ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы

АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Электр станциялары, тораптары және желілері
кафедрасы

«Қорғауға жіберілді»
Кафедра меңгерушісі
т.ғ.к., доцент Ибраеткулов Е.К.
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)
_____ «_____» _____ **20___ ж.**
(қолы)

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

Тақырыбы: Қуаты 1000 МВт КЭС бас ғимаратын жобалау (Жамбыл ГРЭС мысалында)

мамандығы бойынша

Орындаған Сүйіндік Бақдәулет ЭЖ-12-01
(аты - жөні) (тобы)

Жетекші т.ғ.к., профессор Жолсан Г.Х.
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Кеңесшілер:

Экономикалық бөлім бойынша :
э.ғ.к., профессор Жақупов А.А.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
_____ «_____» _____ 20___ ж.
(қолы)

Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бойынша:
доцент т.ғ.к. Абдикуратов Н.С.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
_____ «_____» _____ 20___ ж.
(қолы)

Мөлшер бақылаушы:
доцент Тергеусізова М.І.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
_____ «_____» _____ 20___ ж.
(қолы)

Пікір жазушы :
_____
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
_____ «_____» _____ 20___ ж.
(қолы)

Алматы 2016

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы

АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Электроэнергетика факультеті
мамандығы
ЭСС и С кафедрасы

жобаны орындауға берілген

ТАПСЫРМА

Студент Сүйіндік Бақдәулет
(аты - жөні)

Жоба тақырыбы Жуатқы 1200 МВт КЭС бас сұлбасын жасау (Шалқар ГРЭС мысалында)

ректордың «19» 10. 2015 № 148 бұйрығы бойынша бекітілген.

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: «____»_____20___ ж.

Жобаға бастапқы деректер (талап етілетін жоба нәтижелерінің параметрлері және нысанның бастапқы деректері)

Отын түрі: газомазут. Жалпы қуаттағы генераторлар. Өзіндік мұқтаждық 5%-ды құрайтын генераторлық ерекшеліктің ішкі қосалқы жүктемесі жоқ. Орташа ерекшеліктің ішкі қосалқы жүктемесі 450 МВ;

Диплом жобасындағы әзірленуі тиіс сұрақтар тізімі немесе диплом жобасының қысқаша мазмұны:

Генераторлардың типтерін таңдау. Жүктеме графигін және қуаттар балансын құру. Есептік ерекше емес құрылғылардың сұлба таңдау және технико-экономикалық салыстыру. Трансформаторлармен автотрансформаторларды таңдау.

Сызба материалдарының (міндетті түрде дайындалатын сызуларды көрсету) тізімі

Негізгі ұсынылатын әдебиеттер

Хомин І.Х. Электр станцияларға мен қосалқы станциялар. Оқулық - Алматы: "Ғылым" ғылыми басма орталығы 2014ж, 452-б.

Жоба бойынша бөлімшелерге қатысты белгіленген кеңесшілер

бөлімшелер	кеңесші	мерзімі	қолы
Экономикалық бөлім	Шакиров Ғ.А	01.03 - 03.06.16	
Өмір тіршілігі қауіпсіздігі	Абдилдаев М.С.	30.03.16 - 30.05.16	
	Жарбосынова Қ.Д.		

Диплом жобасын дайындау

КЕСТЕСІ

№ р/с	Тарау аттары, әзірленетін сұрақтардың тізімі	Жетекшіге ұсыну мерзімдері	Ескерту
1.	Дипломдық жобаны орындауға қажетті материалдарды жинау		
2.	Жеттірмік бөлім		
3.	Экономикалық бөлім		
4.	Өмірттіршілік қауіпсіздігі бөлімі		
5.	Сызу материалдары		
6.	Дипломдық жұмыстың түсіндірме жобасын орындау		
7.	Дипломдық жұмыстан алған әсерін баяндау.		
8.	Дипломдық жұмыстан қорғау		

Тапсырманың берілген уақыты «_____» _____ 20___ж.

Кафедра меңгерушісі _____ Т.Ғ.К доцент Үмбетқұлов Е.К.
(қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Жоба жетекшісі _____ Т.Ғ.К профессор Жәуін П.Х.
(қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Орындалатын тапсырманы қабылдаған студент _____ Сүйіндік Бағдат.
(қолы) (аты -жөні)

Аннотация

Темой данной дипломной работы является проект конденсационной электрической станции мощностью 1200 МВт. Работа содержит электрическую часть, в которой разрабатывались 2 варианта структурной схемы КЭС, технико-экономическое сравнение, расчет токов короткого замыкания, выбор токоведущих частей и выбор коммутационной аппаратуры. Также в дипломной работе имеются разделы безопасности жизнедеятельности, экономики и прилагаются приложения расчетов короткого замыкания на программе «Electronics Workbench».

Annotation

The theme of this diploma work is a project of the condensation electric station by power 1200 МВт. Work contains electric part, 2 variants of flow diagram of КЭС, технико-экономическое comparison, calculation of currents of short circuit, choice of токоведущих parts and choice of switchgear, were developed in that.

Also in diploma work there are divisions of safety of vital functions, economy and the appendixes of calculations of short circuit are added on the program "Electronics Workbench".

Аңдатпа

Айтылмыш дипломдық жұмыстың тақырыбымен конденсациялық электр бекеттің жобасы 1200 МВт алымдылықпен болып табылады. Жұмыс КЭС құрылымды жобасының 2 нұсқасы, технико-экономикалық салыстырмасы, қысқа тұйықталудың қырманының есебі, қырман өткізетін бөліктердің талғамы және коммутацилық аппаратардың талғамы. Дипломдық жұмыста техникалық қауіпсіздік тақырыбына арналған бөлім, жобаның экономикалық тиімділігінің есебі берілген және қысқа тұйықталудың есебінің аддендумдері "Electronics Workbench" деген бағдарламада қоса беріледі.

Мазмұны

Кіріспе	3
1. КЭС – тің басты сұлбасын өңдеудегі негізгі сұрақтар	4
1.1. Басты сұлбаны таңдауға әсер етуші кретилер	5
1.2. Электр станцияның сұлбаларына қойылатын талаптар	5
1.3. Сұлба таңдауға эсер етуші факторлар	6
1.4. Жылу конденсациялық электр станцияларының сұлбалары	7
1.5. Басты сұлбалардың нұсқаларын салыстыруда шығынды бағалау тәсілдері	12
2. Электрлік бөлімі	16
2.1. Қуат балансын есептеу	16
2.2. 2-ші нұсқа үшін қуаттар балансын есептеу	21
2.3. Трансформаторлардағы электр энергияның жылдық шығынын есептеу	31
2.4 Қысқа тұйықталу токтарын есептеу	50
3. Өмір тіршілік қауіпсіздігі бөлімі	50
3.1 ГРЭС Құрылғыларын пайдалануда техника қауіпсіздігін сақтау ережелері және шаралары	52
3.2 ГРЭС тегі зиянды заттардың атмосфераға сейілуін есептеу және санитарлы-қорғаныс зонасын құру.	57
3.3. КЭС тағы өрт қауіпсіздік ережелеріне , қорғану шараларына талдау жүргізу.	61
4. Экономикалық бөлім	61
4.1 Бизнес жоспар КЭС-1200 МВт	61
4.2 Электрэнергиясын тұтыну	55
4.3 Қаржы жоспары	62
4.4 Электр энергиясының шығындарына байланысты ұстанымдарды анықтау	63
4.5 Жылдық өндірісті есептеу	65
4.6 Өзіндік құнды есептеу	65
4.7 Жобаның экономикалық көрсеткіштерін есептеу	66
Қорытынды	68
Әдебиеттер тізімі	69

Кіріспе

Бұл дипломдық жұмыста қуаты 1200 МВт КЭС электр бөлімін есептеу және жобалау мәселелері қарастырылған. КЭС-тің агрегаттары және олардың қосымша қондырғылары таңдалған. Энергетикалық жүйелерде электр станцияларының электр жабдықтарында, электр тораптарында және электр энергия тұтынушыларының электр қондырғыларында зақымдалу мен қалыпты емес режимдердің пайда болуы мүмкін. Энергетикалық жүйенің және электр энергия тұтынушыларының қалыпты жұмысын қамтамасыз ету үшін зақымдалу орнын мүмкіндігінше тез анықтап оны зақымдалмаған тораптан ажырату қажет. Осылайша энерго жүйенің және тұтынушылардың қалыпты жұмыс шарттарын қалпына келтіру.

Ол энергожүйенің барлық элементтерінің жұмыс режимінің және қалпының үнемі бақылауын атқарып және зақымдалу мен қалыпты емес режимдердің пайда болуын қадағалайды.

Электрмен қамтудың ең тиімді сұлбасы түсіндірілген. Релелік қорғаныс бөлімінде трансформатордың қорғаныс түрлері есептеліп таңдалған. Дипломдық жобада қысқа тұйықталу тоқтарын есептеп, алынған тоқтар бойынша негізгі электр құрылғылары таңдалған.

Жалпы бұл дипломдық жұмыста алдымен қуаты 1200 МВт КЭС -ң технологиялық сипаттамасын бердік, мұнда негізінен КЭС-тің электр энергетикалық параметрлерін қарастырдық. КЭС-ң электрлік қосылыс қағидалық сұлбаларын таңдау бойынша техникалық – экономикалық есептеулер жүргізіп ең тиімді деген электрлік сұлбаны қарастырдық. Қысқа тұйықталу тоқтарын есептеп, негізгі электр қондырғыларын, басты трансформаторды, ажыратқышты, су генераторын, өзіндік мұқтаж қондырғысын таңдадық. Жалпы КЭС-ң электр бөлімін жобаладық.

1 КЭС - тің басты сұлбасын өңдеудегі негізгі сұрақтар

Жобалау - бұл әлі іске аспаған жобаның берілген талаптарға сай сипаттама процесін құру. Тапсырманың көп факторлығы, олардың мағыналы і капиталды сыйымдылығы және шешімнің алдын ала қабылдануы электр і энергетикасы (электр станциялары, қосалқы станциялар және электрлік тораптар) жобасын жобалаудағы ерекшелігі болып табылады.

Сондай - ақ электр станциясының мақсатты құрылуын дәлелдеу үшін ұйымдық, қаржылық, элеуметтік комплексті, экологиялық және техникалық тапсырмаларды шешу қажеттілігі. Шығындар көптеген елдерде айтарлықтай ^енерендірілген қуаттарды енгізумен байланысты. Электр станцияларда және ірі қосалқы станцияларда салудың жалғастыру мерзімдері жобалаушыларды болашақта кеңейтуді есепке алып отырып қабылдауға мәжбүрлейді. Осындай талаптарда жобалау бастапқы мәліметтер анық емес және жобаны оның көптеген қасиеттерін ескере отырып комплексті қарастыруға базалануға тиіс. Осындай тәсілдің реализациясы шешім қабылдаудың иерархиялық жүйесіне әкеледі, мұнда перспективті және нақты жобалау сатылары бар.

Станциялардың және қосалқы станциялардың электрлік қосылыстарының басты сұлбалары анықталған түрде өз арасында бірге жұмыс істейтін электрлік қондырғының (генераторлардың, куштік және өлшеуіш трансформаторлардың, жинақтаушы шиналардың, коммутациялық аппараттардың және т.б.) жиынтығын көрсетеді.

Электрлік станцияларды, қосалқы станцияларды жобалауды электр энергетикалық жүйе бөліміне сәйкес сұлбаны жөндеу жақын 1 0 - 1 5 жылға алға жасалуы тиіс. Бұл схеманы өңдеу кезінде нүсқалар реті туады, олар техника - экономикалық көрсеткіштер бойынша құруға және талдауға тиіс. Бұл алдын ала жұмыс негізінде осы және басқа станцияның, қосалқы станцияның техникалық жобасына тапсырма беру, оларда келесі берілгендер болады:

- станцияның орнатылған қуаты;
- жобаның технологиялық бөлімінде қабылданған (турбо немесе гидро агрегаттары, генератор жұптары) бірліктік қуаты, түрлері және негізгі і энергетикалық қондырғының параметрлері;
- агрегаттарды жұмысқа енгізу кезегі;
- станцияның жұмыс режимі (жобаланған станцияның тәуліктік график жүйесіндегі орны);
- жобалаудың жылдық кезеңі бойынша электрлік жүктемелер, олардың сипаттамасы (максималдық және минимальдық тәуліктік графигі, қуат коэффициенттері, максималдық жүктемені қолданудың жылдық сағат саны);
- кернеу сатысы бойынша жүктемені бөлу;
- жобаланған станцияға жалғасқан торап сұлбасы, жыл бойынша

жалғанған желі саны көрсетілді, олардың бағыты және жіберілген қуаттар;

жүйеден ҚТ тогы бойынша берілгендер; жобалау кезінде есепке алынуы тиіс ерекше талаптар;

Тапсырма материалдарын басқара отырып, сонымен қатар технологиялық жобалау нормасымен (ТЖН), станциясының, басты схемасының нүсқасын генератор, трансформатор (трансформатордың өзіндік мұқтаждығын қоскқанда) қуаттары, кернеудің барлық сатысындағы ТҚ - ның жинақтаушы шиналары, жинақтаушы шиналарға қосылуға арналған желілер, коммутациялық аппараттар, тоқ шектегіш реакторлар және т.б. көрсетеді және оны инженер - жобалаушы белгілейді. Нұсқалар саны нақты талаптарға сай анықталады.

Ары қарай ҚТ тоқтарын есептеу және ажыратқыштар таңдау қажет. Мүндай есептеулер сұлбаның эрбір нұсқасына орындалуы тиіс, себебі ҚТ тоқтары ажыратқыштүрін және ТҚ бағасын анықтайды.

Сұлбаның болжамды нүсқалары ушін транформаторлардағы жылдық энергия шығынын анықтайды, себебі жоғалған энергия бағасы экономикалық үнемдеудің көрсеткіштерінің бірі болып табылады.

2 Басты сұлбаны таңдауға эсер етуші критериилер

2.1 Электр станцияның сұлбаларына қойылатын талаптар

Электр станцияның, қосалқы станцияның сұлбаларына қойылатын талаптарды қондырғының өзіне қойылған талар ретінде түсіну керек, өйткені сұлба қондырғының эксплуатациялық қасиеттерін және негізгі электрлік құрылғыны анықтайды. Бұл талаптар жобалау сатысына және техникалық жобалау нормасын жинақтауға қойылады, және келедей келтіріледі:

- энегожүйедегі қосалқы станцияның, станцияның жұмыс талаптарының, болатын режімдерінің электрлік сұлбасына, сонымен қатар станцияның технологиялық сұлбасына сэйкестігі;
- эксплуатацияның ынғайлылығы, ал нақты түрде: сұлбаның қарапайымдылығы және көрнектілігі, режім өзгеруіне байланысты қайта қосылудың аз көлемі, электрлік құрылғының жөндеуге қол жетімділігі;
- генераторларды, трансформаторларды, желілерді эксплуатацияға кезекті енгізу есебімен электрлік бөлімнің қайта құруға қол жетімділігі;
- экономикалық мақсатты көлемде қондырғының автоматизациялану мүмкіндігі;

V - жеткілікті, ақталған экономикалық сенімділік деңгейі.

Сонғы талап түсіндіруді қажет етеді. Сенімділік орнатылған эксплуатациялық көрсеткіштерді анықталған шектерде мағыналы уақытта

сақтап, берілген функцияларды орындауды, яғни жобаның қасиетін (құрылғы элеметтерін, элеметтер қатарындағы жүйені, толық электр қондырғының өзін) көрсетеді. Жоспарланған графикке сәйкес торапқа қуат беру қасиетін (қабілеттілігін), қазіргі орнатылған нормативтерге сәйкес шекті электр энергиясының сапасын сақтай отырып, тұтынушыларды электр энергиясымен жабдықтауын электр станциясының, қосалқы станциясының сенімділігі деп түсінеміз. Санаулы түрде жобаның сенімділігін мына көрсеткіштер қатарынан: таңдалған және анықталған жобаның ерекшелегін есепке ала отырып, оның эксплуатация шартымен және қабыл алмаудың салдарынан, яғни жұмыс істеу қабілетінің бұзылуымен бағалайды. Қабыл алмауды кездейсоқ жағдай ретінде қарастырады. Сәйкесінше сенімділікке талдау жасау үшін математиканың ықтималдық теориясын қолданады.

Электрлік қосылыстардың басты сұлбасы станцияның (қосалқы станцияның) электрлік бөлігінің негізгі қасиеттерін анықтайды. Толық көрсетсек: қуатты берудің сенімділігі, капитал салымы, эксплуатациялық шығындар (энергия шығынын қоскқанда), электр қондырғысының жөндеуге бейімділігі, техникалық қызмет көрсетудің ынғайлылығы және қызметкердің қауіпсіздігі, электр қондырғысын жайғастырудың тиімділігі, станцияны алдағы уақытта кеңейту мүмкіндігі, апаттан соң функциональды қалыпқа келтірілуі. Басты сұлбаның қарапайымдылығы және көрнектілігі оперативті және жөндеуші қызметкердің қателік жібермей жұмыс жасауымен анықталады.

Басты сұлбаның тиімді нүсқасы техника - экономикалық салыстару арқылы немесе барлық басты сұлбаның нүсқаларымен, немесе эрбір ТҚ - ның сұлбасымен анықтайды.

2.2 Сұлба таңдауға эсер етуші факторлар

Басты сұлбаны таңдау және негіздеу нормативті құжаттарды тіркелген техникалық талаптарды есепке ала отырып жүргізіледі. Алайда таныс фактіні белгілеу қажет, тіпті бірдей бастапқы мәліметтер болсада, техника - экономикалық негіздеуде есептік талаптың вариациясы осы немесе басқа сұлбаның конъюктерлік тиімділігі көп кездеспейді. Бұл шешім қабылдауды қиындатады.

Басты сұлбаны таңдауға көптеген факторлар саны эсер етеді. Олардың маңыздысы болып табылатындар:

-электр қондырғысының түрі (электр станциясы, қосалқы станциясы)

және оның энергожүйедегі мағынасы;
- торапқа іргелес сұлбалар және олардың даму келешегі;
- электр қондырғысының орналасуы жүктемелік түйініне, тығыздығына, өсу қарқынына және жүктеме сипатына катысты;
- ішкі және жүйе аралық байланыстардың жіберу қабілеттілігі;
- қосылыстар саны;

- қолданылғын құрылғының параметрлері;
- сұлба элеметтерінің сенімділіктікті жалғасуы;

- жат көлемдер өлшемі және олардың бағасы;
- ҚТ тоғының саны;
- электрлік және магниттік өрістің ықпалынан қызметкерді қорғау;
- электр қондырғысын эксплуатациялау тәжірибесі.

Басты сұлбаны негіздеу нақты талаптарға тәуелді болуы мүмкін қолда жүргізілуі немесе берілген шектеулердің жоқтығы. Бірінші жағдайда сұлбаны

таңдауда альтернативтер болмауы мүмкін. Солайша электр станциясындағы құрылғыдан бас тарту және қайсібір энергожүйедегі ПА жұмыс тәсілі генерендірілген қуаттарды түсіруге әкеледі. Оның бөлігі уақыттың алғашқы кезінде басқа электр қосылыс жүйесінің агрегаттарымен компенсацияланады, жекеше алсақ, біріншілік реттеу есебімен. Куатты динамикалық тастау қорытындысынан сонғы толық бөлінумен олардың параллельді жұмысы бұзылуы мүмкін. Бұл осылай аталатын жүйелік апаттардың соңында экономикалық нәтижесі жақсы болмауы мүмкін. Элект қосылыстың жұмыс істеуін қамтамасыз ету үшін динамикалық беріктілікке есептеу жүргізіледі және энергожүйенің параллельді жұмысының беріктілігін сақтау талабы бойынша генерендірілген қуаттың максималды жіберілетін тастап жіберуі АРдоп анықталады. Сұлбаларды анықталған есептік тоқтаулар кезінде, олардың элементтерінің максималдық тастап жіберуі $АР_{Д0П}$ мәні $АР_{макс}$ генерендірілген қуаттың максималды мәнінен аз болатындай етіп таңдауға тырысады. Бұл берілген талап басқалар,а қарағанда қатты талап болып табылады.

Шектеу болмаған жағдайда негізіне көбінесе қарапайым, экономикалық тиімді, техникалық талаптарға сай нұсқа алынады. Сұлбаны қиындату техника - экономикалық негіздеу барында жүзеге асырылады. Осылайша рациональды сұлбаларды нақтылы талаптарды ескере отырып, саналы түрде таңдау қажет.

3 Жылу конденсациялық электр станцияларының сұлбалары

300, 500, 800 және 1200 МВт қуатты агрегаттары бар жылу

конденсациялық станциялары автономды бөліктер - блоктар қатарынан орындалады.

Блоктардың электрлік сұлбалары. Келесі сұлбалар қолданысқа ие:

а) сұлбада, генератор Г тікелей жоғарлатқыш трансформаторға қосылған,. яғни ешқандай коммутациялық аппаратсыз (3.1, а - сурет). Генератор мен жоғарлатқыш трансматор Т1 арасында төмендеткіш трансформатор Т2 арқылы өзіндік мұқтаждық (ӨМ) жүйесі блогына қуат і бөлігін іріктеу үшін тармағы қарастырады. Зақымдану мүмкіндігі трансформатор зақымдану мүмкіндігіне қарағанда көп байқалатын, қосымша аппаратты орнату блок сенімділігін түсіретін тармақты сонымен қатар ажыратқышсыз соңында қосады. Ажыратқыштарды тек қана жоғарлатқыш $_1$ трансформатордың жоғары кернеулі жағында және өзіндік мұқтаждық трансформаторының төменгі кернеулі жағында қарастырады.

Блокты жұмысқа қосу үшін жоғары немесе орта кернеулі жинақтаушы шинаға қосылған пускалы резервті Т3 трансформаторы арқылы ӨМ жүйесін электр энергиясымен қамтамасыз ету керек. Блок пускі келесі тәртіппен жүргізіледі. Ажыратқыш блогы өшірулі және ӨМ жұмыстық трансформаторы ажыратқышы кезінде ӨМ жүйесінің сәйкесінше секцияларына пускалы резервті трансформатор қосады және жұмыстық машиналардың электр қозғалтқышын жібереді. Қыздыру және турбинаны бұру бір уақытта жүзеге асады. Агрегат айналу жиілігі қалыпты мәнге жеткен кезде, генератор

қоздырылуы, синхронизациялануы және қосылуы мүмкін, яғни энергожүйенің электрлік торабымен қосылаған. Енді блокты жаймен жүктеуге, ӨМ - тың жұмыстық трансформаторын қосуға және пускалы резервті өшіруге болады. Бокты тоқтату процессі керісінше ретпен ағады. ӨМ жүйесі жұмыстық трансформатордан пускалы резервтіге ауысып қосылуы тиіс, себебі блок өшкен соң жұмыстық машина бір бөлігі өзінің жұмысын жалғастыруы қажет. Осы блоктан соң жүктелуі, жинақтаушы шинадан ажыратылуы және генератор қацта қозуы мүмкін болады.

Қарастырылып отырған сұлбаның кемшілігі: ӨМ жүйесі қайта қосылғанда пуск процесі кезінде және блок тоқтағанда; блоктың жылу механикалық бөлігі зақымданғанда жоғары кернеулі ажыратқыш көмегімен өшірілуі керек, мұнда ТҚ сақиналы типті болғаны жөн себебі осындай кезде ТҚ - ның қалыпты жұмысы бұзылмайды. Егер генератордағы ажыратқышты қарастырсақ көрсетілген кемшіліктер жойылуы мүмкін;

б) ажыратқышы бар генератор сұлбасы (3.1, б - сурет), бұл эксплуатацияда ынғайлы, себебі блок пускінің процесінде ӨМ жүйесі басты трансформатор және генератор ажыратқышы өшірулі кездегі ӨМ жұмыстық

трансформатор арқылы станцияның жинақтаушы шинасынан энергиямен қамтамасыз етіледі. Агрегат айналу жиілігі қалыпты мәнге жеткен кезде, генератор синхронизациялануы және өз ажыратқышымен қосылуы мүмкін.

Блоктың жылу механикалық бөлігі зақымданғанда генератор ажыратқышы өшуге бейім болады. Блоктың электрлік бөлігі зақымданғанда гана генератор қайта қоздырылуы және блок жинақтаушы шинадан өшірілуі қажет. Сонымен бірге ӨМ жүйесі ӨМ резервті трансформаторына ауысып қосылуы қажет.

Генератор ажыратқыштары өшіру қабілеті бар және сәйкесінше номиналды тоғы бар жүктеме ажыратқыштарымен ауыстырылуы мүмкін. Мұндай ажыратқыштар комплексті түрде айырғыштарымен, жерге түйықтау құрылғысымен және өлшегіш тоқ және кернеу трансформаторларымен бірге қойылады;

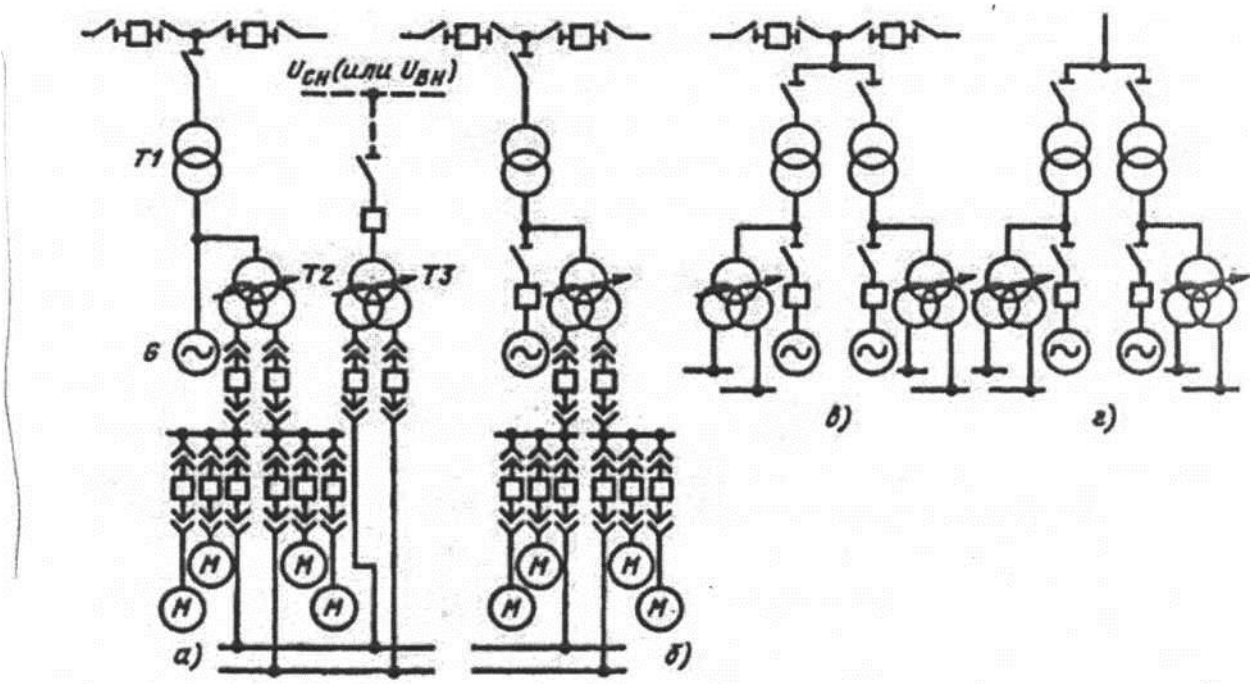
в) жогары кернеулі 500 кВ және одан жогары станцияларда біріктірілген (қосарланган) блоктар сұлбасы қолданыс алды (3.1, в - сурет), мұнда екі

I блокты агрегат ортақ ажыратқыш арқылы станцияның жинақтаушы шинасына қосылган. Мұндай сұлба багасы жогары жогары кернеулі ажыратқыштар санын азайтуға мүмкіндік береді. Алайда, сонымен бірге екі генераторды өшіре алу қасиетін ескеру керек. Зақымданган генератор өшірілген соң, олардың бірінің жұмысы орнына тез келуі мүмкін. Біріктірілген блоктарды қолдану мүмкіндігі жүйенің қуаттылыгымен, нақтырақ айтсақ, оның апаттық резервімен анықталады. Экономикалық пайдалылыгы сенімділіктің 1 көрсеткіштік есебімен багаланады және кернеуге және торап сұлбасына, агрегаттар жұмысының режіміне және басқа да факторларга байланысты;

г) кейбір станцияларда 3.1, г, в - суреттерінде көрсетілген сұлба (қолданыс алды, мұнда қосарланган блок ауалық желімен қосылган (генератор (блогы - трансформатор - желі, қысқартсақ ГТЖ) және жақын мандаты \ қосалқы станцияның жинақтаушы шинасына қосылған. Мұндай сұлбада блоктың жоғары кернеуін ажыратқышпен дистанционды басқару мүмкіндігі І қарастырылған, ол станциядан өатысты үлкен кдщықтықта орналасқану КСРО ""- да және шет елдерде барлық блоктары ГТЖ сұлбасы бойыншёГбрындалған және жақын мандаты қосалқы станцияға қосылған станциялар бар. Мұндай сұлбалар ҚТ тоғын шектеуге және генерендірілген қуатты нақтылауға мүмкіндік береді. Сұлбаның техника - экономикалық пайдалылығы сәйкесінше есептеуге сәйкес тексерілуі тиіс.

Қарастырылып отырған электр станциясының түрі көп жағдайда кернеудің екі сатысында өңделген энергияны торапка береді. нақты айтсақ: 330, 500, 750 кВ және орта кернеулі торап - 110, 150, 220 кВ, мәніндегілер

көгі кездеседі. Тораптың сұлбасының номиналды кернеуін, жинақтаушы шинаға қосылған желі санын таңдау сұрақтарын жүйенің даму жобасында шешіледі. Станцияның электрлік сұлбасын жобалаған кезде жоғары және төменгі кернеулі ТҚ арасында блоктарды бөлу және олардың арасындағы байланыс туралы сұрақ туады. Бұл сұрақтар блоктың бірлік қуатына тәуелділігінен бөлек және жоғары және орта кернеулі торап жүктемесімен шешіледі.



а - генератор ажыратқышы жоқ; б - генератор ажыраткышы бар; в - жоғары кернеулі ортақ ажыратқышы бар қосарланған блок; г - ГТЖ
3.1 сурет - Екі сатылы номиналды кернеуі бар КЭС - ның принципиальны сұлбасы

Көбінесе кеңінен таралғандары, жоғары және орта кернеудің жинактаушы шиналары автотрансформатор арқылы байланысқан сұлбалар (3.2, а - сурет). Мұндай сұлбаларда блоктар қуаттың қайту тоқтары аз болуы үшін өз арасында жоғары және орта кернеу ТҚ - на бөлінген болуы тиіс.

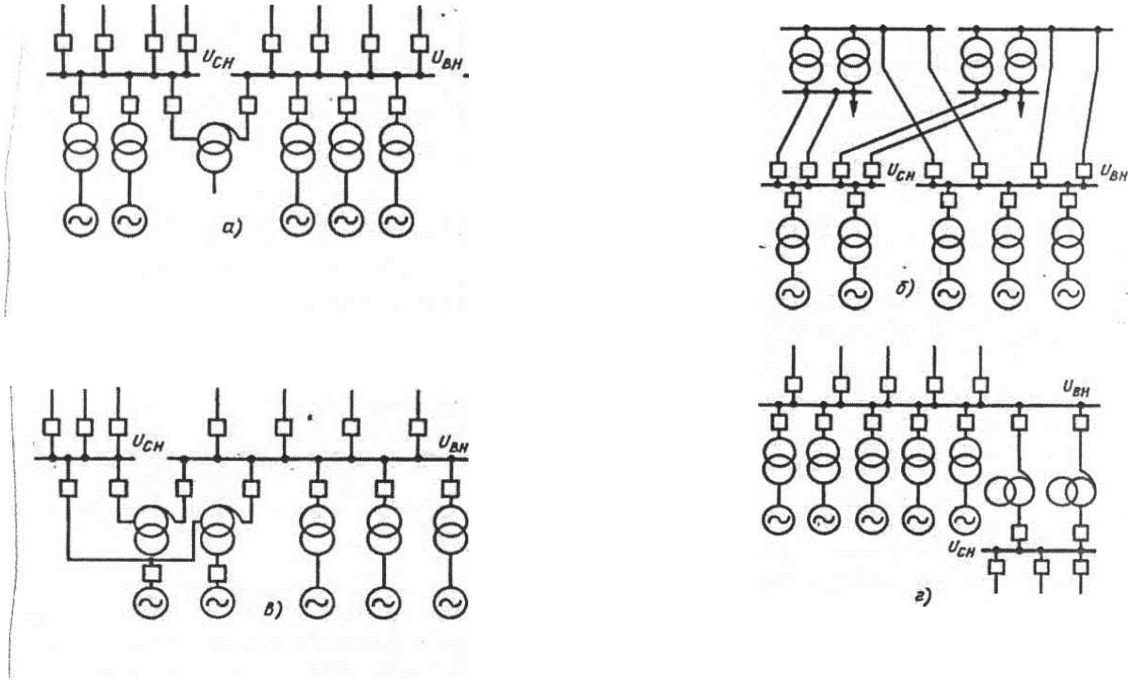
Осы немесе басқа бағытта байланысқан автотрансформатор арқылы берілетін қуат, торап жүктемесі өзгеруі салдарынан станцияның жұмыс істеу қуаты, қалыпты сұлбаның бұзылуынан және басқа себептерден өзгереді. Айрықша ауыр жағдайларда осы немесе басқа бағытта жіберілетін максмалдық қуат автотрансформатордың номинальды қуатына сәйкес келуі тиіс; Байланыстың келесі нұсқалары қолданысқа ие болған: а) бір үш фазалы толық қуатты автотрансформатормен; б) әр қайсы жіберілетін қуаттың жартысына есептелген екі автотрансформатормен (олар ортақ немесе бөлек ажыратқыштар арқылы жинақтаушы шиналарға қосылған болуы мүмкін).

Байланыстың нүсқасын таңдау электр станцияның режімін, жоғары және орта кернеу жүйклері бөлігін қуаттың жекелік резервін, энергожүйенің даму преспективі және байланыс сенімділігін есепке ала отырып жасалуы тиіс. Әдетте автотрансформатор байланыс қуаты блок қуатынан асып түспейді. Автотрансформатордың төменгі кернеу обмоткасы ӨМ резервті трансформаторына қосылуға қолданылуы мүмкін.

Энергожүйелерде екі кернеулі станциялар бар, оларда жоғары және орта сернеу ТҚ арасында бөлінген блоктар бар, бірақ ол құрылғыларды байланыстыратын автотрансформатор жоқ. Станцияның екі бөлігінің байланысы қосалқы станциялардағы торап арқылы жүзеге асады (3.2, б - сурет). Мұндай сұлбалар талаптар кезінде мүмкін және пайдалы, яғни торап сұлбасы және желінің жіберу қабілеті станцияның режіміне сәйкес келеді.

Кейбір блокты электр станцияларында 200 және 300 МВт бірінші екі блоктарға арналған жоғарлатқыш трансформатор ретінде автотрансформаторлар қолданылады, солайша жоғары және төменгі кернеу ТҚ байланысына қолданылады (3.2, в - сурет). Мұндай сұлбаларда автотрансформатордың номинальды қуаты бұлай таңдалуы тиіс, төменгі кернеу обмоткасының қуаты $8_{,,\cdot ном}$ генератор қуатына $8_{ПН0М}$, МВА сәйкес келуі

Қарастырылатын сұлбада (3.2, в - сурет) автотрансформаторлар төменгі кернеу обмоткасына, жоғары кернеу жинақтаушы шиналарына қосылған генератор қуатын жіберу мүмкін және қосымша қуатты, бір ізбен жүруші обмоткалар шектеулі қуатты, орта кернеу шинасынан жоғары кернеу шинасына (1 режим) жіберу. Автотрансформаторлар сонымен қатар орта кернеу жинақтау шинасына жогары кернеу жинақтаушы шинасына жібере алады, бірақ олар орта кернеу жинақтау шинасына жогары кернеу жинақтаушы шинасына бір уақытта қосымша қуатты жібереді (2 режим), сондықтан автотрансформатордың ортақ обмоткалары қайта жүктеледі.



а - автотрансформаторлар арқылы байланыс; б - торап арқылы | байланыс; в - блокты жоғарлатқыш автотрансформатор арқылы байланыс; г - төмендеткіш автотрансформатор арқылы байланыс

3.2 сурет - Екі сатылы номиналды кернеуі бар КЭС - ның принципиальды сұлбасы

Қарастырылып отырған сұлбаның кемшіліктері келесідей бекітіледі. Автотрансформаторлар өлшемі, массасы және бағасы анағұрлым жоғары алынады. Жағдайлар қатарына параллельно қосылған екі үш фазалы автотрансформаторларды бірге немесе бір фазалы автотрансформаторлар тобын орнатуға тура келеді. ҚТ тоғы орта кернеу шиналарына, сонымен қатар автотрансформатор байланыс схемасы төменгі кернеу жағында үлкенірек болады. Сондықтан 500 МВт блокты станцияларда және жоғарлатқыш трансформаторларды пайдалы емес ретінде автотрансформаторларды қолдану қажет.

Сәйкесінше улкен емес жүктеме кезінде жоғары қуатты станцияларда орта кернеу торабы және оның дамуының келешегі беогісіз. Орта кернеуде тұтынушыларды электрмен жабдықтау үшін блок бөліктерін бөлу пайдалы емес. Бұл тұтынушыларды электрмен жабдықтау жоғарғы кернеу жинақтаушы шинасына қосылған (3.2, г - сурет) сәйкес қуатты төсендеткіш автотрансформатор арқылы қамтамасыз етілуі мүмкін.

4 Басты сұлбалардың нұсқаларын салыстыруда шығынды бағалау тәсілдері

Дұрыс деп есептелетін шешімді. таңдауда және негіздеде құрылысы, кеңейтілуі, қайта құрылуы және электр құрысғысын қайта жабдықталуы жобаның міндетті атрибуты болып табылады. Шешім қабылдау кезінде оның іске асырылу бағасы есепке алынады. Оның бағасы екі негізгі көрсеткішке базаланады: өндіріс құру үшін капиталдық салымға К және өндіріс өнімінің шығынына И.

Жеке жағдайларда капиталдық салымды бір жолғы бір реттік шығын ретінде, ал өндіріс шығынын жылдық шығын ретінде қарастырады. Бір мезгілде берілген техникалық шектеулердің рамкасына жататын құрамды шығын көрсеткіші бойынша салыстырылып отырған нұсқаларда айтарлықтай айырмашылық болуы мүмкін.

Сұлбаның эр нұсқасы бойынша электр станциясына қуат берудің капиталдық шығындары байланыс автотрансформаторының және блоктық трансформатордың есептік бағасын, жоғары кернеу ТҚ ажыратқышының ұяшық бағасын, генератор шынжырындағы ажыратқыш ұяшығының бағасын және ӨМ резервтік трансформаторының есептік бағасын есепке алына отырып анықталады. Трансформаторлар мен автотрансформаторларды ТҚ шинасына бір ажыратқыш арқылы қосу шартты түрде қабылданады.

Өткен жүз жылдықтағы 40 - шы жылғы бір уақыттағы және бір жылдық шығынды құру үшін өтімділік мерзімі ретінде белгілі көрсеткіш енгізілді

$$Т_{ок}=ёКУёИ \qquad (4.1)$$

Ол техникалық параметрінің шексіз аз мәнінің өзгерісі бх кезінде бірлік уақыттағы - шығын сІК шексіз аз өсуінің бір жылдық шығын сІИ шексіз аз өсуіне қатынасын көрсетеді. Бұл жағдайда Ток шығын басқа түрінің экономикалық үнемді етіп, бір түрінің шығыны артық жұмсалуының компенсациялау мерзімі болып табылады.

Практикалық есептеуде сонымен бірге (4.1) өрнек қолданылады

$$Т_{ок} = АК/АИ = (К_2 - К,)\ KYI_X - И_2) \qquad (4.2)$$

мүнда К и И] - капиталдық салым және бірінші нұсқадағы шығын;

$К_2$ и $И_2$ - сондай, бірақ екінші нұсқада.

(4.2) физикалық мағынасы - бұл мерзім, осы мерзім ішінде қосымша капиталдық салымдар өндірістің экономикалық шығынымен орны

толтырылады. Егер орнын толтырудың нормативтік мерзімі шамасы берілген * немесе белгілі болса, онда T_0к - ның $T_н$ - нан алынған мәнін салыстыру нұсқаларды салыстырудың экономикалық эффективтілігін анықтау орнын толтыру тәсілі бойынша жүргізіледі

(4.2) формула нұсқаларды тек жүптап салыстыруға мүмкіндік береді. Нүсқалар саны үлкен болғанда, оларды шығынның кему жэне капиталдық салымның арту қатарымен саралауға тура келеді. Ары қарай нұсқаларды ретпен жэне жүптау қойып экономикалық тиімдісін таңдайды, яғни нормативті сатып алу мерзіміне жақын, бірақ одан артық емес, жыл санына байланысты сатып алынған. Базалық сапаға байланысты қабылданған, барлық нұсқаның бір нұсқаға қатынасымен анықталған сатып алу мерзімін анықтау қолдану кезіндегі кең таралған қателіктердің бірі (4.2) болып табылады.

Келесіде (4.2) орнына сатып алу мерзімін есептеудің аяқталған / формасын қолдана бастады, яғни нұсқалар шығын мэні бойынша сараланады, (мұнда үш қосылғыштан тұратын толық жылдық шығын у.е./год электр (қондырғысының орындалу нүсқасын салыстыру экономикалық тиімділік / критерий сапасы ретінде қабылдайды

$$З=Кр_и + И + У, \qquad (4.3)$$

мұнда К - жобаланып отырған қондырғының капиталдық салымы;

$р_н$ - энергетикада есептеу үшін орнатылған капиталдық *I* салымның нормативтік эффективтілік коэффициент!;

И - өндірістің жылдағы шығыны;

У - тұтынушыларды электрмен жабдықтаудың бұзылуы жэне жүйенің қалыпты жұмысының бұзілу мүмкіндігінен туған, мүмкін болатын . халық - шаруашылықтық залал.

Өндіріс шығыны қондырғы амортизациясына бөлуден, қызмет көрсетуден және ағымдағы жөндеуден, сонымен қатар жылда желілерде,реакторларда, трансформаторларда жоғалтқан электр энергиясы бағасынан құралады.

(4.3) өрнегіде (4.2) - ге тэн кемшіліктерден жоқ. Зі арқылы бірінші нұсқа шығындарын, ал $З_2$ арқылы екінші нүсқаны белгілейміз. Бұл экономикалык тең болған кезде Зі = $З_2$. Бүл T_0к = $T_н$, $Е_НК$! + $И_Х$ = $Е_НК_2 + И_2$ дегенді білдіреді. Осыдан $И_х$ - $И_2$ = $Е_н(К_2$ - Кі) и $Е_н$ = (И) - $И_2)/(К_2$ -Кі) = $1/T_Н$.

(4.2) және (4.3) формулаларды қолданған кезде капиталдық салымдар бір уақытта жүзеге асады деп жобаланады. Шындығында бүл тез емес, ал

белгілі бір уақыт аралығында, жағдайлар ретінде құрылыс периодының жалғасуымен болады. Сонымен қоса оларды сэйкес түріне келтіріп шығын теңдігін есептеу. Мұндай тәсіл өткен ғасырдағы 50 - ші жылдардың соңына дейін практикалық есептеулерде қолданылып келді. Жеке алсақ, келесі уақыт моментіне капиталдық салымның бұрынғы жылдағысын келтіру үшін қиын проценттік формула ұсынылған болатын.

$$К^* = К_0(1+Е_н)^1 \qquad (4.4)$$

мұнда $К_0$- алғашқы капиталдық салым(1 = 0); I = 1, 2, 3,.

Мысалға, бірінші жылға келтірілген капиталдық салым Кі = $К_0$ (1+$Е_Н$У тең, ал екінші жылға $К_2 = К_0 (1+Е_Н)^2$ және тағы да басқаларыАры қарай есептеулерде жоғарыда көрсетілген қысқартылған капиталдық шығынды есептеу тәсілі қолданылатын болады.

Жоғарыда көрсетілгендер негізінде келесідей қортынды жасауға болады:

- Әлемдік тэжірибеде орны бар электрлік құрылғының техника - экономикалық нұсқасын салыстырудың методикалық базасын сұрыптау қабылған шешімнің тиімді критерий сапасы ретінде келтірілген шығынның белгілі минимумы қабылданғанын көрсетеді;

- Электрлік қондырғының қызмет етуінің есептік мерзімінде келтірілген шығындар шет елдерде кеңінен қолданылады және жеке меншік формасының өзгеруінде және электр энергетикалық нарықтың либерализация шарттарында техникалық шешім қабылдаудың тиімділігі негізгі критерий болып табылады;

- Электрлік қондырғының нүсқаларын салыстыруда барлық гаммаларды, олардың техника — экономикалық сипаттамасын есепке алудың қажеті жоқ. Бір экономикалық жүйе координатында электлік қондырғының бағалы көрсеткіштерін назарға алып кабылдау принципті және маңызды болып табылады;

- келтірілген шығын минимумы бойынша электрлік құрылғының нұсқасы таңдалады. Оны жабдықтауға және берілген техникалық шектеуді ұстау жөндеу - эксплуатациялық қызмет көрсетуде келесі эксплуатациялау кезінде өндірістік процессте максималдық пайда салада жекелік формасынан тәуелсіз болады;

- бұрынғыдай келтірілген шығын қолдану аймағы шектелмеуі тиіс, электрлік қондырғыға таңдалған жақталған нүсқа үшін техника - экономикалық салыстыру және құрылысты қаржыландыру көзін анықтау, өндірістің рентабелдік бағасы, инвестицияның сатып алу мерзімі, тариф келісімі билік органдарымен қарым - қатынас регламентация кезінде жоспарлы - экономикалық әрекет көрсеткіштерін өздерінен ауыстырмайды, ал сонымен қатар энергия үнемдейтін технология эффективті енгізілген;

- электрлік қосылыс сұлбасыренімсіздігінен экономикалық салдар

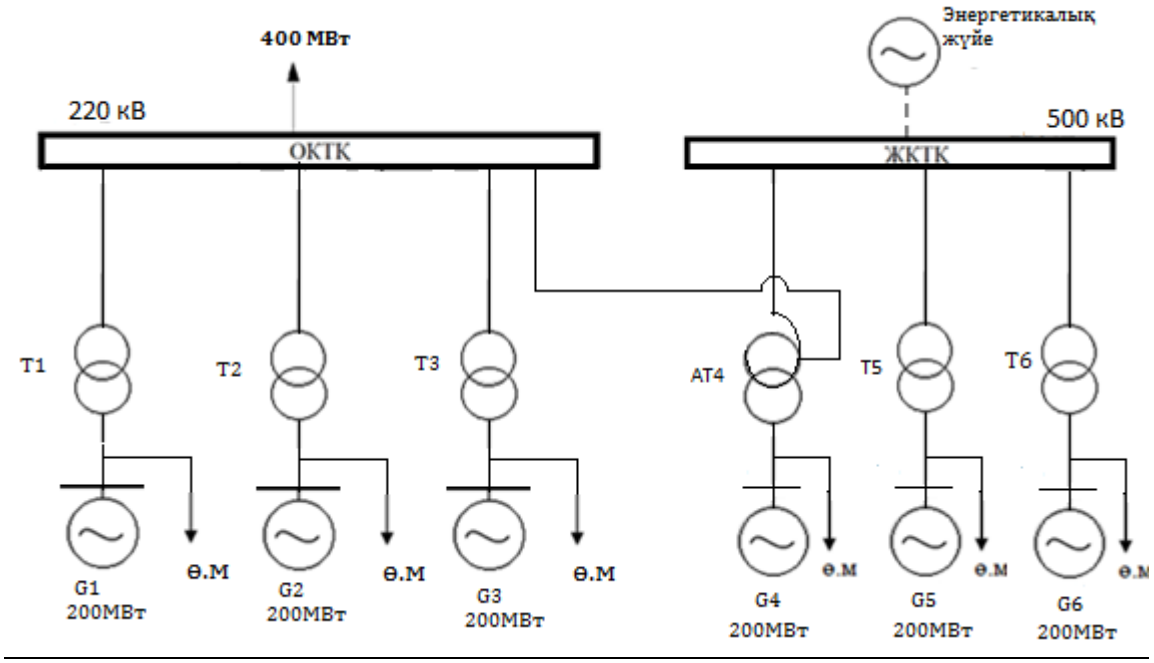
жылдағы шығынның бір құраушысынан математикалық күту келтірілген шығындарды қосады. Электрлік қосылыс сұлбасын таңдауда және негіздеуде олардың бағасы қиын тапсырма болып табылады.

2 Электрлік бөлімі

2.1 Қуат балансын есептеу

2.1 - кесте Берілген мәліметтер

Отын түрі	Генераторлардың саны мен қуаты, дана/МВт	Өзіндік мұқтаждық, %	Генераторлық кернеудің шиналарындағы максималды жүктеме, МВт	Ортаңғы кернеу шиналарындағы (РУ-220 кВ) максималды жүктеме, МВт	Энергожүйемен байланыстың кернеуі, кВ	Энергожүйемен байланыс желілерінің саны мен ұзындығы, км
Газо-мазут	6*200	5	400	220	500	2х50



Сурет – 1. Станцияның құрлымдық сұлбасы

1) G1,G2 және G3 қуаттарын өндіру, МВт

Қыс

$$P_{G1+G2+G3}^{0-9}=\frac{(200+200+200)\cdot 80\%}{100\%}=540MBm$$

$$P_{G1+G2+G3}^{9-19}=\frac{(200+200+200)\cdot 100\%}{100\%}=600MBm$$

$$P_{G1+G2+G3}^{19-24}=\frac{(200+200+200)\cdot 80\%}{100\%}=540MBm$$

Жаз

$$P_{G1+G2+G3}^{0-9}=\frac{(200+200+200)\cdot 70\%}{100\%}=420MBm$$

$$P_{G1+G2+G3}^{9-19}=\frac{(200+200+200)\cdot 80\%}{100\%}=480MBm$$

$$P_{G1+G2+G3}^{19-24}=\frac{(200+200+200)\cdot 70\%}{100\%}=420MBm$$

2) G1,G2 және G3 ө.м. жүктемесі, МВт. Электр станцияларындағы электр энергияны өндірудің айнымалы графигі кезінде өзіндік мұқтаждықтың қуат шығынын анықтауға болады.

$$P_{16-22}=(0{,}4+0{,}6\cdot\frac{P_i(t)}{P_{белг}})\cdot P_{о.м.\max};$$

где $P_i(t)$ - t уақытта станцияның шинаға беретін қуаты, МВт;

$P_{уст}$ - станцияның белгіленген қуаты , МВт;

$P_{о.м.\max}$ - өзіндік мұқтаждықтың максималды қуаты,

Қыс

$$P_{G1+G2+G3}^{0-9}=(0.4+0.6\cdot\frac{540}{600})\cdot\frac{5\%}{100\%}\cdot 600=28.2MBm$$

$$P_{G1+G2+G3}^{9-19}=(0.4+0.6\cdot\frac{600}{600})\cdot\frac{5\%}{100\%}\cdot 600=30MBm$$

$$P_{G1+G2+G3}^{19-24}=(0.4+0.6\cdot\frac{540}{600})\cdot\frac{5\%}{100\%}\cdot 600=28.2MBm$$

Жаз

$$P_{G1+G2+G3}^{0-9}=(0.4+0.6\cdot\frac{420}{600})\cdot\frac{5\%}{100\%}\cdot 600=24.6MBm$$

$$P_{G1+G2+G3}^{9-19}=(0.4+0.6\cdot\frac{480}{600})\cdot\frac{5\%}{100\%}\cdot 600=26.4MBm$$

$$P_{G1+G2+G3}^{19-24}=(0.4+0.6\cdot\frac{420}{600})\cdot\frac{5\%}{100\%}\cdot 600=24.6MBm$$

3) G4,G5 және G6 қуаттарын өндіру (әр қайсысы), МВт

Қыс

$$P_{G4;G5.G6}^{0-9}=\frac{200\cdot 90\%}{100\%}=180MBm$$

$$P_{G4;G5.G6}^{9-19}=\frac{200\cdot 100\%}{100\%}=200MBm$$

$$P_{G4;G5.G6}^{19-24}=\frac{200\cdot 90\%}{100\%}=180MBm$$

Жаз

$$P_{G4;G5.G6}^{0-9}=\frac{200\cdot 70\%}{100\%}=140MBm$$

$$P_{G4;G5.G6}^{9-19}=\frac{200\cdot 80\%}{100\%}=160MBm$$

$$P_{G4;G5.G6}^{19-24}=\frac{200\cdot 70\%}{100\%}=140MBm$$

4) G4,G5 және G6 генераторларының ө.м.-ның жүктемесі (әр қайсысы), МВт

Қыс

$$P_{G4;G5,G6}^{0-9}=(0.4+0.6\cdot\frac{180}{200})\cdot\frac{5\%}{100\%}\cdot 200=9.4MBm$$

$$P_{G4;G5,G6}^{9-19}=(0.4+0.6\cdot\frac{200}{200})\cdot\frac{5\%}{100\%}\cdot 200=10MBm$$

$$P_{G4;G5,G6}^{19-24}=(0.4+0.6\cdot\frac{180}{200})\cdot\frac{5\%}{100\%}\cdot 200=9.4MBm$$

Жаз

$$P_{G4;G5,G6}^{0-9}=(0.4+0.6\cdot\frac{140}{200})\cdot\frac{5\%}{100\%}\cdot 200=8.2MBm$$

$$P_{G4;G5,G6}^{9-19}=(0.4+0.6\cdot\frac{160}{200})\cdot\frac{5\%}{100\%}\cdot 200=8.8MBm$$

$$P_{G4;G5,G6}^{19-24}=(0.4+0.6\cdot\frac{140}{200})\cdot\frac{5\%}{100\%}\cdot 200=8.2MBm$$

5) Т1,Т2 және Т3 жүктелуі, МВт (қосындысы)

Қыс	Жаз
$P_{AT1:AT2.AT3}^{0-9} = 540 - 28.2 = 511.8 MBm$	$P_{AT1:AT2.AT3}^{0-9} = 420 - 24.6 = 395.4 MBm$
$P_{AT1:AT2.AT3}^{9-19} = 600 - 30 = 570 MBm$	$P_{AT1:AT2.AT3}^{9-19} = 480 - 26.4 = 453.6 MBm$
$P_{AT1:AT2.AT3}^{19-24} = 540 - 28.2 = 511.8 MBm$	$P_{AT1:AT2.AT3}^{19-24} = 420 - 24.6 = 395.4 MBm$

6) Т3 және Т4 трансформаторлардың жүктелуі (әр қайсысы), МВт

Қыс	Жаз
$P_{T3:T4.T5}^{0-9} = 180 - 9.4 = 170.6 MBm$	$P_{T3:T4.T5}^{0-9} = 140 - 8.2 = 131.6 MBm$
$P_{T3:T4.T5}^{9-19} = 200 - 10 = 190 MBm$	$P_{T3:T4.T5}^{9-19} = 160 - 8.8 = 151.2 MBm$
$P_{T3:T4.T5}^{19-24} = 180 - 9.4 = 170.6 MBm$	$P_{T3:T4.T5}^{19-24} = 140 - 8.2 = 131.6 MBm$

7) 220 кВ-тағы жүктеме, МВт *400MBm*

Қыс	Жаз
$P_{220кВ}^{0-9} = \frac{400 \cdot 80\%}{100\%} = 320 \text{МВт}$	$P_{220кВ}^{0-9} = \frac{400 \cdot 60\%}{100\%} = 240 \text{МВт}$
$P_{220кВ}^{9-19} = \frac{400 \cdot 100\%}{100\%} = 400 \text{МВт}$	$P_{220кВ}^{9-19} = \frac{400 \cdot 70\%}{100\%} = 280 \text{МВт}$
$P_{220кВ}^{19-24} = \frac{400 \cdot 80\%}{100\%} = 320 \text{МВт}$	$P_{220кВ}^{19-24} = \frac{400 \cdot 60\%}{100\%} = 240 \text{МВт}$

8) АТ4 автотрансформатордың жүктелуі, МВт

Қыс	Жаз
$P_{AT5:AT6}^{0-9} = 180 - 9,4 = 170,6 MBm$	$P_{AT5:AT6}^{0-9} = 140 - 8,2 = 131,8 MBm$
$P_{AT5:AT6}^{9-19} = 200 - 10 = 190 MBm$	$P_{AT35AT6}^{9-19} = 160 - 8,8 = 151,2 MBm$
$P_{AT5:AT6}^{19-24} = 180 - 9,4 = 170,6 MBm$	$P_{AT5:AT6}^{19-24} = 140 - 8,2 = 131,8 MBm$

9) АТ4 автотрансформатордың 220кВ жүктелуі, МВт

Қыс	Жаз
$P_{AT7}^{0-9} = 511.8 - 320 = 151 MBm$	$P_{AT7}^{0-9} = 395 - 240 = 155 MBm$
$P_{AT7}^{9-19} = 570 - 400 = 170 MBm$	$P_{AT7}^{9-19} = 453.6 - 280 = 169.6 MBm$
$P_{AT7}^{19-24} = 511.8 - 320 = 151 MBm$	$P_{T3:T4.T5}^{19-24} = 395 - 240 = 155 MBm$

10) АТ4 автотрансформатордың 500кВ жүктелуі, МВт

Қыс	Жаз

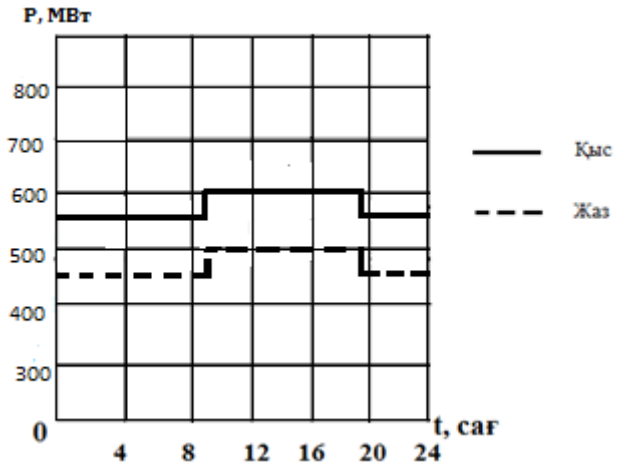
$P_{AT5;AT6}^{0-9} = 170,6 + 151 = 321,6 MBm$ $P_{AT5;AT6}^{0-9} = 131,8 + 155 = 287,8 MBm$

$P_{AT5;AT6}^{9-19} = 190 + 170 = 360 MBm$ $P_{AT5;AT6}^{9-19} = 151,2 + 169,6 = 320,8 MBm$

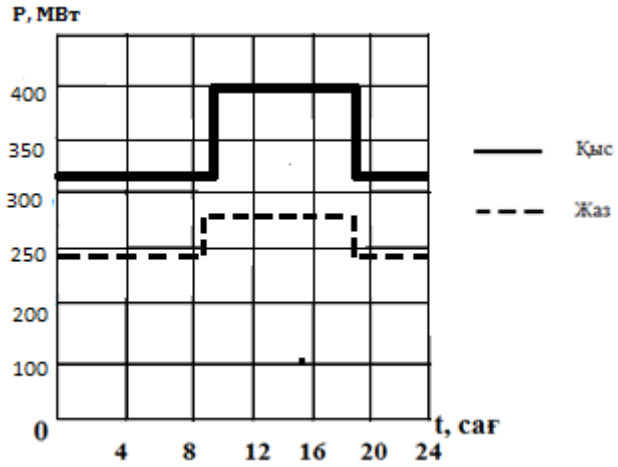
$P_{AT5;AT6}^{19-24} = 170,6 + 151 = 321,6 MBm$ $P_{AT5;AT6}^{19-24} = 131,8 + 155 = 287,8 Bm$

2.2-кесте. Қалыпты режимде 1-ші нұсқа үшін қуат баллансы кестесі

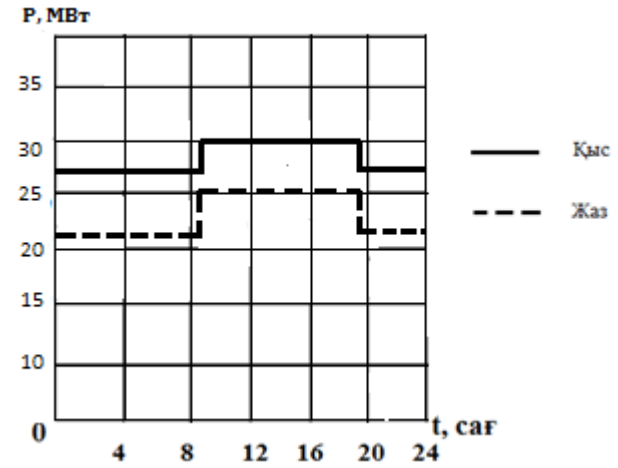
Анықталатын параметр	Жылдың кезеңі	Уақыты, сағ		
		0-9	9-19	19-24
1)) G1,G2 және G3 қуаттарын өндіру, МВт	қыс жаз	540 420	600 480	540 420
2) G1,G2 және G3 ө.м. жүктемесі(қосындысы), МВт	қыс жаз	28,2 24,6	30 26,4	28,2 24,6
3) G3,G4 және G5 қуаттарын өндіру	қыс жаз	180 140	200 160	180 140
4) G3,G4 және G5генераторларының ө.м.-ның жүктемесі	қыс жаз	9,4 8,2	10 8,8	9,4 8,2
5) Т1,Т2 және Т3 жүктелуі, МВт (қосындысы)	қыс жаз	511,8 395,4	570 453,6	511,8 453,6
6) Т3 және Т4,Т5 трансформаторларды ың жүктелуі (әр қайсысы), МВт	қыс жаз	170,6 131,8	190 151,6	170,6 131,8
7) 220 кВ-тағы жүктеме, МВт	қыс жаз	320 240	400 280	320 240
8) АТ4 автотрансформатордың жүктелуі, МВт	қыс жаз	170,6 131,8	190 151,2	170,6 131,8
9) АТ4 автотрансформатордың 220кВ жүктелуі, МВт	қыс жаз	151 155	170 169,6	151 131,8
10) АТ4 автотрансформаторды ың 500кВ жүктелуі, МВт	қыс жаз	321,6 287,8	360 320,8	321,6 287,8



2.1 сурет. G1,G2,G3 және G4 генераторларының қуат өндіру графигі

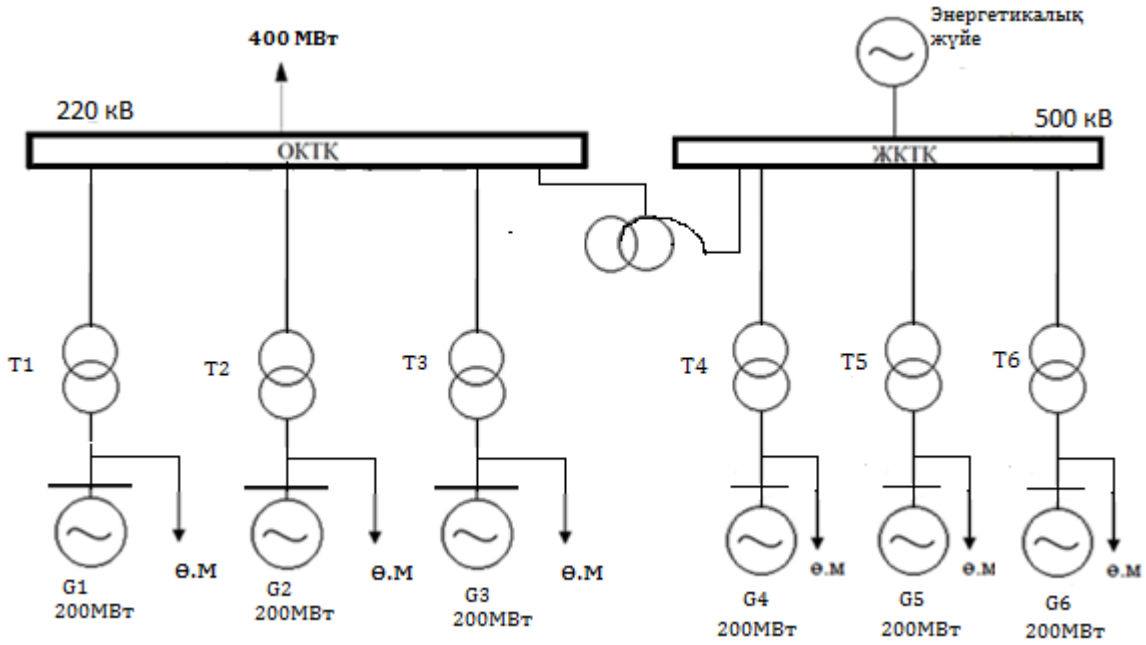


2.2 сурет. 220 кВ-тық тарату құрылғысындағы жүктеменің графигі



2.3 сурет. Өзіндік мұқтаждық жүктемесінің графигі

2-ші нұсқа үшін қуаттар балансын есептеу



2.4 сурет - 2-ші нұсқа үшін станцияның құрылымдық сұлбасы

1) G1,G2 және G3 қуаттарын өндіру, МВт

Қыс

$$P_{G1+G2+G3}^{0-9}=\frac{(200+200+200)\cdot 80\%}{100\%}=540MBm$$

$$P_{G1+G2+G3}^{9-19}=\frac{(200+200+200)\cdot 100\%}{100\%}=600MBm$$

$$P_{G1+G2+G3}^{19-24}=\frac{(200+200+200)\cdot 80\%}{100\%}=540MBm$$

Жаз

$$P_{G1+G2+G3}^{0-9}=\frac{(200+200+200)\cdot 70\%}{100\%}=420MBm$$

$$P_{G1+G2+G3}^{9-19}=\frac{(200+200+200)\cdot 80\%}{100\%}=480MBm$$

$$P_{G1+G2+G3}^{19-24}=\frac{(200+200+200)\cdot 70\%}{100\%}=420MBm$$

2) G1,G2 және G3 ө.м. жүктемесі, МВт. Электр станцияларындағы электр энергияны өндірудің айнымалы графигі кезінде өзіндік мұқтаждықтың қуат шығынын анықтауға болады.

$$P_{16-22}=(0{,}4+0{,}6\cdot\frac{P_i(t)}{P_{белг}})\cdot P_{о.м.\max};$$

где $P_i(t)$ - t уақытта станцияның шинаға беретін қуаты, МВт;

$P_{уст}$ - станцияның белгіленген қуаты , МВт;

$P_{о.м.\max}$ - өзіндік мұқтаждықтың максималды қуаты,

Қыс

$$P_{G1+G2+G3}^{0-9}=(0.4+0.6\cdot\frac{540}{600})\cdot\frac{5\%}{100\%}\cdot 600=28.2MBm$$

Жаз

$$P_{G1+G2+G3}^{0-9}=(0.4+0.6\cdot\frac{420}{600})\cdot\frac{5\%}{100\%}\cdot 600=24.6MBm$$

$$P_{G1+G2+G3}^{9-19} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{600}{600}) \cdot \frac{5\%}{100\%} \cdot 600 = 30MBm \qquad P_{G1+G2+G3}^{9-19} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{480}{600}) \cdot \frac{5\%}{100\%} \cdot 600 = 26.4MBm$$

$$P_{G1+G2+G3}^{19-24} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{540}{600}) \cdot \frac{5\%}{100\%} \cdot 600 = 28.2MBm \qquad P_{G1+G2+G3}^{19-24} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{420}{600}) \cdot \frac{5\%}{100\%} \cdot 600 = 24.6MBm$$

3) G4,G5 және G6 қуаттарын өндіру (әр қайсысы), МВт

Қыс

$$P_{G4;G5.G6}^{0-9} = \frac{200 \cdot 90\%}{100\%} = 180MBm$$

$$P_{G4;G5.G6}^{9-19} = \frac{200 \cdot 100\%}{100\%} = 200MBm$$

$$P_{G4;G5.G6}^{19-24} = \frac{200 \cdot 90\%}{100\%} = 180MBm$$

Жаз

$$P_{G4;G5.G6}^{0-9} = \frac{200 \cdot 70\%}{100\%} = 140MBm$$

$$P_{G4;G5.G6}^{9-19} = \frac{200 \cdot 80\%}{100\%} = 160MBm$$

$$P_{G4;G5.G6}^{19-24} = \frac{200 \cdot 70\%}{100\%} = 140MBm$$

5) G4,G5 және G6 генераторларының ө.м.-ның жүктемесі (әр қайсысы), МВт

Қыс

$$P_{G4;G5,G6}^{0-9} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{180}{200}) \cdot \frac{5\%}{100\%} \cdot 200 = 9.4MBm \qquad P_{G4;G5,G6}^{0-9} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{140}{200}) \cdot \frac{5\%}{100\%} \cdot 200 = 8.2MBm$$

$$P_{G4;G5,G6}^{9-19} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{200}{200}) \cdot \frac{5\%}{100\%} \cdot 200 = 10MBm \qquad P_{G4;G5,G6}^{9-19} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{160}{200}) \cdot \frac{5\%}{100\%} \cdot 200 = 8.8MBm$$

$$P_{G4;G5,G6}^{19-24} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{180}{200}) \cdot \frac{5\%}{100\%} \cdot 200 = 9.4MBm \qquad P_{G4;G5,G6}^{19-24} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{140}{200}) \cdot \frac{5\%}{100\%} \cdot 200 = 8.2MBm$$

5) Т1,Т2 және Т3 жүктелуі, МВт (қосындысы)

Қыс

$$P_{AT1:AT2.AT3}^{0-9} = 540 - 28.2 = 511.8MBm$$

$$P_{AT1:AT2.AT3}^{9-19} = 600 - 30 = 570MBm$$

$$P_{AT1:AT2.AT3}^{19-24} = 540 - 28.2 = 511.8MBm$$

Жаз

$$P_{AT1:AT2.AT3}^{0-9} = 420 - 24.6 = 395.4MBm$$

$$P_{AT1:AT2.AT3}^{9-19} = 480 - 26.4 = 453.6MBm$$

$$P_{AT1:AT2.AT3}^{19-24} = 420 - 24.6 = 395.4MBm$$

6) Т3 және Т4,Т5 трансформаторлардың жүктелуі (әр қайсысы), МВт

Қыс

$$P_{T3:T4.T5}^{0-9} = 180 - 9.4 = 170.6MBm$$

$$P_{T3:T4.T5}^{9-19} = 200 - 10 = 190MBm$$

$$P_{T3:T4.T5}^{19-24} = 180 - 9.4 = 170.6MBm$$

Жаз

$$P_{T3:T4.T5}^{0-9} = 140 - 8.2 = 131.6MBm$$

$$P_{T3:T4.T5}^{9-19} = 160 - 8.8 = 151.2MBm$$

$$P_{T3:T4.T5}^{19-24} = 140 - 8.2 = 131.6MBm$$

7) 220 кВ-тағы жүктеме, МВт *400MBm*

Қыс

$$P_{220кВ}^{0-9} = \frac{400 \cdot 80\%}{100\%} = 320\text{МВт}$$

Жаз

$$P_{220кВ}^{0-9} = \frac{400 \cdot 60\%}{100\%} = 240\text{МВт}$$

$$P_{220кВ}^{9–19} = \frac{400 \cdot 100\%}{100\%} = 400\text{МВт} \qquad P_{220кВ}^{9–19} = \frac{400 \cdot 70\%}{100\%} = 280\text{МВт}$$

$$P_{220кВ}^{19–24} = \frac{400 \cdot 80\%}{100\%} = 320\text{МВт} \qquad P_{220кВ}^{19–24} = \frac{400 \cdot 60\%}{100\%} = 240\text{МВт}$$

8) АТ7 автотрансформатордың 220кВ және 500кВ жүктелуі, МВт

Қыс

$P_{AT7}^{0–9} = 511.8 – 320 = 151 MBm$

$P_{AT7}^{9–19} = 570 – 400 = 170 MBm$

$P_{AT7}^{19–24} = 511.8 – 320 = 151 MBm$

Жаз

$P_{AT7}^{0–9} = 395 – 240 = 155 MBm$

$P_{AT7}^{9–19} = 453.6 – 280 = 169.6 MBm$

$P_{T3;T4.T5}^{19–24} = 395 – 240 = 155 MBm$

9) Т3 және Т4,Т5 трансформаторлардың 500кВ жүктелуі (әр қайсысы), МВт

Қыс

$P_{T3;T4.T5}^{0–9} = 180 – 9.4 = 170.6 MBm$

$P_{T3;T4.T5}^{9–19} = 200 – 10 = 190 MBm$

$P_{T3;T4.T5}^{19–24} = 180 – 9.4 = 170.6 MBm$

Жаз

$P_{T3;T4.T5}^{0–9} = 140 – 8.2 = 131.6 MBm$

$P_{T3;T4.T5}^{9–19} = 160 – 8.8 = 151.2 MBm$

$P_{T3;T4.T5}^{19–24} = 140 – 8.2 = 131.6 MBm$

2.3-кесте. Қалыпты режимде 2-ші нұсқа үшін қуат баллансы кестесі

Анықталатын параметр	Жылдың кезеңі	Уақыты, сағ		
		0-9	9-19	19-24
1)) G1,G2 және G3 қуаттарын өндіру, МВт	қыс жаз	540 420	600 480	540 420
2) G1,G2 және G3 ө.м. жүктемесі(қосындысы), МВт	қыс жаз	28,2 24,6	30 26,4	28,2 24,6
3) G3,G4 және G5 қуаттарын өндіру	қыс жаз	180 140	200 160	180 140
4) G3,G4 және G5генераторларының ө.м.-ның жүктемесі	қыс жаз	9,4 8,2	10 8,8	9,4 8,2
5) АТ1,АТ2 және АТ3 жүктелуі, МВт (қосындысы)	қыс жаз	511,8 395,4	570 453,6	511,8 453,6

6) Т3 және Т4,Т5 трансформаторлардың жүктелуі (әр қайсысы), МВт	қыс жаз	170,6 131,8	190 151,6	170,6 131,8
7) 220 кВ-тағы жүктеме, МВт	қыс жаз	320 240	400 280	320 240
8) АТ7 автотрансформатордың 220кВ жүктелуі, МВт	қыс жаз	151 155	170 169,6	151 131,8
9) Т3 және Т4,Т5 трансформаторлардың 500кВ жүктелуі (әр қайсысы), МВт	қыс жаз	170,6 131,8	190 151,6	170,6 131,8

Турбогенераторлардың параметрлері 2.4 - кестеде көрсетілген.

2.4-кесте. G_1,G_2,G3,G4,G5,G6: ТВВ-200-2 типті турбогенератордың параметрлері:

Айналу жиілігі, айн/мин		3000
Номиналды толық қуаты, МВА		235
Активті қуаты, МВт		200
Статордың номиналды кернеуі, кВ		15,75
$Cos\varphi_{ном}$		0,85
Статордың номиналды тоғы, кА		8,625
Индукт. асқын кедергі x''_d,с.б.		0,191
Қоздыру жүйесі		ВЧ,ТН
Салқындату жүйесі	статор	НВ
	ротор	НВР
Масса, т	жалпы	206
	ротор	42
ПӘК η, %		98,6

Трансформаторларды таңдау:

1-ші нұсқа үшін күштік трансформаторларды таңдау

1) Қалыпты режим бойынша Т-1,Т-2,Т-3 және Т-3 трансформаторларының шарты:

$$S_{номТ1,T2} = \frac{P_{T1,T2}}{0.8} = \frac{200}{0.85} = 223{,}52MBA,$$

2) G-1,G-2 мен G-3 генераторларының 220 кВ-тық ТҚ-ның жинақтағыш шинасына қуатты ең көп мөлшерде беруі бойынша

Қыс

$P_{T1;T2,T3}^{0-9} = 544 - 28.2 = 511.8MBm$ $\quad S_{T1,T2,T3} = \frac{511.8}{0.85} = 602.11MBA$

$P_{T1;T2,T3}^{9-19} = 600 - 30 = 570MBm$ $\quad S_{T1,T2,T3} = \frac{570}{0.85} = 670.5MBA$

$P_{T1;T2,T3}^{19-24} = 540 - 28.6 = 511..8MBm$ $\quad S_{T1,T2,T3,T4} = \frac{511.8}{0.85} = 602.11MBA$

3 дана ТДЦ-250000/220 таңдаймын

2.5-кесте ТДЦ-250000/220 трансформаторының негізгі параметрлері

Түрі	$S_{ном}$ МВА	Шығын,кВт		Uk,%	Бағасы, мың тг
		Рх	Рк	жк-тк	
ТДЦ-250000/220	250	207	600	11	316 $\alpha = 1{,}3$

АТ4 автотрансформаторының қуаты қалыпты режим шарты

Қалыпты режим: $S_{номАТ1,AT2} = \frac{P_{AT1,AT2}}{0.8} = \frac{400}{0.85} = 470.58MBA$

Орнатуға түрі бір дана АТДЦН-500000/500/220 автотрансформаторын тандаймыз

2.6-кесте. АТДЦН-500000/500/220 автотрансформаторының параметрлері

Түрі	$S_{ном}$ МВА	Шығын,кВт		Uk,%			Бағасы мың
		Рх	Рк	Жк-ок	Жк-тк	Ок-тк	
АТДЦН-500000/500/220	500	220	1050	-	12	-	700 $\alpha = 1,3$

3) Қалыпты режим бойынша Т-5 және Т-6 трансформаторларының шарты:

$$S_{номТ1,Т2} = \frac{P_{Т1,Т2}}{0.8} = \frac{200}{0.85} = 223,52MBA,$$

2 дана ТДЦ-250000/500 таңдаймын

2.7-кесте ТДЦ-250000/500 трансформаторының негізгі параметрлері

Түрі	$S_{ном}$ МВА	Шығын,кВт		Uk,%	Бағасы мың
		Рх	Рк		
ТДЦ-250000/500	250	205	590	13	420 $\alpha = 1,3$

2-ші нұсқа үшін автотрансформаторларды таңдау

АТ7 автотрансформаторының қуатын келесідей шарттармен анықтаймыз.

а) Қалыпты режим. АТ4 автотрансформаторының қуаты:

$$S_{номТ1,Т2} = \frac{200}{0.85} = 235,29MBA$$

Есептеудің нәтижесінде АТ4 автотрансформаторы үшін, орнатуға 1 дана АТДЦН-500000/500/220 таңдаймын

2.8-кесте АТДЦН-500000/500/220 автотрансформаторының параметрлері

Түрі	$S_{ном}$ МВА	Шығын,кВт		Uk,%			Бағасы мың
		Рх	Рк	жк-ок	жк-тк	ок-тк	
АТДЦН-500000/500/220	500	220	1050	-	12	-	700 $\alpha = 1,3$

Т5 және Т6 трансформаторының қуаты қалыпты режим шарты

Қалыпты режим: $S_{T3;T4} \geq \frac{P_{T3;T4}}{\cos\varphi_{ном.г.}} = \frac{200}{0.85} = 235,29MBA;$

Орнатуға 2 дана ТДЦ-250000/500 күштік трансформаторларын тандаймын

2.9-кесте. ТДЦ-250000/500 күштік трансформаторының парметрлері

Түрі	$S_{ном}$ МВА	Шығын,кВт		Uk,%	Бағасы мың
		Рх	Рк		
ТДЦ-250000/500	250	205	590	13	420 $\alpha = 1,3$

Т1,Т2 және Т3 трансформаторының қуаты қалыпты режим шарты

Қалыпты режим: $S_{T3;T4} \geq \frac{P_{T3;T4}}{\cos\varphi_{ном.г.}} = \frac{200}{0.85} = 235,29MBA;$

3 дана ТДЦ-250000/220 таңдаймын

2.10-кесте ТДЦ-250000/220 трансформаторының негізгі параметрлері

Түрі	$S_{ном}$ МВА	Шығын,кВт		Uk,%	Бағасы, мың тг
		Рх	Рк	жк-тк	
ТДЦ-250000/220	250	207	600	11	316 $\alpha = 1,3$

Трансформаторлардағы электр энергияның жылдық шығының есептеу

Қыс 180 тәулік (Қ.ұ), жаз 185 тәулік (Ж.ұ.). Энергия шығының меншікті құны шартты түрде 0,0115 ш.б./кВт*сағ-деп қабылдаймыз.

1-ші нұсқа үшін жылдық энергия шығыны.

Трансформатор ТДЦ-250000/220

Болаттағы энергияның жылдық шығыны

$$W_б = P_{б..ж.} \cdot 8760 = 207 \cdot 8760 = 1813 \cdot 10^3 кВт \cdot саг$$

Трансформатордағы тармақталған мыс орамындағы энергияның жылдық шығыны

$$\Delta W_M = \frac{P_{K \cdot T}}{S^2_{ном} \cdot \cos^2 \varphi} \cdot (P^2_{TP(0-9)^{3 \cdot t}(9-19)+(19-24)} \cdot Ку + P^2_{TP(9-19)k \cdot t(9-19)k} \cdot Ку + P^2_{TP(0-9)ж(0-9)+(19-24)ж} \cdot Жу +$$

$$+ P^2_{TP(9-19)ж(9-19)ж} \cdot Жу) = \frac{600}{250^2 \cdot 0,8^2} \cdot (170,73^2 \cdot 14 \cdot 180 + 190^2 \cdot 10 \cdot 180 + 131,8^2 \cdot 14 \cdot 185 + 151,2^2 \times$$

$$\times 10 \cdot 185) = 3385,7 \cdot 10^3 кВт \cdot саг$$

Автотрансформатор АТДЦН-500000/500/220 Бір автотрансформатордың болатындағы энергияның жылдық шығыны.

$$\Delta W_Б = P_{Б.Ж.} \cdot 8760 = 220 \cdot 8760 = 1927,2 \cdot 10^3 кВт \cdot саг$$

$$P_{к.т.ж.к} = P_{к.т.ок} = P_{к.т.тк} = 0,5 \cdot P_{к.т.жк-тк} = 0,5 \cdot 1050 = 525 кВт$$

$$\Delta W_{МЖК} = \frac{P_{К\cdot Т}}{S^2_{ном\,Т-4,5}\cdot \cos^2\varphi}\cdot (P^2_{АТ(0-9)^{3\cdot t}(0-9)+(19-24)}\cdot Ку + P^2_{АТ(9-19)к\cdot t(9-19)к}\cdot Ку + P^2_{АТ(0-9)ж(0-9)+(19-24)ж}\cdot Жу +$$

$$+ P^2_{АТ(9-19)ж(9-19)ж}\cdot Жу) = \frac{525}{500^2\cdot 0{,}8^2}\cdot (352.07^2\cdot 14\cdot 180 + 370^2\cdot 10\cdot 180 + 275.4^2\cdot 14\cdot 185 + 313.6^2\cdot 10\cdot 185) =$$

$$= 2998.91\cdot 10^3\, кВт\cdot саг$$

$$\Delta W_{МОК} = \frac{525}{500^2\cdot 0{,}8^2}\cdot (181.47^2\cdot 14\cdot 180 + 180^2\cdot 10\cdot 180 + 143.6^2\cdot 14\cdot 185 + 162.4^2\cdot 10\cdot 185) =$$

$$= 754.87\cdot 10^3\, кВт\cdot саг)$$

$$\Delta W_{МТК} = \frac{525}{500^2\cdot 0{,}8^2}\cdot (170{,}7^2\cdot 14\cdot 180 + 190^2\cdot 10\cdot 180 + 131.8^2\cdot 14\cdot 185 + 151{,}2^2\cdot 10\cdot 185) =$$

$$= 600.415\cdot 10^3\, кВт\cdot саг)$$

$$\Delta W_{АТ} = (2998.9 + 754.87 + 600.415)\cdot 10^3 = 4354.185\cdot 10^3 \text{ кВт·сағ}$$

2-ші нұсқа

АТДЦН-500000/500/220 автотрансформаторлардағы энергия шығыны

$$\Delta W_{Б} = 220\cdot 8760 = 1927.2\cdot 10^3\, кВт\cdot саг$$

$$P_{к.т.ж.к} = P_{к.т.ок} = P_{к.т.тк} = 0{,}5\cdot P_{к.т.жк-тк} = 0{,}5\cdot 1050 = 525 кВт$$

$$\Delta W_{МЖК} = \frac{525}{500^2\cdot 0{,}8^2}\cdot (201{,}4^2\cdot 14\cdot 180 + 205^2\cdot 10\cdot 180 + 158{,}6^2\cdot 14\cdot 185 + 179{,}9^2\cdot 10\cdot 185) =$$

$$= 1352.4\cdot 10^3\, кВт\cdot саг)$$

$$\Delta W_{МОК} = \frac{525}{500^2\cdot 0{,}8^2}\cdot (106.66^2\cdot 14\cdot 180 + 133.33^2\cdot 10\cdot 180 + 80^2\cdot 14\cdot 185 + 93.33^2\cdot 10\cdot 185) =$$

$$= 298.743\cdot 10^3\, кВт\cdot саг)$$

$$\Delta W_{МТК} = \frac{525}{500^2\cdot 0{,}8^2}\cdot (151^2\cdot 14\cdot 180 + 170^2\cdot 10\cdot 180 + 155^2\cdot 14\cdot 185 + 173^2\cdot 10\cdot 185) =$$

$$= 726.63\cdot 10^3\, кВт\cdot саг)$$

$$\Delta W_{АТ} = (1352.4 + 298.743 + 726.63)\cdot 10^3 = 2377.773\cdot 10^3 \text{ кВт·сағ}$$

ТДЦ-250000/500 күштік трансформаторының болаттағы энергияның жылдық шығыны

$$W_{б} = P_{б..ж.}\cdot 8760 = 205\cdot 8760 = 1795{,}8\cdot 10^3\, кВт\cdot саг$$

ТР-дегі тармақталған мыс орамындағы энергияның жылдық шығыны

$$\Delta W_M = \frac{P_{K\cdot T}}{S^2_{ном}\cdot\cos^2\varphi}\cdot(P^2_{TP(0-9)^{3\cdot t}(0-9)+(19-24)}\cdot Ку + P^2_{TP(9-19)k\cdot t(9-19)k}\cdot Ку + P^2_{TP(0-9)ж(0-9)+(19-24)ж}\cdot Жу +$$

$$+ P^2_{TP(9-19)ж(9-19)ж}\cdot Жу) = \frac{590}{250^2\cdot 0{,}8^2}\cdot(151^2\cdot 16\cdot 180 + 170^2\cdot 10\cdot 180 + 155^2\cdot 14\cdot 185 + 173^2\times$$

$$\times 10\cdot 185) = 3179.006\cdot 10^3\, кВт\cdot саг$$

Нұсқаларды технико-экономикалық салыстыру:

2.11-кесте

Бөліктердің атауы	Бірліктің есептік құны,ш.б.	1-нұсқа		2-нұсқа	
		бір.саны. дана	қосынды ш.б.	бір.саны. дана	қосынды ш.б.
1. Трансформатор ТДЦ-250000/220	316*α $\alpha=1{,}3$	3	1232,4	-	-
2.Автотрансформатор АТДЦН-500000/500/220	700*α $\alpha=1{,}4$	1	980	-	-
3. ТДЦ-250000/500	420* α $\alpha=1{,}3$	2	1092	-	-
4.ЖТҚ ұяшығы 220 кВ	20	4	80	-	-
5.Автотрансформатор АТДЦН-500000/500/220	700*α $\alpha=1{,}4$			1	980
6.Трансформатор ТДЦ-250000/220	316* α $\alpha=1{,}3$			3	1232.4
7. ТДЦ-250000/500	420* α $\alpha=1{,}3$			3	1638

8. АТҚ ұяшығы 500 кВ	30			3	
Барлығы:			3384,4		3940,4

Мұндағы $P_a+P_o=(6,4+2)\%=8,4\%=0,084$

Энергия шығынының құны

$U_{шыг}=\beta\cdot\Delta W, \beta=0.0115$ ш.б./кВт·сағ

1-ші нұсқа үшін

$\Delta W_Б=1\cdot1927.2\cdot10^3+2\cdot1795,8\cdot10^3+3\cdot1813\cdot10^3=11985,8\cdot10^3$ кВт·сағ

$\Delta W_М=1\cdot2377.773\cdot10^3+2\cdot3179.006\cdot10^3+3\cdot3385.7\cdot10^3=22007,3\cdot10^3$ кВт·сағ

$\Delta W=\Delta W_Б+\Delta W_М=11985,8\cdot10^3+22007,3\cdot10^3=33993,1\cdot10^3$ кВт·сағ

2-ші нұсқа үшін

$\Delta W_Б=1\cdot1927.2\cdot10^3+3\cdot1795,8\cdot10^3+3\cdot1813\cdot10^3=12957,8\cdot10^3$ кВт·сағ

$\Delta W_М=1\cdot2377.773\cdot10^3+3\cdot3179.006\cdot10^3+3\cdot3385.7\cdot10^3=22071,891\cdot10^3$ кВт·сағ

$\Delta W=\Delta W_Б+\Delta W_М=12753\cdot10^3+22071.891\cdot10^3=34824.891\cdot10^3$ кВт·сағ

2.11-кесте

Шығындар	1-нұсқа	2-нұсқа
1. Есептік қаржы салымы. Қ.ш.б	3024,4	3780
2. Амортизацияға шығару $U_a+U_{кк}$ ш.б.	$0,084\cdot 3024,4=254,04$	$0,084\cdot 3780=317.52$
3. Энергия шығынының	$0,0115\cdot 33993,1\cdot10^3=390,92$	$0,0115\cdot 34824.891\cdot10^3=$

құны, $U_{шығ}$ ш.б.		400.48
4. Минималды шығынды келтіру 3 min, ш.б.	0,12· 3024,4 +254,04+ +390,921= 1040,9	0,12· 3780 +317.52+400.48 =1171.6

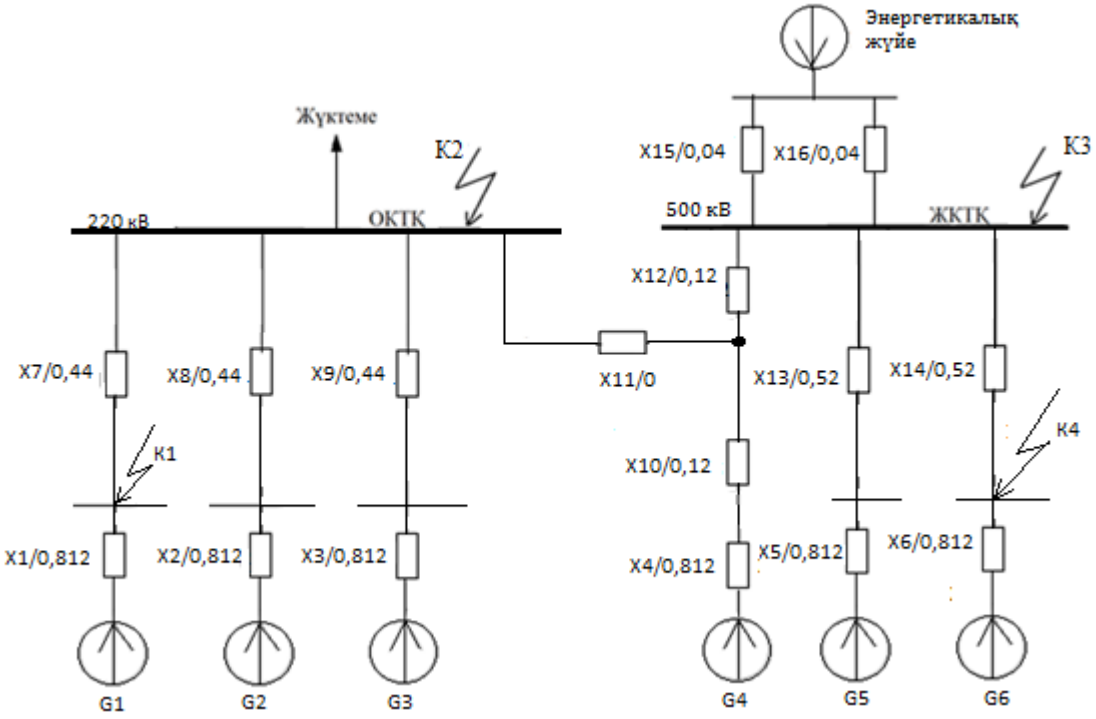
1-ші және 2-ші нұсқалардың шығындарының арасындағы айырмашылығы төмендегі өрнекпен анықталады

$$З_{\min\%} = \frac{1171.6 - 1040,9}{1040,9} \cdot 100\% = 12\% > 5\%$$

болғандықтан 1-ші нұсқа тиімді болып табылады.

Қысқа тұйықталу токтарын есептеу

Қысқа тұйықталу токтарын есептеуді ыңғайлы қылу үшін алмастыру сұлбасын құрамыз. Электр станцияның құрлымдық сұлбасына байланысты алмастыру сұлбасы келесі түрде болады.



Сурет – 2.5 Станцияның электрлік бөлігінің орынбасу сұлбасы

Сұлбада белгіленген К-1, К-2, К-3, К-4 қысқа тұйықталу тоғын есептейміз.

Кедергілерді есептеу барысында базалық қуатты $S_б$=1000 МВА шамасын алдым.

G1, G2, G3, G4, G5, G6 генераторларының кедергілері:

$$x_1 = x_2 = x_3 = x_4 = x_5 = x_6 = x''_d * \frac{S_б}{S_{ном}} = 0{,}191 \cdot \frac{1000}{235} = 0.812 \text{ сб}$$

Т1, Т2, Т3 трансформатордың кедергілері:

$$X_7 = x_8 = x_9 = \frac{Uk\% \cdot S_б}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{11 \cdot 1000}{100 \cdot 250} = 0{,}44 \text{ сб}$$

Т5, Т6 трансформатордың кедергілері:

$$X_{13} = x_{14} = \frac{Uk\% \cdot S_б}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{13 \cdot 1000}{100 \cdot 250} = 0{,}52 \text{ сб}$$

Автотрансформатор кедергілері:

$$x_{ТЖ\%} = 0{,}5 \cdot (U_{КЖ\text{-}О\%} + U_{КЖ\text{-}Т\%} - U_{КО\text{-}Т\%}) = 0{,}5 \cdot (0+12-0) = 6\%$$

$$x_{ТО\%} = 0{,}5 \cdot (U_{КЖ\text{-}О\%} + U_{КО\text{-}Т\%} - U_{КЖ\text{-}Т\%}) = 0{,}5 \cdot (0+0-12) = -6\%$$

$$x_{ТТ\%} = 0{,}5 \cdot (U_{КО\text{-}Т\%} + U_{КЖ\text{-}Т\%} - U_{КЖ\text{-}О\%}) = 0{,}5 \cdot (0+12-0) = 6\%$$

$$x_{10} = \frac{X_{т\%} \cdot S_б}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{6 \cdot 1000}{100 \cdot 500} = 0{,}12 \text{ сб}$$

$$x_{11} = \frac{Uk\% \cdot S_б}{100 \cdot S_{ном}} = 0 \text{ сб}$$

$$x_{12} = \frac{Uk\% \cdot S_б}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{6 \cdot 1000}{100 \cdot 500} = 0{,}12 \text{ сб}$$

Желі кедергісі :

$$x_{15} = x_{16} = \frac{X_{сал} \cdot l}{2} \cdot \frac{Sб}{U^2 ср} = \frac{0{,}4 \cdot 50}{2} \cdot \frac{1000}{500^2} = 0{,}04 \text{ сб}$$

К-1 нүктесіндегі қысқа тұйықталу тоғын есептеу

$x_{17} = x_6 + x_{14} = 0{,}812 + 0{,}52 = 1{,}332$

$x_{18} = x_5 + x_{13} = 0.812 + 0.52 = 1{,}332$

$$x_{19} = x_{17} // x_{18} = \frac{X17 * X18}{X17 + X18} = \frac{1{,}332 * 1{,}332}{1{,}332 + 1{,}332} = 0.66$$

$$x_{20} = x_{15} // x_{16} = \frac{X16 * X15}{X16 + X15} = \frac{0{,}04 * 0.04}{0.04 + 0.04} = 0.02$$

$$x_{21} = x_{19} // x_{20} = \frac{X20 * X19}{X20 + X19} = \frac{0.02 * 0.66}{0.02 + 0.66} = 0{,}019$$

$x_{22} = x_{21} + x_{12} = 0{,}019 + 0{,}12 = 0{,}139$

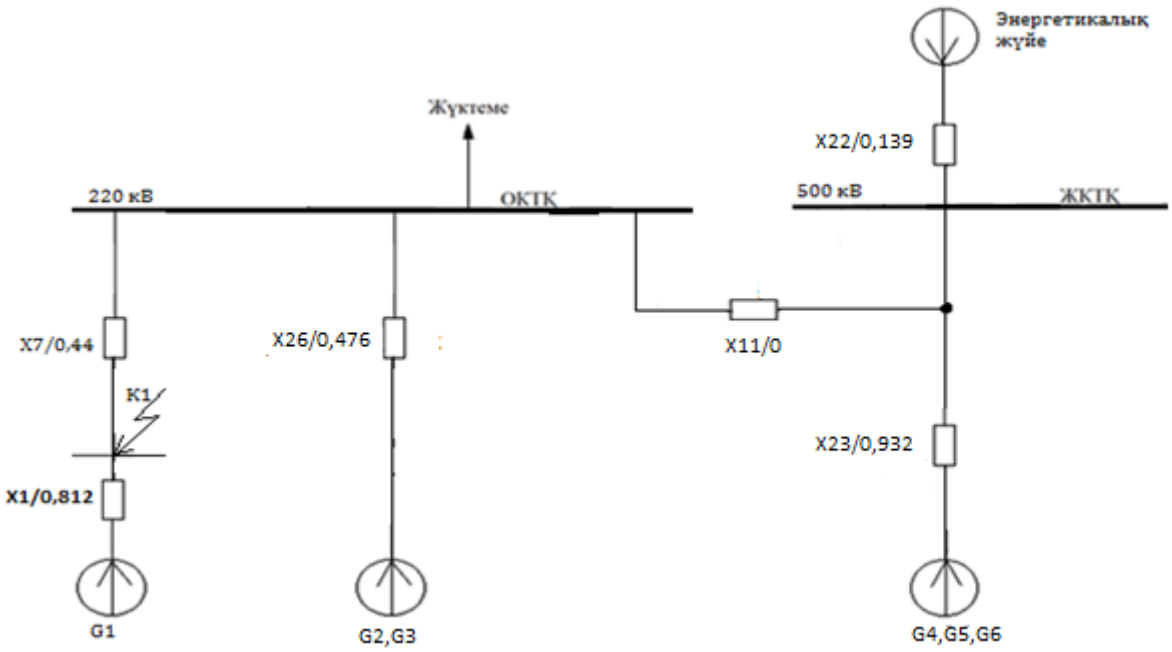
$x_{23} = x_4 + x_{10} = 0{,}12 + 0{,}812 = 0{,}932$

$x_{24} = x_3 + x_9 = 0{,}812 + 0{,}44 = 0{,}952$

$x_{25} = x_2 + x_8 = 0{,}812 + 0{,}44 = 0{,}952$

$$x_{26} = x_{24} // x_{25} = \frac{X24 * X25}{X24 + X25} = \frac{0{,}952 * 0.952}{0.952 + 0.952} = 0{,}476$$

Сұлба келесідей түрге енеді:



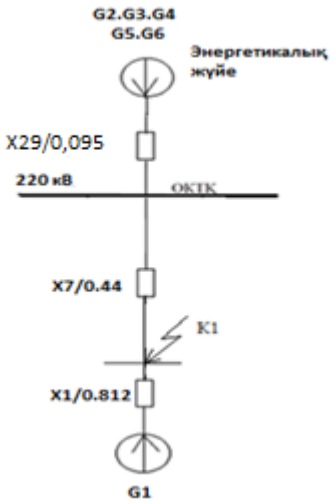
Сурет – 2.6. Алмастыру сұлбасының қарапайымдатылған түрі.

$$x_{27} = x_{22}//x_{23} = \frac{X22*X23}{X22+X23} = \frac{0.139*0.932}{0.139+0932} = 0,12$$

$$x_{28} = x_{27}+x_{11}=0,12+0= 0,12$$

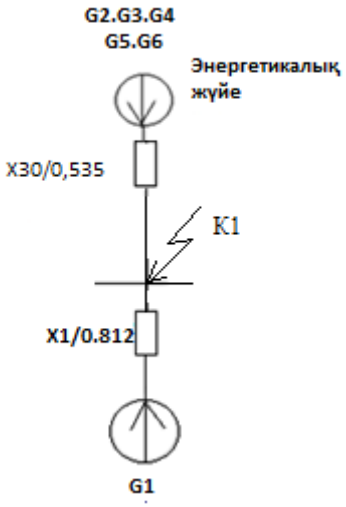
$$x_{29} = x_{26}//x_{28}= \frac{X26*X28}{X26+X28} = \frac{0.476*0.12}{0.476+0.12} = 0,095$$

Сұлба келесідей түрге енеді:



Сурет – 2.9. Алмастыру сұлбасының қарапайымдатылған түрі.

$$x_{30} = x_{29}+x_{7}=0,095+0.44 = 0,535$$



Сурет – 2.8. Алмастыру сұлбасының қарапайымдатылған түрі.

К1 қысқа тұйықталу тоғы тарату құрылғысында болғандықтан $U_{орк1}$ = 15.75 кВ-қа тең.

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3}\ U_{срк1}} = \frac{1000}{\sqrt{3}\cdot 15.75} = 36.71 \text{ кА}$$

Периодикалық құраушының бастапқы мәні :

$$I_{П0} = \frac{E_0^{\backslash\backslash}}{X_p}\ I_b$$

G1 генераторының тоғы:

$$I_{П01} = \frac{E_0^{\backslash\backslash}}{X_1}\ I_b = \frac{1,13}{0,812}\cdot 36,71 = 51,08 \text{ кА}$$

G2,G3,G4, G5,G6 генераторларының және жүйенің тоқтары

$$I_{П02} = \frac{E_0^{\backslash\backslash}}{X_{эо}}\ I_b = \frac{1,13}{0,535}\cdot 36,71 = 77,53 \text{ кА}$$

К1 нүктесіндегі қысқы тұйықталу тоқтарының қосындысы:

$$I_{П0К1} = 51,08 + 77,53 = 128,61 \text{ кА}$$

К-1 нүктесі үшін қысқа тұйықталуының соққы тоғы:

$$i_y = \sqrt{2}\cdot k_y \cdot I_{n0}$$

G1,G2,G3,G4,G5,G6 генераторлары үшін: k_y = 1,969(Ә.Т.2,149 бет. 3,7 таблица)

$$i_{y1} = \sqrt{2}\cdot k_y \cdot I_{n01} = \sqrt{2}\cdot 1.969\cdot 51.08 = 142.23 \text{ кА}$$

Энергожүйеде: k_y = 1,85(Ә.Т.2,145 бет. 3,8 таблица)

$$i_{y2} = \sqrt{2}\cdot k_y \cdot I_{n02} = \sqrt{2}\cdot 1,85\cdot 77,53 = 202,84 \text{ кА}$$

Жалпы соққы тоғы: $i_y = i_{y1} + i_{y2}$ = 142,23 + 202,84 = 345,07 кА

Генератордағы номиналды ағып жатқан ток келесі түрде анықталады:

$$I_ж = \frac{S_{Ген}}{\sqrt{3}\ U_{ном}} = \frac{235}{\sqrt{3}\cdot 15,75} = 8,61 \text{кА}$$

Апаттан кейін

$$I_{MAX} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3}\ U_{ном} \cdot 0{,}95 Cos\varphi ном} = \frac{200 \cdot 10^6}{\sqrt{3}\ 15.75 \cdot 0{,}85 \cdot 10^3\ 0{,}95} = 9{,}07 \text{ кА}$$

Табылған мәндерга қарап коммутациялық аппараттарды таңдаймын:

Ажыратқыштар мен айырғыштарды таңдау

Енді осы мәндерді ескере отырып ажыратқыш таңдасақ ВВГ-20-160/20000 (Uном=20 кВ, Iном=12500 А, tотк=0,14)

$$\tau = t_{РК} + t_{ОТК} = 0{,}01 + 0{,}14 = 0{,}15 \text{ с}$$

G1,G2,G3,G4,1G5,G6 генераторларының перидикалық құраушылары ТВВ-200-2 үшін Та=0.31 (Ә.Т.2,149 бет. 3,7 таблица)

$$i_{ntG1G2G3} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,G1G2G3} \cdot e^{\frac{-t}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 51{,}08 \cdot e^{\frac{-0.15}{0.31}} = 44{,}49 \text{ кА}$$

Қысқа тұйықталу тогының толық квадраттық импульсі:

$$B_K = I^2{}_{n,0,k3} \cdot \left(t_{айыр} + T_a\right) = 51{,}08^2 \cdot \left(0{,}14 + 0{,}31\right) = 1174{,}12 \text{ кА}^2\text{с}$$

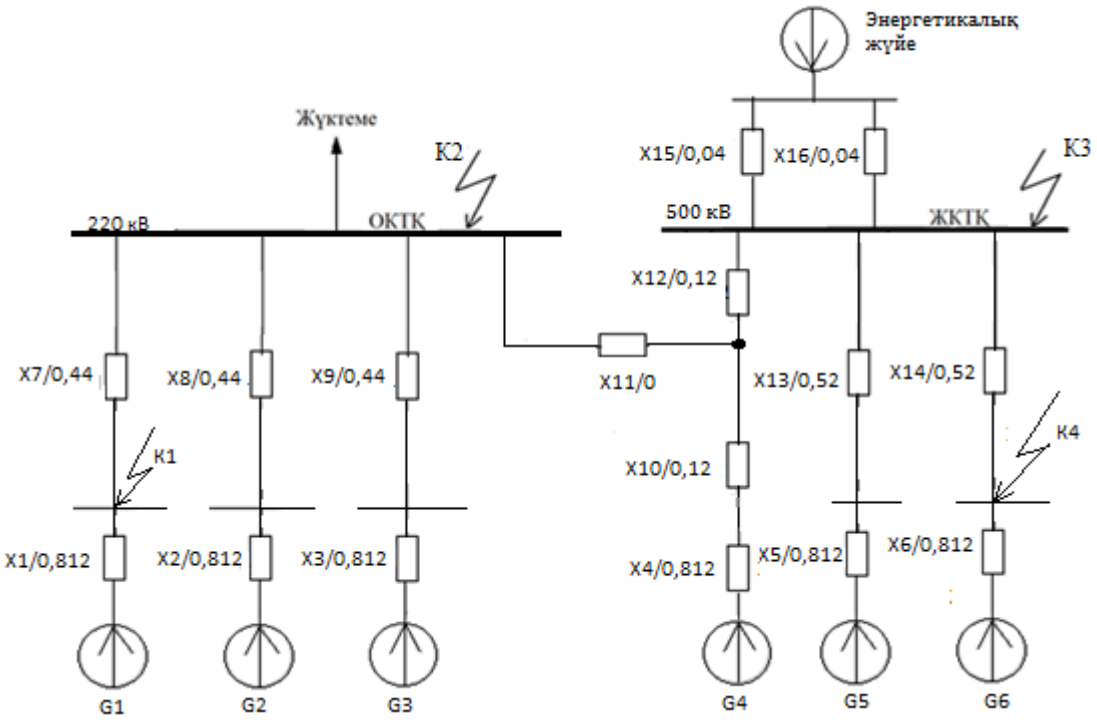
ҚТ тогының әсерінен желіде тоқтың өсуіне байланысты келесі генераторлық ажыратқыш пен айырғышты таңдаймыз: ВВГ-20-160/20000У3 және РВП-20/12500

2.14 кесте – Ажыратқыштар мен айырғыштарды таңдау

Менің есептегенім	Ажыратқыш ВВГ-20-160/20000У3	Айырғыш РВП-20/12500
$U_{НОМ}$ =15,75 кВ	$U_{НОМ}$ =20 кВ	$U_{НОМ}$ =15 кВ
I_{MAX} =9,07 кА	$I_{НОМ}$ =12,5 кА	$I_{НОМ}$ =12,5
$I_{n,\tau}$ =44,49 кА	$I_{ОТК,НОМ}$ =160 кА	
$\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + I_{a,\tau} =$ $\sqrt{2} \cdot 44{,}49 = 62{,}91$кА	$\sqrt{2} \cdot I_{ОТК,НОМ} \cdot \left(\frac{\beta_H}{100} + 1\right) =$ $\sqrt{2} \cdot 160 \cdot \left(\frac{20}{100} + 1\right) = 271.52$кА	
I_{n0K}=128,61 кА	$I_{дин}$ =160 кА	

i_y=345,07 кА	$t_{дин} = 410$ кА	$I_{дин}$=490 кА
$B_K = 1174{,}2\,кА^2 с$	$I^2_{n,0} \cdot (t_{ОТК} + T_a) =$ $160^2 \cdot 4 = 102400\ \ кА^2 \cdot с$	$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} = 180^2 \cdot 4 =$ $132496 кА^2 \cdot с$

К-2 нүктесіндегі қысқа тұйықталу тоғын есептеу



Сурет – 2.9. Станцияның электрлік бөлігінің алмастыру сұлбасы

К-2 нүктесіндегі қысқа тұйықталу тоғын есептеу

$x_{17} = x_6 + x_{14} = 0{,}812 + 0{,}52 = 1{,}332$

$x_{18} = x_5 + x_{13} = 0.812 + 0.52 = 1{,}332$

$x_{19} = x_{17} // x_{18} = \frac{X17 * X18}{X17 + X18} = \frac{1{,}332 * 1{,}332}{1{,}332 + 1{,}332} = 0.66$

$x_{20} = x_{15} // x_{16} = \frac{X16 * X15}{X16 + X15} = \frac{0{,}04 * 0.04}{0.04 + 0.04} = 0.02$

$$x_{21} = x_{19}//x_{20} = \frac{X20*X19}{X20+X19} = \frac{0.02*0.66}{0.02+0.66} = 0,019$$

$$x_{22} = x_{21}+x_{12} = 0,019+0,12 = 0,139$$

$$x_{23} = x_4+x_{10} = 0,12+0,812 = 0,932$$

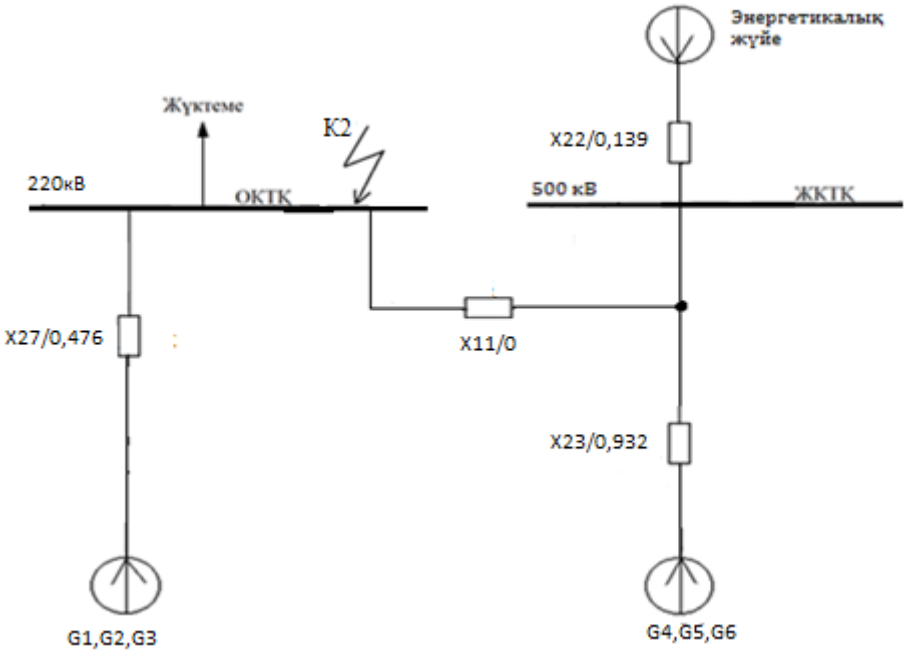
$$x_{24} = x_3+x_9 = 0,812+0,44 = 1,252$$

$$x_{25} = x_2+x_8 = 0,812+0,44 = 1,252$$

$$x_{26} = x_1+x_7 = 0,812+0,44 = 1,252$$

$$x_{27} = x_{24}//x_{25}//x_{26} = \frac{1,252*1,252*1,252}{1,252+1,252+1,252} = 0,476$$

Сұлба келесідей түрге енеді:

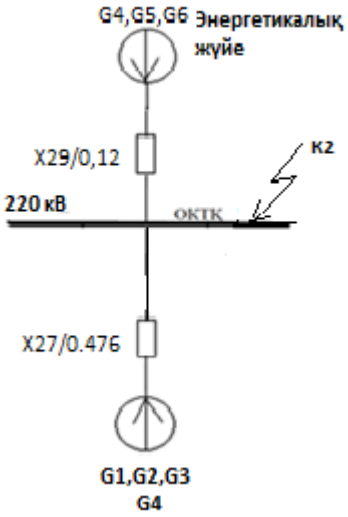


Сурет – 2.10 Алмастыру сұлбасының қарапайымдатылған түрі.

$$x_{28} = x_{22}//x_{23} = \frac{X22*X23}{X22+X23} = \frac{0.139*0.932}{0.139+0932} = 0,12$$

$$x_{29} = x_{27}+x_{11} = 0,12+0 = 0,12$$

Сұлба келесідей түрге енеді:



Сурет – 2.11 Алмастыру сұлбасының қарапайымдатылған түрі.

К2 қысқа тұйықталу тоғы 220 кВ-тық тарату құрылғысында болғандықтан $U_{орк1}$ = 230 кВ-қа тең.

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3}\ U_{срк1}} = \frac{1000}{\sqrt{3}\cdot 230} = 2{,}51\ кА$$

G1,G2,G3,G4 генераторларының тоғы:

$$I_{П01} = \frac{E_0''}{X_{27}}\ I_b = \frac{1{,}13}{0.52}\cdot 2{,}51 = 5{,}45\ кА$$

G4, G5 генераторларының және жүйенің тоқтары

$$I_{П02} = \frac{E_0''}{X_{29}}\ I_b = \frac{1{,}13}{0.12}\cdot 2{,}51 = 23{,}63\ кА$$

К1 нүктесіндегі қысқы тұйықталу тоқтарының қосындысы:

$$I_{П0К1} = 5{,}45 + 23{,}63 = 29{,}08 кА$$

К-1 нүктесі үшін қысқа тұйықталуының соққы тоғы:

$$i_y = \sqrt{2}\cdot k_y \cdot I_{n0}$$

G1-G6 генераторлары үшін: k_y = 1, (Ә.Т.2,149 бет. 3,7 таблица)

$$i_{y1} = \sqrt{2}\cdot k_y \cdot I_{n01} = \sqrt{2}\cdot 1.969 \cdot 5{,}45 = 15{,}17 кА$$

Энергожүйеде: $k_y = 1$, (Ә.Т.2,150 бет. 3,8 таблица)

$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n02} = \sqrt{2} \cdot 1{,}85 \cdot 23{,}63 = 61{,}82$ кА

Жалпы соққы тоғы: $i_y = i_{y1} + i_{y2} = 15{,}17 + 61{,}82 = 76{,}99$ Ка

Генератордағы номиналды ағып жатқан ток келесі түрде анықталады:

$$I_ж = \frac{S_{Ген}}{\sqrt{3}\, U_{ном}} = \frac{235}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0{,}59\text{кА}$$

Апаттан кейін

$$I_{MAX} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3}\, U_{ном} \cdot 0{,}95 Cos\varphi ном} = \frac{200 \cdot 10^6}{\sqrt{3}\ 230 \cdot 0{,}85 \cdot 10^3\ 0{,}95} = 0{,}62 \text{ кА}$$

Табылған мәндерга қарап коммутациялық аппараттарды таңдаймын:

Енді осы мәндерді ескере отырып элегазды ажыратқыш таңдасақ ВГТ-220-40/3150У1(Uном=252 кВ, Iном=3150 А, tотк=0,005)

$$\tau = t_{РК} + t_{ОТК} = 0{,}01 + 0{,}005 = 0{,}015 \text{ с}$$

G1,G2,G3,G4,G5,G6 генераторларының перидикалық құраушылары ТВВ-200-2 үшін Та=0.31 (Ә.Т.2,149 бет. 3,7 таблица)

$$i_{ntG1-G6} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,G1-G6} \cdot e^{\frac{-t}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 5{,}45 \cdot e^{\frac{-0.015}{0.31}} = 8{,}08\text{кА}$$

Қысқа тұйықталу тогының толық квадраттық импульсі:

$$B_K = I^2_{n,0,k3} \cdot \left(t_{айыр} + T_a\right) = 5{,}45^2 \cdot (0{,}005 + 0{,}31) = 9{,}35 \text{ кА}^2\text{с}$$

Табылған мәндерга қарап коммутациялық аппараттарды таңдаймын:

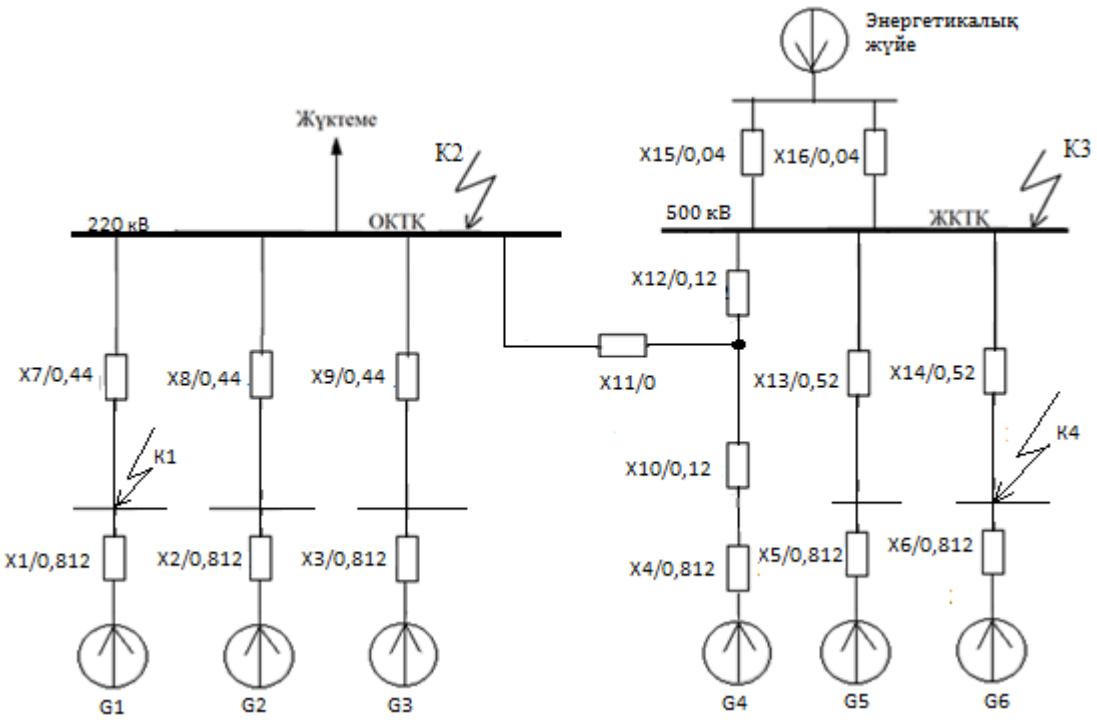
Ажыратқыштар мен айырғыштарды таңдау

ҚТ тоғының әсерінен желіде токтың өсуіне байланысты келесі генераторлық ажыратқы пен айырғышты таңдаймын: ВГТ-220-40/3150У1 және РДЗ-220/200

2.14-кесте. ВГТ-220-40/3150У1 ажыратқыш пен РДЗ-220/200 айырғышының параметрлері

Менің есептегенім	Ажыратқыш ВГТ-220-40/3150У1	Айырғыш РДЗ-220/200
$U_{НОМ}$ =220 кВ	$U_{НОМ}$ =252 кВ	$U_{НОМ}$ =220 кВ
$I_{МАХ}$ =0,62кА	$I_{НОМ}$ =3,15кА	$I_{НОМ}$ =2000 А
$I_{n,\tau}$ =8,08 кА	$I_{ОТК,НОМ}$ =40 кА	
$\sqrt{2}\cdot I_{n,\tau}+I_{a,\tau}=$ $\sqrt{2}\cdot 8{,}08=11{,}426$кА	$\sqrt{2}\cdot I_{ОТК,НОМ}\cdot\left(\frac{\beta_H}{100}+1\right)=$ $\sqrt{2}\cdot 40\cdot\left(\frac{55}{100}+1\right)=84{,}84$кА	
$I_{n0К}$=29,08 кА	$I_{дин}$=220 кА	
$i_у$=76,99 кА	$t_{дин}=102$ кА	$I_{дин}$= 100 кА
$B_К$ =9,35 кА^{2}с	$I^2{}_{n,0}\cdot(t_{ОТК}+T_a)=$ $220^2\cdot 0{,}315=15246\ кА^2\cdot с$	$I^2{}_{ТЕР}\cdot t_{ТЕР}=220^2\cdot 4=$ $193600 кА^2\cdot с$

К-3 нүктесіндегі қысқа тұйықталу тоғын есептеу



Сурет – 2.12 Станцияның электрлік бөлігінің алмастыру

К-3 нүктесіндегі қысқа тұйықталу тоғын есептеу

$X_{17} = x_1+x_7 = 0{,}812+0{,}44 = 1{,}252$

$X_{18} = x_3+x_9 = 0{,}812+0{,}44 = 1{,}252$

$X_{19} = x_2+x_8 = 0{,}812+0{,}44 = 1{,}252$

$x_{20} = x_{17}//x_{19}//x_{19} = \frac{1{,}252*1{,}252*1{,}252}{1{,}252+1{,}252+1{,}252} = 0{,}52$

$x_{21} = x_{20}+x_{11} = 0+0{,}52 = 0{,}52$

$x_{22} = x_{15}+x_{16} = 0.04+0.04 = 0{,}08$

$x_{23} = x_4+x_{10} = 0.812+0.12 = 0{,}932$

$x_{24} = x_{23}//x_{21} = \frac{X23*X21}{X23+X21} = \frac{0{,}52*0{,}932}{0{,}52+0{,}932} = 0.33$

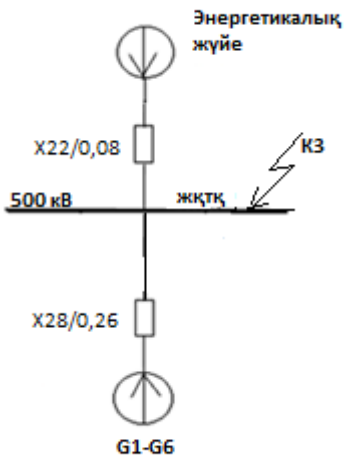
$x_{25} = x_{24}+x_{12} = 0{,}33+0{,}12 = 0{,}45$

$x_{26} = x_6+x_{14} = 0{,}812+0{,}52 = 1{,}332$

$x_{27} = x_5+x_{13} = 0{,}812+0{,}52 = 1{,}332$

$x_{28} = x_{25}//x_{26}//x_{27} = \frac{X25*X26*X27}{X26+X26+X27} = \frac{0{,}45*1{,}332*1{,}332}{0{,}45+1{,}332+1{,}332} = 0{,}26$

Сұлба келесідей түрге енеді:



Сурет – 2.15 Алмастыру сұлбасының қарапайымдатылған түрі.

К3 қысқа тұйықталу тоғы 500 кВ-тық тарату құрылғысында болғандықтан $U_{орк1}$ = 500 кВ-қа тең.

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3}\ U_{срк1}} = \frac{1000}{\sqrt{3}\cdot 500} = 1{,}15\ кА$$

G1, G2, G3,G4,G5 және G4 генераторларының тоғы:

$$I_{П01} = \frac{E_0^{\backslash\backslash}}{X_{28}}\ I_b = \frac{1{,}13}{0.26}\cdot 1{,}15 = 4{,}99\ кА$$

Жүйенің тоғы:

$$I_{П02} = \frac{E_0^{\backslash\backslash}}{X_{22}}\ I_b = \frac{1}{0.08}\cdot 1{,}15 = 14{,}375\ кА$$

К1 нүктесіндегі қысқы тұйықталу токтарының қосындысы:

$$I_{П0К1} = 4{,}99 + 14{,}375 = 19{,}365\ кА$$

К-1 нүктесі үшін қысқа тұйықталуының соққы тоғы:

$$i_y = \sqrt{2}\cdot k_y \cdot I_{n0}$$

Г1 мен Г2 генераторлары үшін: k_y = 1,969 (Ә.Т.2,149 бет. 3,7 таблица)

$$i_{y1} = \sqrt{2}\cdot k_y \cdot I_{n01} = \sqrt{2}\cdot 1{,}969\cdot 4{,}99 = 13{,}89\ кА$$

Энергожүйеде: k_y = 1,85 (Ә.Т.2,150 бет. 3,8 таблица)

$$i_{y2} = \sqrt{2}\cdot k_y \cdot I_{n02} = \sqrt{2}\cdot 1{,}85\cdot 14.375 = 37{,}60\ кА$$

Жалпы соққы тоғы: $i_y = i_{y1} + i_{y2}$ = 13,89 + 37,6 = 51,49 кА

Генератордағы номиналды ағып жатқан ток келесі түрде анықталады:

$$I_ж = \frac{S_{Ген}}{\sqrt{3}\ U_{ном}} = \frac{235}{\sqrt{3}\cdot 500} = 0{,}27кА$$

Апаттан кейін

$$I_{MAX} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3}\ U_{ном} \cdot 0{,}95 Cos\varphi ном} = \frac{200 \cdot 10^6}{\sqrt{3}\ 500 \cdot 0{,}85 \cdot 10^3\ 0{,}95} = 0{,}28 \text{ кА}$$

Табылған мәндерга қарап коммутациялық аппараттарды таңдаймын:

Енді осы мәндерді ескере отырып элегазды ажыратқыш таңдасақ ВГУ-500Б-40/3150У1/ХЛ1(Uном=500 кВ, Iном=3150 А, tотк=0,05)

$$\tau = t_{РК} + t_{ОТК} = 0{,}01 + 0{,}05 = 0{,}06 \text{ с}$$

G1,G2,G3,G4,G5,G6 генераторларының перидикалық құраушылары ТВВ-200-2 үшін Та=0.31 (Ә.Т.2,149 бет. 3,7 таблица)

$$i_{ntG1-G6} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,G1-G6} \cdot e^{\frac{-t}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 4{,}99 \cdot e^{\frac{-0.06}{0{,}31}} = 8{,}56 \text{ кА}$$

Қысқа тұйықталу тогының толық квадраттық импульсі:

$$B_K = I^2{}_{n,0,k3} \cdot \left(t_{айыр} + T_a\right) = 4{,}99^2 \cdot \left(0{,}05 + 0{,}31\right) = 26{,}37 \text{ кА}^2\text{с}$$

Табылған мәндерга қарап коммутациялық аппараттарды таңдаймын:

Ажыратқыштар мен айырғыштарды таңдау

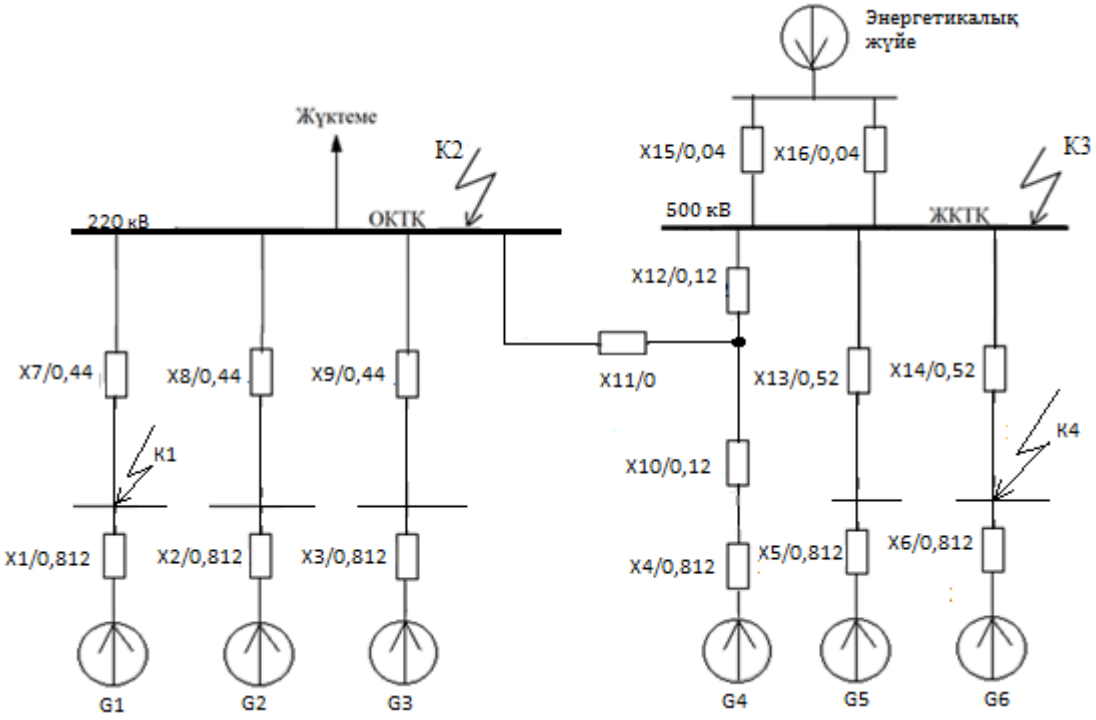
ҚТ тогының әсерінен желіде тоқтың өсуіне байланысты келесі генераторлық ажыратқы пен айырғышты таңдаймын: ВГУ-500Б-40/3150У1/ХЛ1жане РНВ-500/160

2.14-кесте. ВГТ-220-40/3150У1 ажыратқыш пен РНВ-500/160 айырғышының параметрлері

Менің есептегенім	Ажыратқыш ВГУ-500Б-40/3150У1/ХЛ1	Айырғыш РНВ-220/200
$U_{НОМ}$ =500 кВ	$U_{НОМ}$ =500 кВ	$U_{НОМ}$ =500 кВ
I_{MAX} =0,28кА	$I_{НОМ}$ =3,15кА	$I_{НОМ}$ =3200А
$I_{n,\tau}$ =8,56 кА	$I_{ОТК,НОМ}$ =40 кА	
$\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + I_{a,\tau} =$ $\sqrt{2} \cdot 8{,}56 = 12{,}105$кА	$\sqrt{2} \cdot I_{ОТК,НОМ} \cdot \left(\frac{\beta_H}{100} + 1\right) =$ $\sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(\frac{60}{100} + 1\right) = 90{,}50$кА	

I_{n0K}=19,365 кА	$I_{дин}$=40 кА	
i_y=51,49 кА	$t_{дин}$ = 102 кА	$I_{дин}$ = 160 кА
B_K =26,37 кА^{2}с	$I^2_{n,0} \cdot (t_{OTK} + T_a) =$ $500^2 \cdot 0{,}315 = 90000$ $кА^2 \cdot с$	$I^2_{TEP} \cdot t_{TEP} = 160^2 \cdot 4 =$ $102400 кА^2 \cdot с$

К-4 нүктесіндегі қысқа тұйықталу тоғын есептеу



Сурет – 2.14 Станцияның электрлік бөлігінің орынбасу сұлбасы

К-4 нүктесіндегі қысқа тұйықталу тоғын есептеу

$X_{17} = x_1 + x_7 = 0{,}812 + 0{,}44 = 1{,}252$

$X_{18} = x_3 + x_9 = 0{,}812 + 0{,}44 = 1{,}252$

$X_{19} = x_2 + x_8 = 0{,}812 + 0{,}44 = 1{,}252$

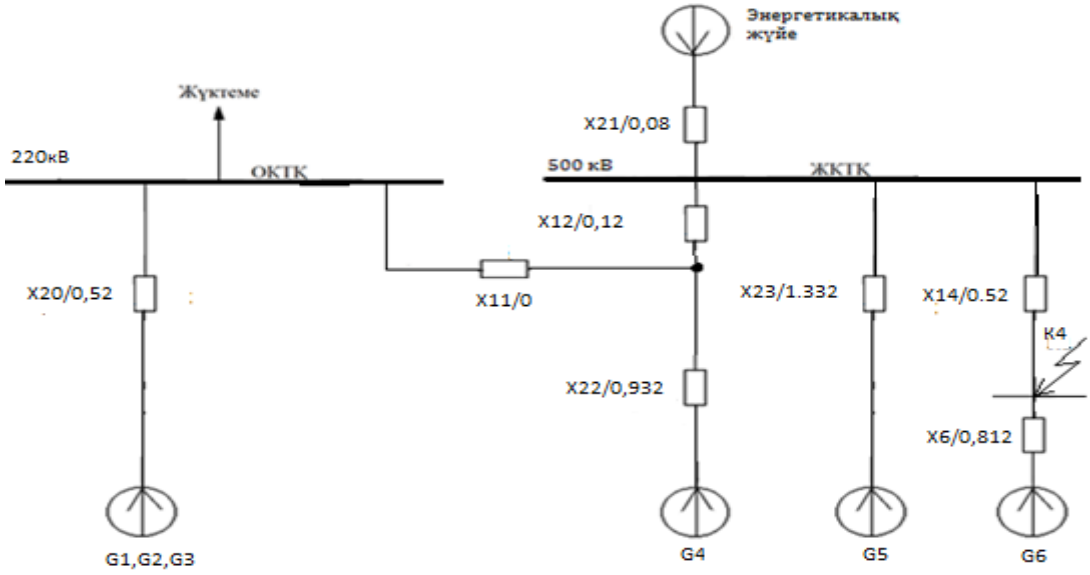
$x_{20} = x_{17} // x_{19} // x_{19} = \frac{1{,}252 * 1{,}252 * 1{,}252}{1{,}252 + 1{,}252 + 1{,}252} = 0{,}52$

$x_{21} = x_{15} + x_{16} = 0.04 + 0.04 = 0{,}08$

$x_{22} = x_4 + x_{10} = 0.812 + 0.12 = 0{,}932$

$x_{23} = x_5 + x_{13} = 0{,}812 + 0{,}52 = 1{,}332$

Сұлба келесідей түрге енеді:



Сурет – 2.15 Алмастыру сұлбасының қарапайымдатылған түрі.

$x_{24} = x_{20} + x_{11} = 0 + 0{,}52 = 0{,}52$

$$x_{25} = x_{24} // x_{22} = \frac{X24 * X22}{X24 + X22} = \frac{0{,}52 * 0{,}932}{0{,}52 + 0{,}932} = 0.33$$

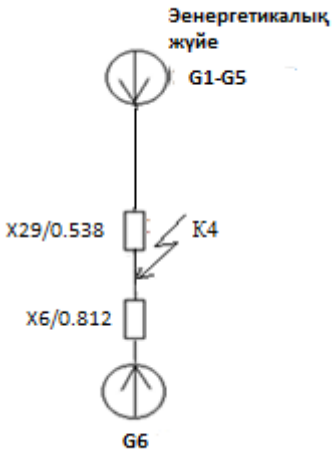
$x_{26} = x_{25} + x_{12} = 0{,}33 + 0{,}12 = 0{,}45$

$$x_{27} = x_{26} // x_{21} = \frac{X26 * X21}{X26 + X21} = \frac{0{,}45 * 0{,}08}{0{,}45 + 0.08} = 0.06$$

$$x_{28} = x_{27} // x_{23} = \frac{X27 * X23}{X27 + X23} = \frac{0{,}06 * 1.332}{0{,}06 + 1.332} = 0.056$$

$x_{29} = x_{28} + x_{14} = 0{,}056 + 0{,}52 = 0.538$

Сұлба келесідей түрге енеді:



Сурет – 2.17 Алмастыру сұлбасының қарапайымдатылған түрі.

К4 қысқа тұйықталу тоғы тарату құрылғысында болғандықтан $U_{орк1}$= 15.75 кВ-қа тең

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3}\ U_{срк1}} = \frac{1000}{\sqrt{3}\cdot 15{,}75} = 36{,}71 \text{ кА}$$

G6 генераторының тоғы:

$$I_{П01} = \frac{E_0^{\backslash\backslash}}{X_{29}}\ I_b = \frac{1{,}13}{0.538}\cdot 36{,}71 = 77.08 \text{ кА}$$

G1-G5 генераторының және жүйенің тоғы:

$$I_{П02} = \frac{E_0^{\backslash\backslash}}{X_6}\ I_b = \frac{1{,}13}{0{,}812}\cdot 36{,}71 = 51.08 \text{кА}$$

К4 нүктесіндегі қысқы тұйықталу токтарының қосындысы:

$$I_{П0К1} = 77.08 + 51.08 = 128{,}16 \text{ кА}$$

К-4 нүктесі үшін қысқа тұйықталуының соққы тоғы:

$$i_y = \sqrt{2}\cdot k_y \cdot I_{n0}$$

Генераторлары үшін: k_y = 1,975 (Ә.Т.2,149 бет. 3,7 таблица)

$$i_{y1} = \sqrt{2}\cdot k_y \cdot I_{n01} = \sqrt{2}\cdot 1.975 \cdot 77{,}08 = 215{,}28 \text{ кА}$$

Г3 генераторы үшін: k_y = 1, (Ә.Т.2,150 бет. 3,8 таблица)

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n02} = \sqrt{2} \cdot 1{,}85 \cdot 51{,}08 = 119{,}06 \text{ кА}$$

Жалпы соққы тоғы: $i_y = i_{y1} + i_{y2} = 119{,}06 + 215{,}28 = 334{,}34$ кА

Генератордағы номиналды ағып жатқан ток келесі түрде анықталады:

$$I_ж = \frac{S_{Ген}}{\sqrt{3}\ U_{ном}} = \frac{235}{\sqrt{3} \cdot 15{,}75} = 0{,}27\text{кА}$$

Апаттан кейін

$$I_{MAX} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3}\ U_{ном} \cdot 0{,}95 Cos\varphi ном} = \frac{200 \cdot 10^6}{\sqrt{3}\ 15{,}75 \cdot 0{,}85 \cdot 10^3\ 0{,}95} = 0{,}28 \text{ кА}$$

Табылған мәндерге қарап коммутациялық аппараттарды таңдаймын:

Ажыратқыштар мен айырғыштарды таңдау

Енді осы мәндерді ескере отырып ажыратқыш таңдасақ ВВГ-20-160/20000 (Uном=20 кВ, Iном=12500 А, tотк=0,14)

$$\tau = t_{РК} + t_{ОТК} = 0{,}01 + 0{,}14 = 0{,}15 \text{ с}$$

G1,G2,G3,G4,1G5,G6 генераторларының перидикалық құраушылары ТВВ-200-2 үшін Та=0.31 (Ә.Т.2,149 бет. 3,7 таблица)

$$i_{ntG1G2G3} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,G1G2G3} \cdot e^{\frac{-t}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 77{,}01 \cdot e^{\frac{-0.15}{0.31}} = 67{,}15 \text{ кА}$$

Қысқа тұйықталу тогының толық квадраттық импульсі:

$$B_K = I^2_{n,0,k3} \cdot \left(t_{айыр} + T_a\right) = 77{,}01^2 \cdot \left(0{,}14 + 0{,}31\right) = 2668{,}74 \text{ кА}^2\text{с}$$

ҚТ тоғының әсерінен желіде тоқтың өсуіне байланысты келесі генераторлық ажыратқыш пен айырғышты таңдаймыз: ВВГ-20-160/20000У3 және РВП-20/12500

2.14 кесте – Ажыратқыштар мен айырғыштарды таңдау

Менің есептегенім	Ажыратқыш ВВГ-20-160/20000У3	Айырғыш РВП-20/12500
$U_{НОМ}$ =15,75 кВ	$U_{НОМ}$ =20 кВ	$U_{НОМ}$ =15 кВ

I_{MAX} =0,28 кА	$I_{НОМ}$ =12,5 кА	$I_{НОМ}$ =12,5
$I_{n,\tau}$ =67,13 кА	$I_{ОТК,НОМ}$ =160 кА	
$\sqrt{2}\cdot I_{n,\tau}+I_{a,\tau}=$ $\sqrt{2}\cdot 67{,}13=94{,}93$кА	$\sqrt{2}\cdot I_{ОТК,НОМ}\cdot\left(\frac{\beta_H}{100}+1\right)=$ $\sqrt{2}\cdot 160\cdot\left(\frac{20}{100}+1\right)=271.52$кА	
I_{n0K}=128,16 кА	$I_{дин}$=160 кА	
i_y=334,34 кА	$t_{дин}=410$ кА	$I_{дин}$=490 кА
B_K =2668,74 $кА^2 с$	$I^2_{n,0}\cdot(t_{ОТК}+T_a)=$ $160^2\cdot 4=102400\ \ кА^2\cdot с$	$I^2_{ТЕР}\cdot t_{ТЕР}=180^2\cdot 4=$ $132496 кА^2\cdot с$

Тоқ және кернеу трансформаторларын таңдау

Тоқ трансформаторының таңдау шарттары:

- $U_{КОН}\le U_{НОМ}$
- $I_{НОМ.Есептік}\le I_{НОМ}$

Дәлдік класымен:

- $i_y\le i_{дин}$
- $B_K\le I^2_{ТЕР}\cdot t_{ТЕР}$

2.20 кесте – К-1 нүктесі үщін ТШВ-15-УЗ ток трансформаторын таңдаймыз

К-1 мәндері	Трансформатор мәндері
$U_{конд}$ =10 кВ	$U_{НОМ}$ =15 кВ
$I_{НОМ.Есептік}$ =7,56 кА	$I_{НОМ}$ =8000 А
i_y=335,93 кА	$i_{дин}$=450 кА

$B_K = 2096{,}28\ кА^2 с$	$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} = 19200\ кА^2 с$

2.21 кесте – К-2 нүктесі үщін ТФЗМ110Б-III ток трансформаторын таңдаймыз

К-2 мәндері	Трансформатор мәндері
$U_{НОМ} = 110$ кВ	$U_{НОМ} = 110$ кВ
$I_{НОМ.Есептік} = 6{,}47$ кА	$I_{НОМ} = 2000$А
$i_y = 25{,}73$ кА кА	$i_{дин} = 212$ кА
$B_K = 15{,}29\ кА^2 с$	$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} = 108\ кА^2 с$

2.22 кесте – К-3 нүктесі үщін ТФЗМ 220Б-III ток трансформаторын таңдаймыз

К-3 мәндері	Трансформатор мәндері
$U_{НОМ} = 220$ кВ	$U_{НОМ} = 220$ кВ
$I_{НОМ.Есептік} = 295{,}53$ А	$I_{НОМ} = 1200$ А
$i_y = 11{,}074$ кА	$i_{дин} = 100$ кА
$B_K = 3{,}2\ кА^2 с$	$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} = 4609{,}92\ кА^2 с$

2.23 кесте – К-4 нүктесі үщін ТШВ-24-УЗ ток трансформаторын таңдаймыз

К-1 мәндері	Трансформатор мәндері
$U_{НОМ} = 10$ кВ	$U_{НОМ} = 24$ кВ
$I_{НОМ.Есептік} = 6{,}469$ кА	$I_{НОМ} = 24000$ А
$i_y = 143{,}43$ кА	$i_{дин} = 450$ кА

$B_K = 35{,}966\ кА^2 с$	$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} = 4800\ кА^2 с$

Енді кернеу трансформаторын тандау шарттары:

- $U_{КОН} \leq U_{НОМ}$

- конструкциясымен және орамының қосылу схемасымен;

- дәлдік класымен;

- $S_{2РАС} \leq S_{2НОМ}$

2.24 – кесте. Кернеу трансформаторларының параметрлері:

1-кернеу трансформаторы	2-кернеу трансформаторы	3-кернеу трансформаторы	4-кернеу трансформаторы
$U_Н = 10$ кВ	$U_Н = 110$кВ	$U_Н = 220$кВ	$U_Н = 10$кВ
$U_{1Н} = 10$кВ	$U_{1Н} = 110$кВ	$U_{1Н} = 220$кВ	$U_{1Н} = 10$кВ
$U_{2Н} = 10$	$U_{2Н} = 110$кВ	$U_{2Н} = 220$кВ	$U_{2Н} = 10$кВ
$S_{пред} = 630$ ВА	$S_{пред} = 2000$ ВА	$S_{пред} = 2000$ ВА	$S_{пред} = 400$ ВА
НОМ-10-66	НКФ-110-58	НКФ-220-58	НТМИ-10-66

3. Өмір тіршілік қауіпсіздігі бөлімі

3.1 ГРЭС Құрылғыларын пайдалануда техника қауіпсіздігін сақтау ережелері және шаралары

Жұмыс шарттары адамның денсаулығын және жұмыс қабілетін анықтайды. Жұмыс шартының жағдайы өндірістік факторлардың болуымен анықталады.

КЭС-тің цехтарыңда өзіңдік өндірістік факторлары. Физикалық өндіріс факторларына

- қозғалмалы механизмдер, өндіріс жабдықтарының қозғылатын бөліктері, орын ауыстыратын бұйымдар, жұмыс орнының орналасуының жерден айтарлықтай биіктіктегі өткір жиектері, жоғары шаңдылық және ауаның газдануы;
- жабдықтар беттерінің, ауаның температурасының жоғарылауы; - шу деңгейінің жоғарылауы, діріл.

Химиялық өндіріс факторларына адамға токсикалық, тітіркендіруші әсер беретін заттар жатады.

Психофизиологиялық өндіріс факторларына физикалық шамадан тыс жүктелу жатады.

Еңбек шартының анализі өндіріс факторларын зертеудің барлық кешенін болжайды.

КЭС-тегі шу және дірілмен күресуді, жұмыс орнын, жабдықтарды жобалау барысында қарастыру керек. Бұл үшін ұйымдастырушылық, техникалық және медико-профилактикалық шаралар қолданылады. Ұйымдастырушылық шараларға өндірістік бөлімдердің, жабдықтар мен жұмыс орындарының рационалды орналастыру, жұмысшылардың еңбегі мен дем алысын үнемі бақылау, жабдықтарды және санитарлық-гигиеналық талаптарға сай емес жұмыс орындарын қолдануды шектеу.

Техникалық шаралар бұл факторлардың жұмысшыларға әсерін елеулі төмендетуге мүмкіндік береді. Жабдықтарды құру барысында шу мен діріл деңгейін олардың пайда болу көздерде төмендетуге ұмтылу қажет. Бұл соққы әсерін соққысыз әсермен ауыстыру арқылы, иілгіш байланыстарды қолданумен, жабдықтарды діріл сөндіргіш негіздерге орналастыру қондыру жолдарымен іске асады. Жабдықтарға техникалық қызмет көрсету, ескірген бөліктерді ауыстыру, айқасу және ұрылуды жоққа шығару сияқты жағдайлардың маңызы өте жоғары. Егер шу көзінде шу және діріл деңгейі жағары болса, жабдықтың немесе жұмыс орнының оқшауламасы және дыбыс жұтқыш материалдарды қолдану шаралары да қолданылады. Шудан оқшаулау қабықтың, экранның, қоршаулардың көмегімен іске асады. Шуды оқшаулағыш қоршаулардың дыбыс толқынын шағылыстырып, шудың таралуына кедергі жасайды. Қоршаудың дыбыстан оқшаулау қабілеті оның өлшемдеріне, орналасуына, материалына және т.с.с. тәуелді. Дыбысты жұту құбылысы шудың тербелмелі энергиясының жылулық энергияға айналуымен түсіндіріледі. Шудың көп мөлшерде жұтылуын саңылаулы және перфорирленген материалдар, мата қамтамасыз етеді.

Қажетті жағдайларда шу және дірілмен күресу үшін жеке қорғаныс құралдары қолданылады. Шулы бөлмелерде қорғағыш қақпақ, дыбыс жойғыштар, құлақшындар, арнайы бас киімдер қолданылады.

Өндірістік жабдықтар шығарылатын шуды азайту үшін, келесі шаралар қолданылады:

- бас пана, қабырға, шамдарды, терезелерді, қақпаларды, есіктерді жобалау барысында қажетті шу оқшауламасын қамтамасыз ете алатын материалдар мен құрылымдарды қолдану;
- аэродинамикалық шуды төмендету үшін дыбыс жойғышты қолдану;

- шулы құрылғыны орналастыру барысында арнайы шудан оқшауланған бокстарды және шудан оқшаулағыш қабықтарды орнату;
- шу көздерін экрандау;

КЭС жабдықтары үшін жобалау барысында шу және дірілді төмендетудің келесі шараларын қарастырамыз:

- барлық бөгеттердің қатаңдық қабырғаларын тұрғызумен бірге мықты төсеніштерге бекіту, ал каналдар мен есіктерді турбогенератор негіздеріне бекіту;
- турбина конденсаторларының діріл оқшауламасы;
- жоғарғы қысым құбырларындағы бу қозғалысының жылдамдығы ең аз шу әсерінің шектерінен алынады;
- арматура дыбыс оқшаулағыш қабықтарға қосылады:
- генератордың монтаждық сақиналарының дыбыс жұтқыш

қабықтарына щеткасыз қоздырғыштарсыз қосылу;

- желдеткіштерді діріл оқшаулағыш негіздерге орнату;
- желдеткіш құрылғыларды желдеткіш камераларында орнату;
- аэродинамикалық шудың шу жойғыштарын кондицианирлеу жүйесінің сору және қажау ауа жүргізгіштерінде орнату;
- жабдықтың жылулық оқшауламасы дыбыс жұтқыш жабыны болып та табылады.

Оқшауланған бөлмеге шудың өтуін азайту үшін келесі құрылысакустикалық шаралар қарастырылады:

- жабындардың қабырғаларын, қоршауларды, есіктерді, терезелерді, басқару қалқанының бақылаукабиналарын және т.б жобалау барысында қажетті материалдар мен құрылымдарды қолдану;
- трубопроводтардың (құбырлардың) беттерінде дыбыс оқшаулағыш және дірілдемпфирлейтін жабындарды қолдану;
- турбогенраторлардың діріл оқшауламасы үшін жүзгіш еденді қолдану;
- механикалық желдету және ауаны кондицианирлеу жүйелерінде шу жұтқыштарды қолдану.

3.2 ГРЭС тегі зиянды заттардың атмосфераға сейілуін есептеу және санитарлы-қорғаныс зонасын құру.

Мұнараның минималды биіктігі, жергілікті аймақ үшін төменгі формуламен жіберілетін шектік концентрация бойынша есептеледі (ПДКсс):

$$C_м = \frac{AMFmn\eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_Г \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 113 \cdot 1 \cdot 1{,}067 \cdot 1 \cdot 1}{118^2 \cdot \sqrt[3]{282 \cdot 202}} = 0{,}045\ мг/м^3$$

мұндағы *H* – мұнараның жер бетінен биіктігі, *м*;

A – атмосфералық температураның стратификациясына тәуелді коэффициент: бұл коэффициент Қазақстан үшін *A* = 200;

M – қалдық көлемі (атмосфераға таралатын зиянды заттар мөлшері), *г/с*;

F - коэффициент, зиянды заттардың атмосфера ауасына тұну жылдамдығы

F = 2 егер, тазарту әсерлілігі 90% артық болса;

F = 2,5 егер, тазарту әсерлілігі 75 – 90%;

F = 3 егер, тазарту әсерлілігі 75% дейін немесе жоқ кезде;

m және *n* - коэффициенттер, зиянды газ қосылыстарының қалдық көзінен шығуына тәуелді;

η - коэффициент, жер бедеріне тәуелді (тегіс жер үшін η = 1);

ПДК – жығарылушы зиянды заттардың шектік концентрациясы, *мг/ м3*;

$C_ф$ –атмосферадағы зиянды заттар концентрациясы, *мг/ м3*;

$V_Г$– газауалы қосынды көлемі, *м3/с*, қалдық көзінің ауданы (*м2*) (мұнара қимасының ауданы), газауалы қоспаның мұнарадан шығатын орташа жылдамдығына (*W, м/с*) байланысты;

ΔT – шығарылатын газауалық қоспаның температурасы $T_Г$ мен қоршаған ортаның ауасының T_B температурасы арасындағы айырмашылық.

$$V_Г = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot W \qquad (4.2)$$

мұндағы D - газауалы қоспаны шығаратын мұнараның диаметрі, м;

w_0- құбырдан шығатын қоспаның орташа жылдамдығы, м/с.

m және n еселеуіштерінің мәндері f, $\upsilon_м$, $\upsilon`_м$ және f_e көрсеткіш теріне байланысты анықталады:

$$f = 1000 \cdot \frac{W^2 \cdot D}{H^2 \cdot \Delta T} = 1000 \cdot \frac{25^2 \cdot 5}{130^2 \cdot 144} = 128$$

$$\Delta T = T_г - T_в = 167 - 23 = 144℃$$

$$V_Г = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot W = \frac{3{,}14 * 5^2}{4} * 25 = 490$$

$$v_M = 0{,}65\sqrt[3]{\frac{V \cdot \Delta T}{H}} = 0{,}65 * \sqrt[3]{\frac{490 * 144}{130}} = 5{,}3.$$

$$\sigma_\mu = 1.3 * \frac{\omega_0 * D}{H} = 1.3 * \frac{25 * 5}{130} = 1.25$$

$$f_c = 800(\sigma_\mu)^3 = 800 * 1.25^3 = 1562$$

m еселеуіші f параметріне байланысты келесі кейіптемемен анықталады: f<100 болғанда:

$$m = \frac{1}{0{,}67+0{,}1\cdot\sqrt{f}+0{,}34\cdot\sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0{,}67+0{,}1\sqrt{128}+0{,}34\cdot\sqrt[3]{128}} = 0.87 \qquad (4.6)$$

n еселеуіші f<100 болғанда $\upsilon_м$ параметріне байланысты келесідей анықта-лады:

$\upsilon_м \geq 2$ болғанда n=1

Зиянды заттардың жергілікті концентрациясының ең жоғарғы мәні:

$$C_м = \frac{AMFmn\eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_Г \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 86.041 \cdot 1 \cdot 0.87 \cdot 1 \cdot 1}{130^2 \cdot \sqrt[3]{490 \cdot 144}} = 0.022\, мг/м^3$$

Қалдық көзінен қолайсыз метеорологиялық жағдайларда жергілікті концентрация $c_м$, мг/м^3, өзінің ең жоғарғы мәніне жететін $x_м$, м, ара қашық-тықтығы келесі кейіптемемен анықталады:

$$C_М = \frac{5-F}{4} * d * H = \frac{5-1}{4} * 21 * 130 = 2730\, м,$$

$$d = 7 * \sqrt{\sigma_m} * \left(1 + 0.28 * \sqrt[3]{f}\right) = 7 * \sqrt{5.3} * \left(1 + 0.28 * \sqrt[3]{128}\right) = 21.$$

мұндағы: өлшемсіз еселеуіш d;

f<100 болғанда келесі кейіптемемен анықталады:

$\upsilon_м$>2 болғанда зиянды заттардың жергілікті концентрациясы $c_м$ ең үлкен мәнге жететін флюгер деңгейінде (көбіне жер деңгейінен 10 м қашықтықта),

f<100 болған жағдайдағы қауіпті жылдамдықтың мәні келесі кейіптемемен анықталады, $\upsilon_м$>2 болғанда;

$$u_m = \sigma_\mu * \left(1 + 0.12 * \sqrt[3]{f}\right) = 5.3\left(1 + 0.12 * \sqrt[3]{128}\right) = 6\ м/с$$

Желдің қауіпті жылдамдығы $u_м$ кезінде атмосферадағы қалдық факелы осі бойынша қалдық көзінен әртүрлі х, м, ара қашықтықтағы зиянды заттардың жергілікті концентрациясы келесі кейіптememен анықталады:

$$c = s_1 * c_m,$$

мұндағы: s_1 – өлшемсіз еселеуіш, бұл шама F еселеуіші мен $x/x_м$ қатынасына байланысты келесі кейіптемелермен анықталады,

$\frac{x}{x_м} \leq 1$ болғанда

$$S_1 = 3 \cdot \left(\frac{x}{x_м}\right)^4 - 8 \cdot \left(\frac{x}{x_м}\right)^3 + 6 \cdot \left(\frac{x}{x_м}\right)^2 \quad (4.10)$$

$1 < \frac{x}{x_м} \leq 8$ болғанда

$$S_1 = \frac{1,13}{0,13 \cdot \left(\frac{x}{x_м}\right)^2 + 1} \quad (4.11)$$

$\frac{x}{x_м} \geq 8$ болғанда

$$S_1 = \frac{\frac{x}{x_м}}{3,58 \cdot \left(\frac{x}{x_м}\right)^2 - 35,2 \cdot \left(\frac{x}{x_м}\right) + 120} \quad (4.12)$$

$\frac{x}{x_м} = 0.5$

$$S_1 = 3 * (0.5)^4 - 8 * (0.5)^3 + 6 * (0.5)^2 = 0.6875;$$

$$C_1 = 0.6875 * 0.022 = 0.015\ мг/м^3$$

$\frac{x}{x_м} = 1$

$$S_1 = 3 * (1)^4 - 8 * (1)^3 + 6 * (1)^2 = 1;$$

$$C_1 = 1 * 0.022 = 0.022\ мг/м^3$$

$\frac{x}{x_м} = 3$

$$S_1 = \frac{1.13}{0.13 * 3^2 + 1} = 0.5201;$$

$$C_1 = 0.5207 * 0.022 = 0.011\ мг/м^3$$

$$\frac{X}{X_M} = 6$$

$$S_1 = \frac{1.13}{0.13 * 6^2 + 1} = 0.4414;$$

$$C_1 = 0.4414 * 0.022 = 0.0098\, мг/м^3$$

$$\frac{X}{X_M} = 8$$

$$S_1 = \frac{1.13}{0.13 * 8 + 1} = 0.1212;$$

$$C_1 = 0.1212 * 0.022 = 0.0026\, мг/м^3$$

$$\frac{X}{X_M} = 10$$

$$S_1 = \frac{10}{3.58 * 10^2 - 35.2 * 10^2 + 120} = 0.079;$$

$$C_1 = 0.079 * 0.022 = 0.0017\, мг/м^3$$

$$\frac{X}{X_M} = 15$$

$$S_1 = \frac{10}{3.58 * 15^2 - 35.2 * 15^2 + 120} = 0.038;$$

$$C_1 = 0.038 * 0.022 = 0.0017\, мг/м^3$$

Өндіріс орнының санитарлы қорғаныс зонасын анықтау келесі формула арқылы жүргізіледі:

$$L = L_0 \cdot \frac{P}{P_0} \qquad (4.13)$$

мұндағы L – санитарлы қорғаныс зонасының есептік өлшемі

L_0 – берілген бағыттағы ауданның есептік өлшемі, мұнда улы заттар концентрациясы ШРК-дан көп болады;

Р – қаралған румбаның орташажылдықтағы қайталанатын жел бағыты;

Ро – шеңберлік желдер розасы кезіндегі бір румбаның қайталануы, %;

$P_0 = \frac{100}{8} = 12.5\%$ кезіндегі румбаның жел бағытының қайталануы , сегіз румбалы жел раушаны кезінде ;

$\frac{x}{x_i} = 4.5; L_0 = 4.5 * x_m = 4.5 * 2730 = 12285\,м,$

Солтүстік: $L^с = L_0 * \frac{P^с}{P_0} = 12285 * \frac{7}{12.5} = 6789\,м,$

Батыс: $L^Б = L_0 * \frac{P^Б}{P_0} = 12285 * \frac{10}{12.5} = 9828\,м,$

Оңтүстік: $L^О = L_0 * \frac{P^О}{P_0} = 12285 * \frac{12}{12.5} = 11793\,м,$

Шығыс: $L^ш = L_0 * \frac{P^ш}{P_0} = 12285 * \frac{14}{12.5} = 13760\,м,$

Солтүстік-Батыс: $L^{СБ} = L_0 * \frac{P^{СБ}}{P_0} = 12285 * \frac{8}{12.5} = 7862\,м,$

Оңтүстік-Шығыс: $L^{ОШ} = L_0 * \frac{P^{ОШ}}{P_0} = 12285 * \frac{25}{12.5} = 24570\,м,$

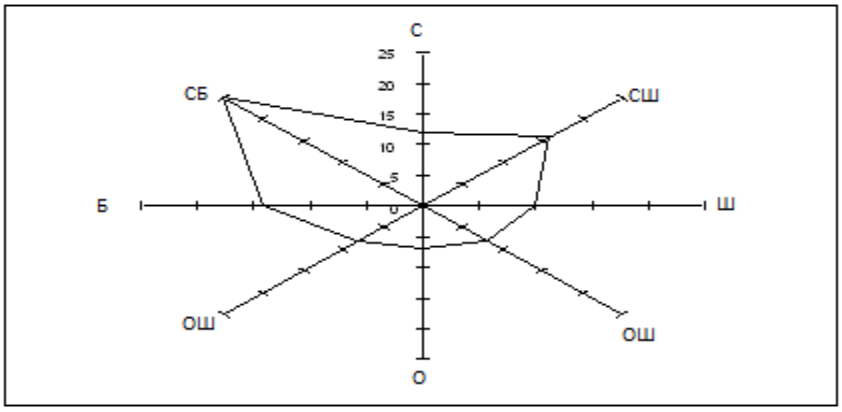
Оңтүстік-Батыс: $L^{ОБ} = L_0 * \frac{P^{ОБ}}{P_0} = 12285 * \frac{16}{12.5} = 15724\,м,$

Солтүстік-Шығыс: $L^{СШ} = L_0 * \frac{P^{СШ}}{P_0} = 12285 * \frac{8}{12.5} = 7862\,м,$

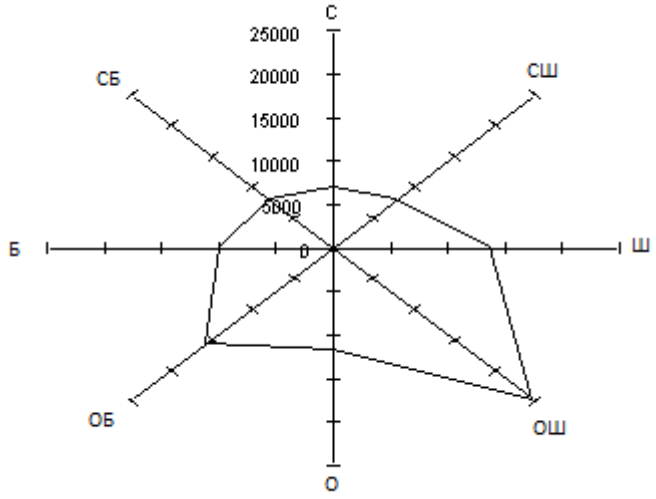
Кесте 4.5 – Бағыттар бойынша желдің соғуы

	С	СШ	Ш	ОШ	О	ОБ	Б	СБ
Р,%	9	12	7	23	16	20	7	6
L, м	6789	7862	13760	24570	11793	15724	9828	7862

Санитарлы-қорғау аумағының I класы таңдалады (1000-2000 м және одан аса).



Сурет 4.1 – Жел раушаны



Сурет 4.2 – Санитарлы қорғау аймағы

3.3. КЭС тағы өрт қауіпсіздік ережелеріне , қорғану шараларына талдау жүргізу.

3.3 Өрт қаупі. Өрттен қорғау жүйесі – адамдардың өрттен сақтануына және өрттен болатын шығынды шектеу мақсатына бағытталған ұйымдастырылған іс-шаралар және техникалық құралдар кешені.

Өрт және жарылыстарды болдырмау үшін, алдымен жанғыш және жарылысқа қауіпті ортаның пайда болу мүмкіндігін жою, сондай-ақ жанғыш ортада тұтандыру көздерін болдырмау керек. Бұл міндеттер өндіріс құрамдарын және технологиялық үрдістерді жобалау сатысында, сондай-ақ өндірістерді пайдалану үрдісінде шешеді. Өрт әртүрлі себептерден пайда болады және көптеген материалдық құндылықтардың шығынына әкеліп соғады, кейбір жағдайда адамдардың өліміне себеп болады.

Ғимараттардың құрылыс үрдісіндегі өрттің таралу себебі болып газ немесе электрпісіргіш жұмыстарын жүргізген кезде өрт қауіпсіздігі ережелерінің бұзылуы болып табылады.

Мекемелерде үлкен көлемде жағу майлары, отындар, жарылысқа қауіпті жанғыш газдар және сұйықтар қолданылады. Техникалық үрдістерде термиялық құрылғылар, балқытылған металл, ашық жалын пайдаланады.

Көптеген үрдістерде өрт және жарылыстың себебі болып табылатын ұшқын және жану бөлінеді. Өрт және жарылыс әдеттегідей көлемді жоспарланған шешімдердегі қателіктердің, құралдардағы ақаулардың болуы, жұмысты ұйымдастырудағы және қызметкерлер іс-әрекетіне жеткіліксіз бақылаудың болуынан пайда болуы мүмкін.

Кәсіпорындарда өрттің және жарылыстың негізгі себептері болып табылатындар:

- электр құрылғыларының эксплуатация ережесінің бұзылуы;
- электр құрылғыларының істен шығуы;
- техникалық құрылғыларының істен шығуы;
- материалдың өздігінен жануы;
- пеш құрылғыларының эксплуатация ережелерінің бұзылуы;
- пісіру жұмыстары;
- өртке бейғам қарау (темекі шегу, қыздырғыш приборларды қараусыз қалдыру т.б);
- желдеткіш жүйелердің істен шығуы және дұрыс құрастырылмауы.

Егер нақтыласақ, өрттің пайда болуының негізгі себептері:

- ғимараттарды салу және жобалау кезіндегі жіберілген қателіктер;
- өндіріс қызметкерлерінің өрт қауіпсіздігінің қарапайым шараларын сақтамауы;
- электр құрылғыларын эксплуатация кезіндегі жұмыс үрдісінде қауіпсіздігін сақтамау;

Тұтасымен алғанда іс жүзінде өртке әкеліп соғатындар:

- тексеру кезінде анықталғандай қызметкерлердің өрт қауіпсіздігіне қойылатын талаптарды есепке алмауы;
- белгілі және түсінікті өрт қауіпсіздік ережелерін орындауға салақ қарауы.

Өрттің және жарылыстың алдын алу жүйесіндегі негізгі бағыт болып жарылысты және өртті жою және оның алдын алу шараларын, өрттің

таралуын шектеу сферасын және адамдармен заттарды жанған ортадан көшірілуін қамтамасыз етуін қарастыратын өрт практикасы болып табылады.

Өрт және жарылыстың алдын алу және болдырмау шаралары мынандай қалыпты техникалық құжаттарда көрсетілген: МСТ, ҚНжЕ, ЕҚСЖ стандартында, типті өрт қауіпсіздік ережесінде, тұтынушылардың электр құрылғыларын техникалық эксплуатациялау ережелерінде, т.б.

Тұтасымен алғанда өндірістерде қолдануға тиісті өрттің алдын алу шараларын үш бағытта іріктеуге болады:

1. Өрт және жарылысты болдырмау:
   - өртке қауіпті және жанғыш ортаның пайда болуын алдын алу;
   - герметикалық құрылғыларды қолдану;
   - жанғыш және өртке қауіпті ортаны оқшаулау және шығару;
   - жұмыстық және авариялық желдеткішті пайдалану;
   - жанғыш зат массасын шектеу және оларды қауіпсіз орналастыру;
   - жану көзін жою;
   - сәйкес электр құрылғыларын қолдану;
   - от жұмыстарын реттеу;
   - найзағайдан қорғау құрылғылары;
2. Өрт және жарылыстан қорғау:
   - өртке және жарылысқа қарсы заттардың минимал қажетті сандарын құру;
   - өрт сигнализациясын, өрт техникасын және өртті сөндіру құралдарын қолдану;

Өрт кезінде түтінді құрту үшін, ғимараттың бөлмелерінен адамдарды көшіруді қамтамасыз ету мақсатында авариялық түтінге қарсы желдету жобаланады.

Түтінді шығару мынандай жағдайда қарастырылады:

- егер бөлмелер А, Б және В категорияларына жатқызылған болса, табиғи жарықтандырусыз тұрақты жұмыс орны бар әрбір өндірістік немесе қоймалық бөлмелерден механикаландырылған келтіргіштері жоқ, еденнен фрамугастына дейін 2,2 м және оданда биік деңгейде терезелердің жоғарғы жағынан фрамугті ашу үшін;
- ауданы 200 $м^2$ аз автоматты су немесе көбікті өрт сөндіру қондырғыларымен жабдықталған, А және Б категориялы бөлмелерден басқа;
- автоматты газды өрт сөндіру қондырғыларымен жабдықталған бөлмелерде;
- ауданы ≤ 36 $м^2$ зертханалықбөлмелерде.

Түтінді тарту жүйелерінің желдеткіштері шатырда және сыртқы қабырғаларда орналастырылады. Олар тормен қоршалуы керек.

Газды өрт сөндіргіш қондырғылармен қорғалатын бөлмелерден өрттен кейін түтін мен газдарды бөлменің төменгі аймағынан жасанды үрлеу қарастырылады.

Өрт кезінде түтінді және өрттен кейін газдарды шығару үшін авариялық және негізгі желдету жүйелері пайдаланылады.



4. Экономикалық бөлім

4.1 Бизнес жоспар КЭС-1200 МВт

КЭС – ға қойылатын қондырғылар 4.1.1 кестеге енгіземіз:

Кесте 4.1.1 Электр станцияның негізгі жабдықтары мен қондырғылары.

Станцияның қондырғылары	Саны
Электр генераторы (6х200)	6
Күштік трансформатор	5

Автотрансформатор	2

4.2 Электрэнергиясын тұтыну

Қазақстан аумағында тұрғылықты адам саны өсуімен байланысты энергетиканың қажетілігі арта түседі. Мәселен алдыңғы 2015 жылы Қазақстан аумағында электр энергиясын тұтыну көлемі 100,9 млрд.кВт/сағ-қа өсті. Әдетте бұл бастама емес себебі Қазақстан 2030 жылға 144,7 млрд. кВт/сағ құруын көздеп отыр.

Осыған орай Қазақстан аумағында атом электр станциясын салу қажеттілігі арта түседі. Еліміз экономикасының әрі қарай дамуын қамтамасыз ету үшін электр энергиясын өндіру көлемін 2030 жылға қарай 150,2 млрд. кВт/с-ға дейін жеткізу қажет. Онда 2030 жылға қарай ішкі қажеттілікті толық қамтамасыз ете отырып, экспорт әлеуеті 6 млрд. кВт/с-ны құрайтын болады. Осы орайда аталған жоспарларды жүзеге асыру мақсатында 2030 жылға дейін қолданыстағы қуаттарды қалпына келтіру және жаңа нысандардың құрылысы ескеріліп отыр. Оның ішінде таза көмір технологиясымен пайдаланылатын жылу электр стансаларының қуаты 7,2 ГВт-ға артады.

Кәзіргі таңда Қазақстан Республикасының аумағында 102 электрстанциясы жұмыс істеуде. Жалпы электр энергиясының 70%-ы ғимарат, 15%-ы тамақ, 10%-техникалық бұйымдар, 5%-ы жарықтандыруға кетеді екен. 2011 жылы 7 қалада автоматтандырылған есептеу санау жүйесі енгізілді.

Ең жоғары көрсеткіш электр энергиясын өндіру. 2011 жылы 86,2 млрд. кВт. сағатына, яғни, 1990 жылмен салыстырғанда көрсеткіш 4%-ға өсті. 2011 жыл электр энергиясын тұтыну 2011 жыл 88,1 млрд. кВт. сағат, бұл 2010 жылдан 6% көп. Энергетиканың Қазақстандағы компаниялары: «Маңғыстау атом-энергетикалық комбинаты», «Самрұқ-Энерго», «KEGOC», «Алатау Халық компаниясы», «Алматы Энергосбыт», «Алматы Энерго станциясы», «Ақтөбе ТЭЦ-і», «Астана Энергосбыт», «Атырау жарық», «Уран Энерго». Қазақстанда 70% электр энергиясы көмірден, 14,6% су ресурсынан, 10,6% газ және 4,9% мұнайдан өңделеді екен.

Бүгінгі күні елімізде ерекше өткір болып отырған мәселе - электр энергетикасы саласының негізгі құрал-жабдықтарының ескіруі. Электр стансаларындағы негізгі жабдықтардың ескіруі 70%-ды құраса, тарату жүйелері жабдықтарының 65 %-ы жарамсыз.

[Ә5.]

4.3 Қаржы жоспары

Кесте 4.3.1 - Электр станцияларының негізгі өндірістік қорларының құнын анықтау

Электрстанцияның түрі	КЭС
Орнатылған қуат, МВт	1200
Агрегат саны	6х200 МВт
Қаржы құю, доллар	184060000 доллар

Айналым қаржының есепке алғанда энерго бірлестіктердің негізгі өндірістік қоры.

$$K = 1,02 \sum K_{CT} \quad (4.3.1)$$

Мұндағы K_{CT} - электрлік станцияға қаржы құю.

$$K = 1,02 \cdot 184060000 = 187741200 \text{ доллар.}$$

Өнімнің өзіндік құны дегеніміз, ақшалай түрде болатын кәсіпкерліктің өндіріске шығындалған қаржыларының негізгі және айналым орнын толтыратын шығындар мен қажетті өнім шығаратын адамдар еңбегіне ақы төлеу, қоғамға қажетті өндіріс шығындары мен өнімнің сатылуының бір бөлігі. Өзіндік құны өндіріс шығынының өлшеуіші ғана емес, сонымен олардың реттеуіші. Онда еңбек өнімділігі деңгейі; негізгі қорларды пайдалану деңгейі; жабдықтар, шикізаттар, отын шығындары үнемділігі; өндірісті пайдалану және ұйымдастыру сапасы кешенді түрде көрсетіледі. Өзіндік құнды азайту қоғамдық өндірістің нәтижелілігін көбейтудің негізі және өндірістің пайдасы мен тиімділігін арттырудың бірден бір жолы. Өндірілетін электр энергияның өзіндік құнын есептегенде 1т газ үшін 20000 тг, ал 1 т мазут 45000 екенін есепке аламыз. Жылына шамамен 1800000 т отын жағылады деп есепке аламыз. Соның 80%-ы газ отыны қалған 20%-ы мазут қолданылады.

4.4 Электр энергиясының шығындарына байланысты ұстанымдарды анықтау

Энергия өндіретін ұйымдарда жылдық ұстанымдар: отынға кететін шығындардарды ескеретін, жалақы, негізгі қорлардың амортизациясы, жөндеу, қоғамдық және т.б. керек жарақтардың қосындысы деп қарастырамыз.

$$И_{CT} = \sum (И_T + И_{ЖТ} + И_A + И_{АЖ} + И_Ж + И_{С.Н}) \quad (4.4.1)$$

Мұндағы $И_T$ - отынға кеткен ұстанымдар, доллар/жыл;

$И_{ЖТ}$ - жалақыға кеткен ұстанымдар, доллар/жыл;

$И_{А}$ - аматризация ұстанымдар, доллар/жыл;

$И_{АЖ}$ - жөндеуге кеткен ұстанымдар, доллар/жыл;

$И_{Ж}$ - қоғамдық және т.б. ұстанымдар, доллар/жыл;

$И_{СН}$ - өзіндік ұстанымдар, доллар/жыл.

Отынға кеткен ұстанымдар келесі өрнекпен анықталады:

$$И_{Т} = ц_{т} \cdot В^{Г} \quad (4.4.2)$$

Мұндағы $ц_{т}$ - отын бағасы, теңге;

$В^{Г}$ - отынның жылдық шығыны.

Табиғи отынның бағасы: *Ц*=20000 теңге 1т газ үшін.(1440000т жылына)
Ц=45000 теңге 1 т мазут үшін(360000т жылына)

$$И_{Тгаз} = 20000 \cdot 1440000 = 28800 \cdot 10^{6} \text{ тг/жыл} \approx 87272{,}72 \cdot 10^{3} \text{ доллар/жыл} .$$

$$И_{Тмазут} = 45000 \cdot 360000 = 16200 \cdot 10^{6} \text{ тг/жыл} \approx 49090{,}9 \cdot 10^{3} \text{ доллар/жыл}$$

$$\text{И}_{\text{Тжалпы}} = \text{И}_{\text{Тгаз}} + \text{И}_{\text{Тмазут}} = 163363{,}6 * \frac{10^{3}\text{доллар}}{\text{жыл}} \approx$$
$$\approx 53{,}909 * 10^{9} \text{ тг/жыл}$$

Қаржы салулар және негізгі қорлардың амортизациялық шығарылулары млн.теңге шығындық немесе негізгі жабдықтардың, құрылыстар, ғимараттар, қосалқы жабдықтарды жетілдіруі мен жаңартылуына шығарылатын қаржымен анықталады. Ұлттық экономикада тұрақтылық болмағасын және тіпті амортизация процессі туралы бір ауыздық пікір болмағанның қазіргі мезгілде амортизация шығаруға қажетті санды анықтау өте қиын.

$$И_{А} = (di / 100) \cdot К \quad (4.4.3)$$

$$И_{А} = \frac{6{,}7}{100} \cdot 1{,}8 \cdot 10^{8} = 12{,}06 \cdot 10^{6} \text{ доллар} \approx 39{,}798 \cdot 10^{9} \text{ теңге.}$$

Мұнда *di* - амортизацияның орта өлшем мөлшері (6,7-7,9) %;
К – негізгі өндірістік қорлар құны, млн.теңге.

ЖЭО-ның пайдаланатын қызметкерлер табысы $И_{ЖТ}$, млн.тг, ішінде: негізгі жұмысшы қызметкерлер табысын; инженерлі-техникалық жұмысшылар, жөндеуші қызметкерлер, әкімшілік қызметкерлер табысын кіргізеді.

$$И_{ЖТ} = n_{шт} \cdot N_y \cdot З_{ср} \quad (4.4.4)$$

Мұнда $n_{шт}$ – берілген станция үшін штаттық коэффициент, 1,5;

N_y – электр станцияның орнатылған қуаты;

$З_{ср}$ – өнеркәсіптік өндірістегі қызметкерлердің бір адамның орта жылдық қорының табысы.

$$И_{ЖТ} = 1{,}5 \cdot 1200 \cdot 1000000 = 1320 \cdot 10^6 \text{ тенг.} \approx 4000 \cdot 10^3 \text{ доллар}$$

$$И_{СН} = (Ижт - 0{,}1 \cdot Ижт) \cdot 0{,}11 = ((4000 - 400) \cdot 10^3) \cdot 0{,}11 = 396 \cdot 10^3$$
доллар $\approx 130^* \ 10^6$ тенге

Жалпы станциялық шығындар Иж млн.теңге, өзіне сым тетікке, ұялы байланыс және байланыстың басқа түрлеріне кететін шығындар, есептегіш техниканың қызметі, еңбекті қорғау шығындары, кадрлар дайындау шығындары, құқықтық дәрістік шығындар, банк қызметі, агротехника қызметі, лифтілер, өрт сөндіруші және ведомстволықсыз қорғаныс қызметі, кеңселік және почталық қызметтерді өзіне енгізеді.

Ағымдағы жөндеу шығындары $И_{аж}$, негізгі және қосалқы жабдықтар, құрылыстар, ғимараттар және автопарктің ағымдағы жөндеуінің шығындары:

$$И_{аж} = 0{,}1 \cdot И_а \quad (4.4.5)$$

$$И_{аж} = 0{,}1 \cdot 120600 \cdot 10^3 = 12060 \cdot 10^3 \ \ доллар \approx 3{,}979^* \ 10^9 \text{ тенге}$$

$$И_Ж = (0{,}32–0{,}16) \cdot (И_{ЖТ} + И_А + Иаж + Исн)$$

$$И_Ж = 0{,}16 \cdot (4000 + 120600 + 12060 + 396) \cdot 10^3 = 2{,}825 \cdot 10^6 \text{ доллар } \approx 932{,}25 \cdot 10^6$$
тенге

КЭС бойынша жалпы шығындар:

$$И_{СТ} = (136363,6 + 4000 + 12060 + 1206 + 2825 + 396) \cdot 10^3 = 156,850 \cdot 10^6 \text{ доллар}$$
$$\approx 51,760 \cdot 10^9 \text{ тг.}$$

4.5 Жылдық өндірісті есептеу

КЭС электр энергиясының жылдық өндірісі

$$W_B = P_{уст} \cdot h_{уст} \quad (4.5.1)$$

мұндағы P -станцияның активті қуаты кВт;

$h_{уст}$ -КЭС орнатылған қуатын пайдалану сағат саны

$$W = 1200 \cdot 10^3 \cdot 7325 = 8790 \cdot 10^6 \; кВт \cdot саг$$

Тұтынушыларға бір жыл ішінде электр энергиясын жіберу.

$$W_{СН} = 0,05 \cdot W = 0,06 \cdot 8790 \cdot 10^6 = 527,4 \cdot 10^6 \; кВт \; саг/жыл$$

$$W_{ОТП} = W - W_{СН} = (8790 - 527,4) \cdot 10^6 = 8262,6 \cdot 10^6 \; кВт \; саг/жыл$$

4.6 Өзіндік құнды есептеу

Бір кВт · сағ өзіндік құны:

$$S = \frac{И_{СТ}}{W_{ОПТ}} \quad (4.6.1)$$

$$S = \frac{51,760 \cdot 10^9}{8262,6 \cdot 10^6} = 6,2 \; тг/кВт \cdot саг$$

$$T = 1,25 \cdot S \quad (4.6.2)$$

$$T = 1,25 \cdot 6,2 = 7,8 \; тг./кВт \; саг$$

Өзіндік құнымен электрэнергияны сату мына өрнекте көрсетілген:

$$D = W_{ОТП} \cdot T \; тг/жыл \quad (4.6.3)$$

$$D = 8262,6 \cdot 10^6 \cdot 7,8 = 64448,28 \cdot 10^6 \; тг/жыл$$

Түскен пайданы есептеу:

$$T_П = D - И_{жс} \quad (4.6.4)$$

$$T_П = (64448,28 - 51760) \cdot 10^6 = 12688,28 \cdot 10^6 \; тг/жыл$$

Таза пайданың ,салыққа шығынды есептегенде қалатын пайда(салық ұстанымы - 20%):

$$П' = 0,8 \cdot Т_П \quad (4.6.5)$$

$$П' = 0,8 \cdot 12688,28 \cdot 10^6 = 10150,624 \cdot 10^6 тг/жыл$$

Станцияның өтімділік мерзімі капиталдық шығынның пайдаға қатынасымен анықталады, станцияның өтелуі мүмкін уақыты. Өтімділік уақыты келесі формуламен анықталады:

$$С = \frac{К}{П} = \frac{61954,5*10^6}{10150,624*10^6} = 6,1 \text{ жыл.}$$

4.7 Жобаның экономикалық көрсеткіштерін есептеу

NPV – таза құнды анықтау әдісі.

Бұл фирманың құндылығы инвестициялық жобаны іске асыру нәтижесінде өсетін инвестицияны талдау әдісі:

1) Кез келген фирма өз құндылығын өсіруге ұмтылады;

2) Әртүрлі уақыттық шығындардың құны әртүрлі.

Ақшаның құндылығы уақыт бойынша да өзгеріп тұрады. Мұның мәні инфляцияда емес, коммерциялық операцияға салынған тенге бір жыл ішінде одан түскен табыс есебінен қомақты сомаға айналуы мүмкін.

Дисконттау – бұл бүгін инвестицияланатын құралдардың болашақ бағасын есептеу процессі немесе ақша құндылығының кері есептеулері, яғни келешекте белгілі соманы алу үшін бүгін оны қандай көлемде инвестициялауды анықтау.

$$PV = FV \cdot \frac{1}{(1+r)^n} \quad (4.7.1)$$

мұндағы, PV – құралдардың болашақ қосындысы;

FV – банктің пайыздық ставкасы;

n – жобаны іске асыру уақыты.

NPV – бұл жобаны іске асыру тудыратын ақша салымдарының қосындысымен, оның ағындық құнына дисконтталған және осы жобаны іске асыруға қажетті барлық шығындардың ағындық құндарының дисконтталған қосындысы.

$$NPV = \sum_{t=1}^{n} \frac{CFn}{(1+r)^t} - I_0, \quad (4.7.2)$$

$$CF = П' + И_а = 1114,53 \text{тенге/жыл} \cdot 10^9 \approx 30,7 \cdot 10^6 \text{ доллар/жыл.}$$

мұндағы *Io* – бастапқы салынған құралдар;

CF – қаржы құралдарының түсуі;

r – банктың пайыздық ставкасы;

t – жобаның іске асыру жылдары.

Пайданың ішкі нормасын есептеу әдісі (IRR). IRR пайданың ішкі әдісі инвестициялау мақсатындағы құралдардың ақталу деңгейін немесе NPV кездегі r нөл мәні. IRR жоба бойынша тәуекел деңгейінің индикаторы қызметінде. IRR фирманың қабылданған тосқауыл коэффициенті қандай үлкен деңгейде басып озады, соншалықты жобаның төзімділігі қоры үлкен және болашақ ақша салымдарын есептегендегі қателіктер аз болады.

Кесте 4.7.1 - Кірістің ішкі нормасының көрсеткіші

Жылдар	CF	R	PV	NPV
0	-187,74	1,00	-187,7	-187,7
1	30,7	0,91	27,94	-159,7
2	30,7	0,83	25,5	-134,2
3	30,7	0,75	23,1	-111,17
4	30,7	0,68	20,87	-90,29
5	30,7	0,62	19,1	-71,2
6	30,7	0,56	17,2	-54
7	30,7	0,51	15,65	-38,343
8	30,7	0,47	14,5	-23,9
9	30,7	0,42	12,9	-11
10	30,7	0,39	11,9	0,9