ теңге/кВт, олай болса жылдық электрэнергия шығыны мынаны құрайды:

$$C_{эл.э.} = P_{эл} \cdot 14, \quad (4.28)$$

$$C_{эл.э.} = 3060 \cdot 14 = 42840 \text{ тг.}$$

Бірақ энергияны 30-70 пайызға дейін үнемдей алатын импульсті реттегішті қолданудың арқасында, электроэнергия шығыны мынаған тең болады:

$$C_{эл.э.2} = \frac{42840 \cdot 50}{100} = 21420 \text{ тг.}$$

Сонымен эксплуатациялық шығындар суммасы мынаған тең:

$$ЭШ = Ажыл + Шажж + C_{эл.э.} + П, \quad (3.29)$$

$$ЭШ = 1997070 + 798828 + 21420 + 1836444 = 4653762 \text{ тг.}$$

Экономикалық тиімділік бірнеше құраушылардан тұрады:

- энергияны үнемдеу 30-70 пайызға дейін $27050 \cdot 0,7 = 18935$;
- $\cos\phi$ дің 0.9-0.95-ке дейін ұлғаюы 315 000;
- ПӘК-і 97 пайызға дейін ұлғаюы 275 539;
- қозғалтқыштың механикалық бөліктерінің жұмыс істеу мерзімінің ұлғаюы 120 000.

Барлығы:

$$18932 + 315539 + 275539 + 120000 + 4653762 = 5383772.$$

Жылдық экономикалық тиімділік мына формула бойынша анықталады:

$$Э_{ж} = Э - E_n \cdot K_{кос}, \quad (3.30)$$

мұндағы: $Э$ – енгізу нәтижесіндегі алынған үнемдеу;

E_n – тиімділіктің нормативтік коэффициенті;

$K_{кос}$ – жаңаландыруға кететін қосымша капиталды шығындар, тг.

$$Э_{ж} = 5383772 - 0,32 \cdot 4645867 = 3897094,56 \text{ тг.}$$

Өтімділік мерзімін келесі формуламен анықтаймыз:

$$T_{OT} = \frac{K_{oc}}{\mathcal{E}_{жс}} \text{ ЖЫЛ}, \quad (3.31)$$

$$T_{OT} = \frac{4645867}{3897094,56} = 1,19 \text{ ЖЫЛ}$$

Осыдан шығатыны, өтімділік мерзімі нормативті шамадан төмен, бұл жобаның тиімділігін дәлелдейді.

Есептелулерге қарай отырып, мынандай қорытындыға келуге болады:

- жұмысшылардың саны аз болғандықтан жалақы мөлшерінің аз болуы себебінен;
- жаңа қондырғылардың орнату себептерінен ескі қондырғыларды пайдаланған жағдайдағы мүмкін болатын шығындардың азаюынан;
- энергоблоктар арасында пайда болған авариялық сөндіргішті орнатуынан мүмкін болатын авариялық жағдайларына кететін шығындардың азаюынан бұл жоба экономикалық жағынан және техникалық жағынан тиімді болып табылады.

Жетілдірудің ақталу мерзімі 1,2 жылға тең болып шықты. Энергетикада орташа ақталу мерзімі 3 жылға тең болып отыруына қарап, СЭС-ті жетілдіру экономикалық жағынан өте тиімді болып шығады

3.7 Жермен қосуі

"Лепсі-2 СЭС" ашық типті тарату құрылғылары үшін адам ағзасына электр тогының әсері аз болуы үшін жермен қосу құрылғыларын орындау қажет.

Жермен қосу контурының периметрі бойынша жерге диаметрі d , ұзындығы l және жерінің үстіңгі қабатының қалыңдығы h_1 , тік стержньдер қағылуы керек.

Бастапқы мәліметтер:

$$U_{ATK} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{ЖТК} = 10/0,4 \text{ кВ};$$

$$\text{АТҚ өлшемдері } 45 \cdot 40 \text{ м}; \quad \rho_{1изм} = 45 \text{ Ом} \cdot \text{м}; \quad \rho_{2изм} = 30 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$d = 0,08 \text{ м}; \quad l = 5 \text{ м}; \quad h_1 = 3,31 \text{ м};$$

III – климаттық зона;

$$I_{кз} = 691 \text{ А};$$

Электродтың жерге ену тереңдігі – жер бетінен электродқа дейінгі қашықтық
 $t_0 = 0,5 \text{ м}$;

Шешуі:

1. 110 кВ АТҚ үшін контурлық жермен қосу құрылғысын есептеу.

Бастапқы берілгендерді есептеуге келтірейік

$$\rho_{1расч} = \rho_{1изм} \cdot \Psi = 45 \cdot 2 = 90 \text{ Ом} \cdot \text{м}; \quad (5.1)$$

мұндағы Ψ – көп қабатты жердегі маусымдық өзгерістер қабаты үшін маусымдылық коэффициенті;

$\Psi = 2 - III$ – климаттық зона үшін өйткені, III климаттық зонада маусымдық

өзгерістер қабатының шартты қалыңдығы жердің үстіңгі қабатының $H = 2,2 \text{ м}$

ге тең қалыңдығынан аз $h_1 = 3,31 \text{ м}$ -ге тең болады.

Маусымдылық коэффициентін ескеретін ρ_1 / ρ_2 қатынасы:

$$\frac{\rho_{1расч}}{\rho_{2расч}} = \frac{\rho_{1изм} \cdot \Psi}{\rho_{2изм}} = \frac{45 \cdot 2}{30} = 3; \quad (5.2)$$

Тігінен орналасқан электродтар санын анықтаймын:

$$n = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a};$$

мұндағы S – жермен тұйықтағыш алып жатқан шекара ауданы, м^2 ;

a – жермен тұйықтағыш моделіндегі тік электродтар арасындағы қашықтық,

$a = 3 \text{ м}$;

$$n = \frac{4 \cdot \sqrt{45 \cdot 40}}{3} \approx 56,568; \quad (5.3)$$

Тік электродтың жоғарғы бөлігінің, яғни, жердің жоғарғы бөлігінде орналасқан бөлігінің салыстырмалы ұзындығы $l_{омн}$ келесі өрнекпен анықталады:

$$l_{омн} = (h + t_0) / l_g = (3,31 - 0,5) / 5 = 0,56 \text{ м}; \quad (5.4)$$

Екі қабатты жердің эквивалентті меншікті кедергісі ρ_3 , тік электродтардан орындалған тік тор түріндегі тұтас жермен қосқыш үшін келесідей формуламен анықталуы мүмкін:

$$\rho_3 = \rho_2 (\rho_1 / \rho_2)^k;$$

мұндағы $k = 0,43 \cdot (l_{омн} + 0,272 \cdot \ln \cdot (a \cdot \sqrt{2} / l_g))$ дәреже көрсеткіші,

$$k = 0,43 \cdot (0,56 + 0,272 \cdot \ln \cdot (3 \cdot \sqrt{2} / 5)) = 0,222; \quad (5.5)$$

$$\rho_3 = 30 \cdot (100 / 30)^{0,222} = 39,192 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

Тік электродтармен қосылған тік жермен тұйықтағыштар контурынан тұратын тұтас жермен қосқыштың және контур ішінде орналысқан тордың кедергілерін анықтайық:

$$R_3 = 0,443 \cdot \frac{\rho_2}{\sqrt{S}} \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^g + \frac{\rho_1}{L + n \cdot l_g};$$

мұндағы $g = 2 \cdot h_1 / (\sqrt{S} + n \cdot l_2)$;

$$l_1 = l_1 + l_2 \cdot \rho_1 / \rho_2;$$

n – тік өткізгіштер саны;

L – өткізгіштердің жалпы ұзындығы;

l_1 және l_2 мәндері көрсетілген.

$$l_1 = (3,31 - 0,5) + (3,31 - 0,5) \cdot 4,6 = 15,68 \text{ м}; \quad (5.6)$$

$$g = 2 \cdot 3,31 / (\sqrt{1800} + 57 \cdot 15,68) = 0,007; \quad (5.7)$$

$$L = 23 \cdot 45 + 24 \cdot 30 = 1755 \text{ м}; \quad (5.8)$$

$$R_3 = 0,443 \cdot 30 \cdot \left(\frac{100}{30} \right)^{0,007} + \frac{100}{691 + 57 \cdot 5} = 0,35 \text{ Ом}; \quad (5.9)$$

Жанасу кернеуінің коэффициенті λ_1 өткізгіштері біркелкі орналастырылған және қосымша тік өткізгіші бар тор түріндегі жермен қосқыштар үшін келесі жуықталған өрнек бойынша анықталады:

$$\lambda_1 = M \cdot \left(\frac{a \cdot \sqrt{S}}{l_g \cdot L_r} \right)^{0,45};$$

мұндағы $\lambda = P/N$ – тік өткізгіштер арасындағы арақашықтық, м;

P – тор периметрі, м;

$M = \rho_1 / \rho_2$ қатынасының функциясы, $M=0,9$

$$\lambda_1 = 0,9 \cdot \left(\frac{3 \cdot \sqrt{1800}}{5 \cdot 691} \right)^{0,45} = 0,204; \quad (5.10)$$

Жердің жоғарғы қабатының меншікті кедергісіне тәуелді жанасу кернеуінің төмендеу коэффициентін келесі формуламен анықтауға болады:

$$\lambda_2 = \frac{R_h}{R_h + 1,5 \cdot \rho_1};$$

мұндағы ρ_1 – жердің жоғарғы қабатының меншікті кедергісі;

R_h - адам денесінің кедергісі.

$$\lambda_2 = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 100} = 0,869; \quad (5.11)$$

Жанасу кедергісін келесі формула бойынша анықтаймын:

$$U_{np} = I_3 \cdot R_3 \cdot \lambda_1 \cdot \lambda_2 = 691 \cdot 0,35 \cdot 0,204 \cdot 0,869 = 42,874 \text{ В}; \quad (5.12)$$

АҚК ескерілген, $t=0,15c$ -қа тең жанасу және қадам кернеуін есептеуге арналған уақытта рұқсат етілген кернеу 43 В-ты құрайды.

Жермен қосқыш потенциалы:

$$\varphi_3 = 691 \cdot 0,35 = 241,85 \text{ В}; \quad (5.13)$$

Кернеу:

$$U_{np \text{ max}} = \varphi_3 \cdot \lambda_1 = 241,85 \cdot 0,204 = 49 \text{ В}; \quad (5.14)$$

Жермен эффективті қосылған торапта ЖҚ зонасындағы жермен тұйықталған заттарға адамның жақындауының қауіпсіздігі шарттарынан:

$$U_{np} = U_{np \text{ max}} - I_h \cdot 1,5 \cdot \rho_C \leq U_{don}$$

келесіні аламыз:

$$I_h = U_{np \text{ max}} / (R_h + 1,5 \cdot \rho_C); \quad (5.15)$$

мұндағы I_h – адам арқылы өтетін ток.

(5.15) формуласына орнына қойып мынаны есептейміз:

$$I_h = 49 / (1000 + 1,5 \cdot 100) = 0,043 \text{ А};$$

Қауіпсіздік шарттарын тексерейік, мұндағы $U_{np, don} = 450 \text{ В}$, МЕМСТ 12.1.038-82 бойынша анықталады:

$$49 - 0,204 \cdot 1,5 \cdot 100 \leq 450; \quad 18,4 \leq 450;$$

Шарт орындалады.

Тік сымдар қатарынан және тордан тұратын күрделі жермен тұйықтағыш үшін қадам кернеуінің коэффициенті келесідей анықталады:

$$\beta_1 = 0,15$$

β_2 коэффициентін анықтайық – жердің жоғарғы бөлігінің меншікті кедергісіне тәуелді қадам кернеуінің төмендеу коэффициенті:

$$\beta_2 = R_h / (R_h + 6 \cdot \rho_C) = 1000 / (1000 + 6 \cdot 100) = 0,625; \quad (5.16)$$

Қадам кернеуін келесі формуламен анықтаймыз:

$$U_{III} = I_3 \cdot R_3 \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 691 \cdot 0,35 \cdot 0,15 \cdot 0,625 = 22,673 \text{ В}; \quad (5.17)$$

Токтың таралу зонасында жүрген адам үшін қауіпсіздік шарттары:

$$U_{III} = U_{1-2 \text{ max}} - I_h \cdot 6 \cdot \rho_1 \leq U_{don}$$

мұндағы $U_{np, don} = 450 \text{ В}$ МЕМСТ-ке сәйкес, АПВ $t=0,15c$ ескеретін қысқа тұйықталудың әсер ету уақыты барысындағы мәні.

$$U_{1-2 \text{ max}} = \varphi_3 \cdot \beta_1 = 241,85 \cdot 0,15 = 36,2775 \text{ В}; \quad (5.18)$$

Адам денесі арқылы өтетін ток:

$$I_h = U_{1-2 \text{ max}} / (R_h + 6 \cdot \rho_C) = 36,2775 / (1000 + 6 \cdot 100) = 0,023 \text{ А}; \quad (5.19)$$

Қауіпсіздік шарттарын тексеремін:

$$U_{1-2 \max} - I_h \cdot 6 \cdot \rho_1 \leq U_{\text{дон}} ;$$
$$36,2775 - 0,35 \cdot 6 \cdot 100 \leq 450 ; 15,2775 \leq 450 ;$$

Шарт орындалады.

R_3 талаптары бойынша берілген жермен тұйықтағыштың қолданылу мүмкіндігін қарастырайық:

$$R_3^I = \frac{U_{\text{нр дон}}}{I_3 \cdot \lambda_1 \cdot \lambda_2} = \frac{450}{691 \cdot 0,204 \cdot 0,869} = 3,673 \text{ Ом} ; \quad (5.20)$$

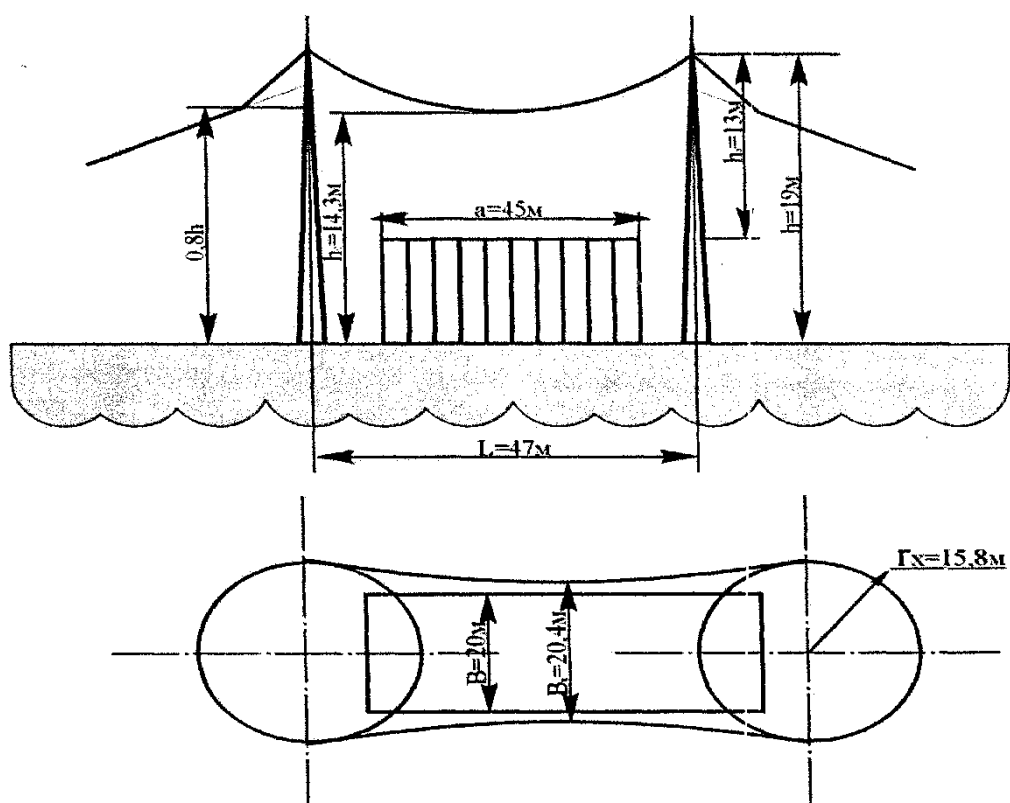
$$R_3^{II} = \frac{U_{\text{ш дон}}}{I_3 \cdot \beta_1 \cdot \beta_2} = \frac{450}{691 \cdot 0,15 \cdot 0,625} = 6,946 \text{ Ом} ; \quad (5.21)$$

Есептеулер нәтижесінде алынған жермен тұйықтағыш кедергісі $R_3 = 0,35 \text{ Ом}$ ЭОЕ талаптарын, сондай-ақ, жоғарыда көрсетілген шарттарды да қанағаттандырады, яғни,

$$R_3 < R_{3 \text{ ПУЭ}} , R_3 < R_3^I , R_3 < R_3^{II}$$

Жайтартқыштарды станса порталдарына орнату барысында найзағайдан қорғау сенімділігін жоғарылату үшін келесі жағдайларды орындау қажет:

- а) Жайтартқыш құрылымдарының тіректерінің жанында ұзындығы үш- бес метр, екі-үш құбырлардан орындалған қосымша жермен қосқыш орнату қажет;
- б) Найзағай тоғының құрылымнан жайтартқыштарға қарай ағу бағыттарының саны үш-төрттен кем болмауын қамтамасыз ету қажет;
- в) Порталдар тізбелеріндегі оқшауламалар санын әдеттегімен салыстырғанда екі оқшауламаға арттыру қажет;
- г) Трансформаторлардың жермен қосқыштармен қосылуын жайтартқыш жермен қосқышынан он бес метрден кем емес қашықтықта жүргізу қажет.



5.1-сурет. Стансаның қорғаныс зонасы.

Бұл бөлімде электр тоғының адам организміне әсерінің және 110 кВ кернеулі электр тарату желілерінің қоршаған ортаға әсерінің талдауы, жермен қосудың есебінде 110 кВ және 110 кВ АТҚ үшін контурлық жермен қосу құрылғысын, ал 10/0,4 кВ ЖТҚ үшін шығарылған жермен қосқыш құрылғысын есептеу, өрттен қорғау және стансаның қорғаныс аумағын есептеулер жүргізілді. Есептеулердің нәтижелері нормаланған мәндерден аспайды, яғни шарттар орындалады.

ҚОРЫТЫНДЫ

Осы дипломдық жұмыста Лепсі-2 ГЭС-ның электр жабдықтарын жобалау және есептеу барысында кернеуі 220/110/10 кВ тұтынушыларды қоректендіру жүйелері есептелінді. Осы қосалқы станциялардағы электр беріліс желісінің номинал кернеуін 220/110/10 кВ деп таңдалды. Жобалау кезінде қосалқы станциялардағы трансформаторларының типін және қуатын таңдап, учасоктар бойынша активті және реактивті қуат шығындарына есептеулер жүргізіліп, жүктеме түйіндерінде кернеу шығындары есептелінген. Желінің максималды жүктеме мен минималды жүктеме кезіндегі қуатты шығындарын есептелінді. Тәж шартты бойынша сымның қималары тексерілді. 110/10 кВ кернеулі торапта қысқа тұйықталу токтары есептелініп комутациялық аппараттар және күштік жабдықтар таңдап алынды.

ПАЙДАЛАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

- 1.Справочник по проектированию электроснабжения. Под редакцией Ю.Г. Барыбина, Л.Е. Федорова, М.Г. Зименкова, А.Г. Смирнова. - М.: Энергоиздат, 1990. – 576 с.
- 2.Қожамұратов,С. Б. Таймасов. Портландцемент өндірісінің технологиясы, -А.: Рауан, 1994. – 288 с.
- 3.Долин П. А. Основы техники безопасности в электрических установках. - М.: Энергия, 1970. – 336 с.
- 4.Кузнецов А. И., Техника безопасности в электрических установках. - М.: Госэнергоиздат, 1952.
- 5.Алиев И.И. Справочник по электротехнике и электрооборудованию. – 3-е изд. – М.: Высшая школа, 2002. – 255 с.
- 6.Чунихин А. А. Электрические аппараты высокого напряжения: Справочник. Т. 2. Выключатели. – М.: Информэлектро, 1996.
- 7.Кострюков В.А. Сборник примеров расчета по отоплению и вентиляции. – М.: Госстройиздат, 1962. - 196 с.
- 8.Справочная книга по светотехнике / Под ред. Ю. Б. Айзенберга. –М.: Энергоатомиздам, 1983. - 472 с.
- 9.СНиП II — 4 — 79. Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования. - М.: Стройиздат, 1980. - 48 с.
- 10.СНиП РК 4.02-42-2006. Отопление, вентиляция и кондиционирование. – 68 с.
- 11.ҚРҚНЖЕ 2.04-05-2002. Жасанды және табиғи жарықтандыру.
- 12.Техническая документация schneider electric A02, A22. Киев:2011.
- 13.Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий. М.: Интермет, 2006.- 672с.
- 14.Куценко Г.Ф. Электробезопасность. М.: 2006.
- 15.Техническая документация legrand e-каталог 2011.
- 16.Техническая документация Hager, Legrand, Schneider Electric. ЗАО Компания Технолог, 2007.
- 17.Электробезопасность при эксплуатации электроустановок промышленных предприятий. Под ред. Долина П.А. – М.: Энергоатомиздат, 2007.
- 18.Мойнакская ГЭС основные сооружения проект книге1,2,3,4,5,6.

6B07101 – «Энергетика»
(БББ шартбелгісі және атауы)

Бейсенбаев Диас Даулетұлы
(білім алушының тегі, аты-жөні)

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫСЫНА
(жұмыс түрінің атауы)

СЫН-ПІКІР

Тақырыбы: «Лепсі-2 ГЭС-ның» электр жабдықтарын жобалау және есептеу

Орындалған:

- а) графикалық бөлімі _____ бет
б) түсініктеме жазбасы _____ бет

ЖҰМЫС ТУРАЛЫ ЕСКЕРТПЕЛЕР

Дипломдық жұмыс автордың алдына қойылған міндеттерге және әдістемелік ұсыныстарға сай орындалған.

Дипломдық жұмыста Бейсенбаев Д.Д. «Лепсі-2 ГЭС-ның» электр жабдықтарын жобалап және есептеулер жүргізіп, жабдықтарды таңдап, электр тораптарды жобалап, электрлік қосалқы станцияларының тиімді схемасын таңдап, оған қойылатын талаптармен танысып, трансформатор қуаттарын және типтерін таңдаған. Дипломдық жұмыста кернеу және қуат шығындарын есептеп, Трансформаторлардың трансформация коэффициентін, желінің параметрлерін, реактивтік қуаттың шамасын өзгерту арқылы кернеуді реттеп, кернеуді реттеу жабдықтарын таңдап алынған. Есептеулер жүргізу арқылы негізгі күштік жабдықтары таңдалып, оларға тексерулер жүргізіген.

Арнайы бөлімде электр желілерінде кернеуді реттеу әдістері қарастырылған.

Жұмыс нәтижелері арнайы пәндерден жеткілікті деңгейде білімі бар екенін және өз бетімен инженерлік-техникалық есептерді жүргізіп, дұрыс шешімдер қабылдай алатындығын көрсетеді.

Жобада жіберілген кемшіліктерді атай кету керек: кейбір өлшем бірліктері кіші әріптермен жазылған.

Жұмыс бағасы

Бейсенбаев Диас Даулетұлының дипломдық жұмысын «жақсы» (85 %) бағасына, ал автор 6B07101 – «Энергетика» мамандығы бойынша бакалавры академиялық дәрежесін иемденуге лайық деп бағалаймын.

Сын-пікір беруші

Халықаралық инженерлік-технологиялық университетінің
«Инженериядағы smart технологиялар» кафедрасының
қауымдастырылған профессоры, техн.ғыл.канд.
(лауазымы, ғыл. атағы, дәрежесі)

(колы)

«12» маусым 2024 ж.



ҚазҰТЗУ 706-17 Ү. Пікір

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Бейсенбаев Диас Даулетұлы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: «Лепсі-2 ГЭС-ның» электр жабдыктарын жобалау және есептеу

Научный руководитель: Кайрат Баянбаев

Коэффициент Подобия 1: 3.2

Коэффициент Подобия 2: 0.5

Микропробелы: 0

Знаки из других алфавитов: 30

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.

Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.

Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрывтия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.

Обоснование:

Дата 21.06.2024

Заведующий кафедрой Энергетики
Сарсенбаев ЭА

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҒЫЛЫМ ЖӘНЕ ЖОҒАРЫ БІЛІМ МИНИСТРЛІГІ
СӘТБАЕВ УНИВЕРСИТЕТІ

Бейсенбаев Диас Даулетұлының
(Студенттің аты-жөні)
6B07101 – «Энергетика»
(шифр және мамандық атауы)
арналған дипломдық жұмысына
(атауы, жұмыс түрі)

ҒЫЛЫМИ ЖЕТЕКШІ ПІКІРІ

Тақырыбы:

«Лепсі-2 ГЭС-ның» электр жабдықтарын жобалау және есептеу

Бейсенбаев Д.Д. дипломдық жұмысында «Лепсі-2 ГЭС-ның» электр жабдықтарын жобалау және есептеу тақырыбын қарастырған.


«Лепсі-2 ГЭС-ның» тұйықталған жүйедегі электр беріліс желісінің сұлбасын құру нұсқалары есептелінді. Сонымен қатар қосалқы станцияның минималды режимі есептелген. Желінің жұмыс режимдерінің анализі мен есептеулері жүргізілген. Желілер мен қосалқы станциялардағы қуат шығындары анықталған.

Жұмыс нәтижелері арнаулы пәндерден жеткілікті деңгейде білімі бар екенін және өз бетімен инженерлік-техникалық есептерді жүргізіп, дұрыс шешімдер қабылдай алатындығын көрсетеді.

Арнайы бөлімінде Бейсенбаев Д.Д. электр желілерінде кернеуді реттеу әдістерін зерттеген. Нәтижесінде жаңа жүктеме кезіндегі кернеуді реттеу құрылғыларын қолдану бойынша ұсыныстар жасаған.

Дипломдық жұмысты 85 %-ға бағалаймын. Студент Бейсенбаев Диас Даулетұлын 6B07101–«Энергетика» бакалавры академиялық дәрежесіне лайықты деп есептеймін.

Ғылыми жетекшісі
аға оқытушы, магистр
(лауазымы, ғылыми дәрежесі, атағы)



Баянбаев К.А.

(қолы)

"20" маусым 2024 ж.

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Бейсенбаев Диас Даулетұлы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: «Лепсі-2 ГЭС-ның» электр жабдықтарын жобалау және есептеу

Научный руководитель: Кайрат Баянбаев

Коэффициент Подобия 1: 3.2

Коэффициент Подобия 2: 0.5

Микропробелы: 0

Знаки из других алфавитов: 30

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

- Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.
- Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.
- Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.
- Обоснование:

Дата 21.06.2024г.

Баянбаев К.А.

проверяющий эксперт