ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы

АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Электр станциялары, тораптары және жүйелері
кафедрасы

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

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

Тақырыбы: АЖЭО-2 өзіндік мұқтаждық жүйесін электрмен жабдықтау сұлбасын жасау

мамандығы бойынша

Орындаған Кенжеғалиев Абылай ЭСк-12-01
(аты - жөні) (тобы)

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

Кеңесшілер:

Экономикалық бөлім бойынша :
э.ғ.к профессор Жакупов А.А
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
(қолы) «31» 05 2016 ж.

Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бойынша:
доцент т.ғ.к Абдимуратов Ж.С.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
(қолы) «25» 05 2016 ж.

Мөлшер бақылаушы:
доцент Терешкова М.А.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
(қолы) «31» 05 2016 ж.

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

Электрэнергетика факультеті
мамандығы
ЭССиС кафедрасы

жобаны орындауға берілген

ТАПСЫРМА

Студент Кенжегалиев Ғылмаң
(аты - жөні)

Жоба тақырыбы АЖЭО-2 өзіндік мұқтаждық жүйесін электрмен жабдықтау сұлбасын жасау
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: көмір. Екі 110 МВт қуатты генераторлар мен екі 160 МВт генераторлар. Өзіндік мұқтаждық 12%-ды құрайды. Генераторлық кернеудің шинасындағы жүктеме 60 МВт. Орнаудың кернеудің шинасындағы жүктеме 120 МВт.

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

Генераторлардың типтерін таңдау, жүктеме графигін және қуаттар балансын құру. Екіфазалы кең емес қысқыштардың сұлбасын таңдау және технико-экономикалық салыстыру. Трансформаторлар мен автотрансформаторларды таңдау.

Сызба материалдарының (міндетті түрде дайындалатын сызуларды көрсету) тізімі

Негізгі ұсынылатын әдебиеттер

Хотин Г.Х. Электр станцияларын мен қосалқы станция-лар. Оқулық – Алматы: "Ғалым" ғылыми баспа орталығы, 2014 ж., 462 - б.

Жоба бойынша бөлімшелерге қатысты белгіленген кеңесшілер

бөлімшелер	кеңесші	мерзімі	қолы
Өндірістік қауіпсіздік	Абдикаратов М.С.	30.03.16 - 30.05.16.	
Экономика бөлімі	Шахунов В.В.	02.03 – 31.05.16	

Диплом жобасын дайындау

КЕСТЕСІ

№ р/с	Тарау аттары, әзірленетін сұрақтардың тізімі	Жетекшіге ұсыну мерзімдері	Ескерту
1.	Дипломдық жобаны орындауға керекті материалдарды жинау	13.01.16 - 21.02.16	
2.	Электрлік бөлімі	23.02.16 - 04.04.16	70
3.	Экономикалық бөлім	06.04.16 - 11.04.16	5
4.	Өндірістік қауіпсіздігі бөлімі	13.04.16 - 18.04.16	5
5.	Сызу материалдарға	20.04.16 - 02.05.16	15
6	Дипломдық жұмыстың түсіндірме жобасын орындау	04.05.16 - 16.05.16	5
7.	Дипломдық жұмысты ағылшын - ана қорғау	18.05.16 - 23.05.16	
8.	Дипломдық жұмысты қорғау.	2016 жылдық мақсаты	100 %

Тапсырманың берілген уақыты «_____»_____20___ж.

Кафедра меңгерушісі _____ _____
(қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Жоба жетекшісі _____ _____
(қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Орындалатын тапсырманы қабылдаған студент _____ _____
(қолы) (аты -жөні)

Аңдатпа

Бұл дипломдық жұмыста жылу электр орталығының өзіндік мұқтаждық жүйесін электрмен жабдықтау сұлбасын жасау қарастырылған. Осы жұмыс электрлік бөлім, экономикалық бөлім және өмір тіршілігі қауіпсіздігі бөлімдерінен тұрады. Жобалау барысында тиімді құрылымдық сұлба, трансформаторлар, автотрансформаторлар және коммутациялық аппараттар таңдалған. Жылу электр орталығының экономикалық тиімділігі мен қоршаған ортаға әсері қарастырылған.

Аннотация

В дипломной работе рассмотрена разработка схемы электроснабжения системы собственных нужд тепловой электрической станции. Работа состоит из электрической части, экономической части и безопасности жизнедеятельности. В процессе проектирования были выбраны выгодная структурная схема, трансформаторы, автотрансформаторы и коммутационные аппараты. Были рассмотрены экономическая выгодность и влияние на окружающую среду тепловой электрической станции.

Abstract

In the thesis work, was examined the development of scheme of power supply system of own needs of thermal station. The work consists of the electrical part, economic part, and emergency management. In the engineering process were selected advantageous block diagram, transformers, auto-transformers, and switching devices. An economical efficiency and environmental impact of thermal station were considered.

Мазмұны

Кіріспе..... 7
1 ЖЭО-ның технологиялық процессінің сипаттамасы..... 8
1.1 ЖЭО-ның өзіндік мұқтаждығын электрмен қамтамасыз ету..... 9
1.2 Өзіндік мұқтаждық сұлбаларына қойылатын негізгі талаптар..... 11
1.3 Жоғары вольтті ажыратқыштар..... 11
1.4 Вакуумды ажыратқыш..... 12
2 Электрлік бөлім..... 15
2.1 Қуаттар балансын есептеу..... 15
2.2 Трансформаторларды таңдау..... 25
2.3 Трансформаторлардағы жылдық шығынды есептеу..... 28
2.4 Қысқа тұйықталу токтарын есептеу..... 32
2.5 Ток трансформаторларын таңдау..... 51
3 Экономикалық бөлім..... 53
3.1 Өндірістің жоспары..... 53
3.2 ЖЭО-ның жылдық энергия жіберуін анықтау..... 54
3.3 Отынға жұмсалатын шығындарды есептеу..... 54
3.4 Отынды қолданудың ПӘК-і..... 55
3.5 Станциядағы суға кететін шығындар..... 56
3.6 Еңбекақыға кететін шығындарды есептеу..... 56
3.7 Амортизациялық аударылымдарды есептеу..... 58
3.8 Ағымдағы жөндеу шығындарын есептеу..... 58
3.9 Шығарындыларға кететін төлемдерді есептеу..... 59
3.10 Жалпы станциялық және цехтық шығындарды есептеу..... 59
3.11 Энергия жіберудің өзіндік құны..... 59
3.12 ЖЭО-ын салу мен пайдалануды экономикалық бағалау..... 60
4 Өміртіршілік қауіпсіздігі..... 63
4.1 АЖЭО-2-ның турбиналық цехындағы еңбек ету жағдайы..... 63
4.2 ЖЭО-дағы мұнараның минималды биіктігін есептеу..... 64
4.3 Өрт және жарылыс қауіпсіздігін қамтамасыз ету..... 69
4.4 Өрттің алдын алу шаралары..... 70
Қорытынды..... 73
Әдебиеттер тізімі..... 74

Кіріспе

Электр энергетикасы — энергетиканың басты құрастырушысы, оның басты міндеті — электр энергиясының тұтынушыларын электрлік энергиямен жабдықтау үшін электр энергиясын тиімді жолмен өндіру, тарату және үлестіру.

Бұл сала кез келген елдің әлеуметтік және экономикалық дамуының маңызды бөлігі, себебі электр энергиясының энергияның басқа тасымалдаушыларымен салыстырғанда бірқатар ерекшеліктері бар: үлкен қашықтыққа таратудың, тұтынушылар арасында үлестірудің және энергияның басқа түрлеріне (механикалық, жылулық, химиялық, жарықтық) түрлендірудің салыстырмалы жеңілдігі.

Электрлік энергияның маңызды өзгешілігі — оны бір уақытта өндіріп, сол уақытта тұтынуға болатындығы.

Энергияны түрлендіру және энергетикалық ресурсты қолдану типіне байланысты, негізгі техникалық процесстің ерекшеліктеріне байланысты электрстанциялары келесідей бөлінеді: жылу (ЖЭС), атом (АЭС), су электр станциясы (ГЭС) және т.б.

Жылу электр орталығының (ЖЭО) электрлік бөлігінің ерекшелігі – электр жүктемелерінің орталығына жақын электр станцияларының орналасуымен сипатталады.

Жылу электр орталықтарының артықшылықтары мен кемшіліктеріне мысал келтіретін болсақ, артықшылықтарына: жағылатын отынның салыстырмалы арзандылығын; басқа электр станцияларымен салыстырғандағы ақшалай салымдардың азырақ болуы; салынатын орнының отынның бар немесе жоқ болуына тәуелді емес. Яғни отын теміржол немесе автокөлікпен тасымалдануы мүмкін.

1 ЖЭО-ның технологиялық процессінің сипаттамасы

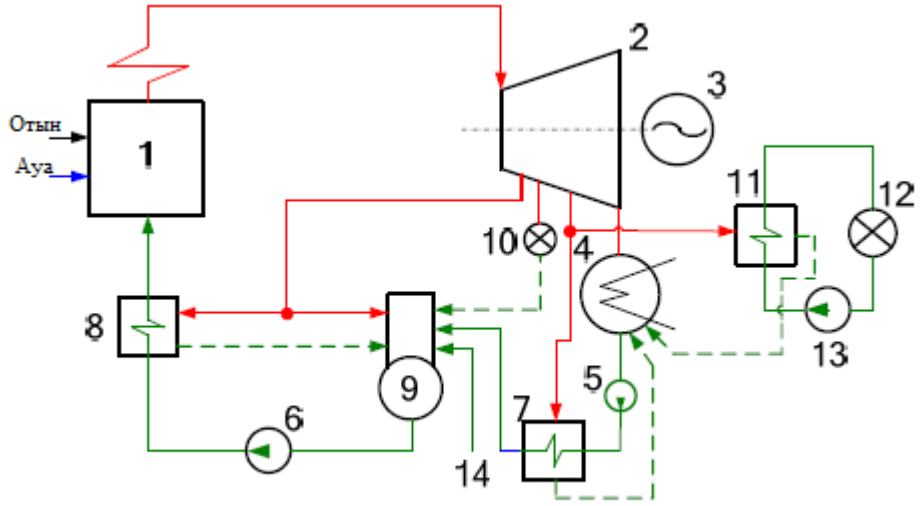
Жылу электр орталықтары тұтынушыларды электр энергиясымен қатар бу түріндегі жылумен және ыстық сумен қамтамасыз етеді. Бұл мақсатта будың түрлі бөлінуі жүзеге асады. Олар: біріншісі – 7-10 атм. немесе бұдан да жоғары қысымдағы бу; екіншісі – 1,2 атм. қысымдағы бу. Біріншісімен өндірісті қамтамасыздандырса, екіншісімен тұрғын үйлерді қамтамасыз етеді. Бұның өзі екі түрлі мақсатта жасалған. Олар: будың қысымы 100 атм.-дан 10 атм.-ға дейін төмендегенімен оны әрі қарай пайдалану ұтымды болып келеді, сол себептен өндіріс орындары мен үй жылыту жүйелеріндегі тиімсіз ұсақ қазандардан бас тартқан жөн; конденсаторда пайдаланылатын будың аз ғана бөлігінің түсуінен су мен жылудың шығындарының төмендеуі. Осылай жылу электр орталығының пайдалы әсер коэффициентін 60 %-ға дейін көтеріледі. Бұл КЭС-тің пайдалы әсер коэффициентімен салыстырғанда 1,5 есе көп. Бірақ ЖЭО-ғын тұтынушыларға мүмкіндігінше жақын орналастыру қажет, себебі радиусы 4-6 км аумақты бумен қамтамасыз ету тиімді және тұтынушылар 6-10 кВ электр энергиясымен қамтамасыз етіледі. Мұның өзі қағида бойынша ЖЭО-ның 200-300 МВт дейінгі қуаттылығын шектейді. Яғни қуатты ЖЭО-ғын салу үшін тұтынушылар саны аса ұлкен болу керек.

Республикамыздың энергетикалық шаруашылығында жылумен қамтамасыз ету негізгі бағдар болып келеді, яғни электрлік және жылумен тұтынушыларды жабдықтау, жылу электр орталығындағы қайта өңделген жылуды қолдану.

Жылу энергиясы ЖЭО – нда екі негізгі түрімен жіберіледі: өнеркәсіптік және коммуналды. Өнеркәсіпте жылу электр энергиясы техникалық процесстерде артықшылығымен қолданылады. Үлкен тыныстануға байланысты жылу тұтыну өнеркәсіптік тұтынумен сәйкес келеді.

ЖЭО – ның жылулық орта жуктемесі электірлік сияқты уақытқа байланысты өзгереді. Өнеркәсіптегі жылулық жүктемесінің тәуліктік суреті өнеркәсіптің электрлік жүктемесінің суретіне өзара сәйкес. Ол суреттің пішіні өнеркәсіптің негізгі өнеркәсіптің ауысуы және тұтынатын жылу санымен анықталады. Жаздағы тұтыну қысқы тұтынумен салыстырғанда азырақ. Мұның себебі қыстық шығын аз болады. Өнеркәсіпке жылу колдану бір тәулік ішіндегі тепе – теңдік емеспен сипатталады.

ЖЭО – ның технико экономикалық көрсеткіштері жылдық тұрмыстық жылу жүктемесі жақсарады, өйткені тиімді электр энергиясын өндіреді.



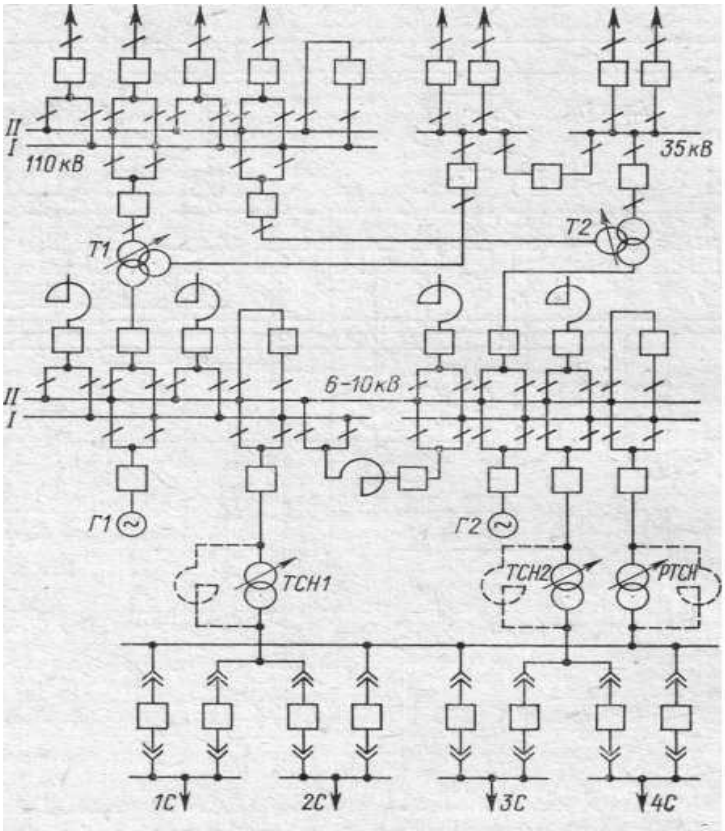
1 - бу қазаны, 2 – бу турбинасы, 3 – электргенераторы, 4 – конденсатор, 5 – конденсаторлық сорғы, 6 – қорек сорғышы, 7 – төменгі қысымды қыздырғыш, 8 – жоғарғы қысымды қыздырғыш, 9 – дэаратор, 10 – бу тұтынушысы, 11 – тораптық суды қыздырғыш, 12 – жылу тұтынушылары, 13 – тораптық сорғы, 14 – химиялық тазартылған суды жеткізіп салу

Сурет 1.1 – ЖЭО-ның принциптік сұлбасы

1.1 ЖЭО-ның өзіндік мұқтаждығын электрмен қамтамасыз ету

ЖЭО-дағы өзіндік мұқтаждық тарату құрылғыларының секцияларының саны станцияның сұлбасына байланысты болады. ЖЭО-ның аралас сұлбаларында көлденең байланысы бар бөлігінде ө.м. ТҚ секцияларының саны - қазандар санымен анықталады. Ал блоктар орналасқан бөлігінде секциялар саны КЭС сияқты блоктардың қуаттарына байланысты алынады. Кернеуі 6 (10) кВ ГТҚ шиналары бар және техноглогиялық бөлігінде көлденең байланысы бар ЖЭО-да өзіндік мұқтаждық қорегі істегі трансформатордан және ГТҚ секцияларына қосылатын, реактивтенген желілермен жүзеге асырылады. ЖЭО-ның аралас сұлбаларында істегі ӨМТ-лар бөлігі тармақталумен генератор-трансформатор блогына, ал қалған бөлігі ГТҚ секцияларны қосылады. Ө.М ЖЭО жүйесінде ірі қозғалтқыштар үшін 6 кВ кернеу және қалған электр қозғалтқыштары, жарықтандыру, балқытып біріктіру және басқа аз қуатты жүктемелер үшін 0,4 кВ кернеу қолданылады. Істегі қоректену желінің саны (реакторлар және трансформаторлар) ГТҚ секциясына бір-бірден қосылады және ГТҚ-дың әрбір секциясында екіден аспауы қажет. Ө.М ТҚ секцияларының саны, қазандар санымен анықталады. Қазанға екі секция немесе блок өзіндік мұқтаждық жұптық жауапты механизмдері бар болған кезде таңдап алынады. Істегі 6 кВ-тық желінің қорек жолының қуаты, электр станциясының өзіндік мұқтаждық картасына алынған есептік қуат бойынша есептеледі. Өзіндік мұқтаждық резервтік қорек көзі байланыс трансформаторына екі ажыратқыш арқылы (жоғарғы кернеулі ТҚ

шиналарының, жүйемен тікелей байланысы бар) және ГТҚ-дың екі секциясына (бір ажыратқыш әр уақытта ажыратылған) қосыла алады. Саны, әрбір істегі трансформаторларға немесе реакторларға бір резервтік желі алынады. Резервтік қорек желінің қуаты, істегі ірі ӨМТ қуатынан және реактор қуатынан кем болмауы керек. Резервтік қорек магистралдары, ЖЭО-да екі РӨМТ болғанда, ажыратқыш арқылы екі бөлікке секцияланады. ЖЭО-ның өзіндік мұқтаждық электрмен қамтамасыз ету сұлбасы, кернееуі 0,4 кВ, блоктың ЖЭС өзіндік мұқтаждық сұлбаларындағыдай ұстанымммен орындалады. Тек сұлбалардың орындалу ерекшеліктерін қарастырған жөн. Басты корпустағы секциялар сны ЖЭО-дағы қазандар және турбиналар санымен қабылданады. Негізгі цехтардың 0,4 кВ қалқандарының шинасы екі секцияға бөлінеді. 0,4 кВ трансформаторларын резервтеу үшін айқын және айқын емес резервтер пайдаланылады. Басты корпустағы РӨМТ саны, трансформатор саны екіден төртке дейін болғанда бірге тең, істегі ӨМТ саны бестен сегізге дейін болғанда екіге, сегізден жоғары, істегі ӨМТ норма бойынша: әрбір төрт істегі ӨМТ-ге бір резервтік орнатылады. 0,4кВ қалқандардың қалғаны үшін істегі трансформаторлар саны алты немесе одан аз болғанда бір РӨМТ, істегі трансформаторлар саны жетіден он екіге дейін болғанда екі РӨМТ және т.с алынады.



Сурет 1.2– ЖЭО-ның 6 кВ-тағы өзіндік мұқтаждық сұлбасы

Көлденең байланысы бар ЖЭО-да резервті трансформаторлардың саны келесідей алынады: әр 6 өзіндік мұқтаждық трансформаторлары үшін бір

резервті трансформатор алынады. Бұл жерде қойылатын негізгі талап ГТҚ-на екіден артық трансформаторлар жалғанбауы тиіс.

1.2 Өзіндік мұқтаждық сұлбаларына қойылатын негізгі талаптар

Өзіндік мұқтаждық сұлбаларына қойылатын негізгі талаптар:

- өзіндік мұқтаждық механизмінің жұмысының сенімділігі. Бұл талап ең маңызды талаптардың бірі болып келеді. Себебеі өзіндік мұқтаждық механизмдерінің істен шығуы бүкіл станцияның жұмысына кері әсерін тигізеді;
- өзіндік мұқтаждық сұлбалары үнемді болуы керек;
- өзіндік мұқтаждық сұлбалары өзіндік мұқтаждық механизмдерінің өздігінен жүріп кетуіне мұрша беруі керек;
- электр станциясы блокты тұрғызылымда болса, онда өзіндік мұқтаждық сұлбаларында да блокты принцип сақталуы керек.

Өзіндік мұқтаждық сұлбаларының тиімділігі де өте маңызды. Себебі өзіндік мұқтаждыққа кететін энергия мөлшері өндірістің басқа салаларына қарағанда көбірек. Өзіндік мұқтаждық сұлбаларының тиімділігін әр түрлі әдіспен жоғарылатуға болады.

1.3 Жоғары вольтті ажыратқыштар

Жоғарғы вольтті ажыратқыштар энергожүйелердегі оперативті және авариялық коммутациялар үшін және де тізбектерді автоматты және қолмен басқарғанда ажырату немесе іске қосу үшін қолданылады. Ажыратқыш қосылған күйінде ұзақ уақыт жүктеме тоғын, ал қысқа уақыт аралығында авариялық токты өткізу керек. Жоғарғы вольтті ажыратқыштардың жұмыс істеу режимі әдеттегідей емес: қосылған күйінде олардан жүктеме тоғы өтеді, ал ажыратылған күйінде тұйықталмаған тізбектер арасын электрлік оқшаумен қамтамасыз етеді. Тізбектің коммутациясы үшін ажыратқышты қосып ажырату уақыт бірлігінде бір қалыпты емес, ал қысқа тұйықталу болған жағдайда ажыратқышты қосып ажырату сирек болады. Ажыратқыштар әртүрлі жағдайда, әсіресе жиі ұзақ уақыт қозғалыссыз жағдайда болғанан кейін өзінің қызметін сенімді атқарып, бір уақытта кез келген коммутациялық операцияларды жылдам атқаруға дайын болу керек. Қысқы тұйықталу тоғын ажырату режимі ажыратқыш үшін ауыр режим болып саналады.

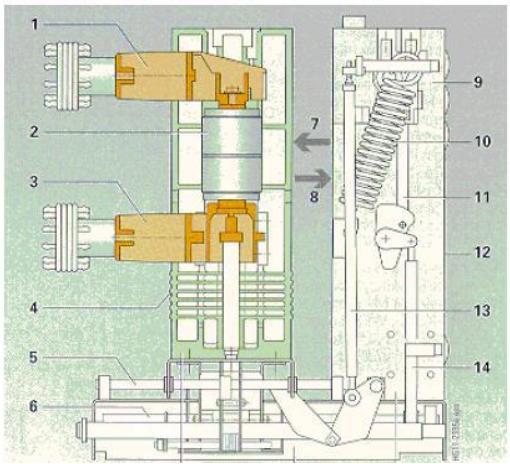
Қазіргі кездегі ресей өндірістері климаты әртүрлі аудандар үшін, торапты біріктіру және ортақ энергетикалық жүйе құруы жоғарғы кернеудегі аппараттар үшін техникалық параметрлердің және талаптардың қатаңдалуына байланысты жоғарғы кернеудегі аппараттарды өндіріп отыр. Бұл міндеттерді орындау дәстүрлі әдістер, доғаны өшірудегі оқшаулық және доға өшіргіш орталарды қолданған қиын болып отыр. Кеңінен қолданылатын майлы және элегазды ажыратқыштардың бірқатар артықшылықтарымен кемшіліктері де бар. Бұл осы аппараттарда қолданылатын доғаны оқшаулаумен ажыратудағы

орталардың әртүрлі қасиетіне байланысты. Майдың өрт шақырумен жарылыс қаупі бар. Элегазды ажыратқыштарды өндірісте қолдану улануға алып келуі мүмкін. Төменгі температурада майлы ажыратқыштардың жұмыс істеуі қиынға соғады. Сондықтан зерттеушілер қазіргі кезде дәстүрлі принциптерді сақтайтын ешқандай кемшіліксізбен істейтін тізбек коммутацияларының, жаңа орталардың жаңа принциптерін іздеу үстінде.

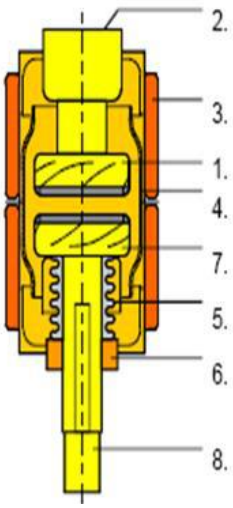
Мен осы арнайы бөлімде вакуумды ажыратқыштың техникалық сипаттамаларын элегазды және майлы ажыратқыштар сипатымен салыстырамын. Яғни вакуумды ажыратқыштың қара металлургия заводында басқа да өнеркәсіп орындарында тиімді, сенімді әрі ұтымды екенін дәлелдеймін.

1.4 Вакуумды ажыратқыш

Вакуумның электірлік беріктілігі ажыратқыштарда қолданатын басқа орталармен салыстырғанда айтарлықтай жоғары. Бұл қысымның төмендеуіне байланысты элекрон, атом, ион малекулаларының орташа бос жүріс жолының ұзаруына байланысты. Вакуумда бөлшектердің орташа жүрісінің ұзындығы вакуумды камераның өлшемінен артық. Бұл жағдайда бөлшектердің камера қабырғасына соқтығысуы бөлшектердің өзара соқтығысуынан жиірек. Электірлік беріктігі жоғары болғандықтан контактардың ара қашықтығы өте аз (2-2,5 см), осыған байланысты вакуумды камераның өлшемі кіші болады. Тоқты ажыратқан кезде контактар арасындағы электірлік беріктікті қалпына келтіру құбылысы газбен салыстырғанда жылдам болады.



1 – жоғары кіріс, 2 – вакуумды камера, 3 – төменгі кіріс, 4 – полюсті қорғағыш,
5 – полюс қозғалысын бағыттайтын қарнақ, 6 – полюсті кинематика, 7 – полюстердің ажыраулы күйінен желіге қосылу бағытына қозғалысы, 8 – полюстердің желіде қосулы күйінен ажырау бағытына қозғалысы, 9 – жетек, 10 – қосатын серіппе, 11 – күштік қосылу білігінің жетегі, 12 – басқару панелі, 13 – механикалық қамалап ажыратын жетек білігі,
14 – механикалық қамалап жерлендіретін білігі.
Сурет 1.3 – Вакуумды ажыратқыштың құралымы



1 –қозғаламайтын контакт, 2 –қосылатын орын,3 –оқшаулағыш, 4 – коммутациялық аппарат, 5 –метал сильфондар, 6 –бпғыттауыш шайба, 7 – жылжымалы контакт, 8 –жетеккеарналған қима.

Сурет 1.4 – Вакуумды камераның құралымы

Вакуумды ажыратқыш камерасындағы қысым $1{,}5 \cdot 10^{-5}$ Па. Контакт үшін қолданатын металдар механикалық берік, өткізгіштігі жоғары, эрозияға және балқуға төзімді болуы керек. Қолданысқа Cu-Bi, Cu-Te, Ag-Bi және тағы басқа балқымалар алынды.

Ажыратқыш қосылып тұрғанда электродтары қысатын серппенің күші шамамен 3000 Н. Ажырату процесінде контактар 1,5 м/с жылдамдықпен ажыратылады. Осы кезде аса қызған нүктелерде катод бетінде доға жанады.Метал булары үздіксіз доғалық аралықты тастап, электр тартылымынан оқшауланған орталық экран бетіне конденсацияланады. Ол оқшаулағыш қабықшаны доға радациясынан және метал бөлшекерінің шөгуінен қорғайды. Ток нөлдік мәнге жеткенде доға өшеді. Егер аралықтағы электірлік беріктікті қалпына келтіру жылдамдығы аралық кернеуді қалпына келтіру жылдамдығынан артық болса, тізбек ажыратылады.

Вакуумды камераның ажырату қабілеттілігі электродтардың құралымы мен затына, камераның ішіндегі және сыртындағы электр өрісі кернеулігінің кеңістікте таралуын анықтайтын экран құрылымына байланысты. Жаңа құралымдарда ажырату процесінде доғаға параллель, бойлық магнит өрісін тудыратын диаметрі үлкен (18 см) контактар қолданады. Тәжірибе көрсеткендегідей бұл өріс доғаны диффузиялап көп жіңішке жіпшелерге бөліп, катод бетіне бірқалыпты таратады. Осымен бірге доға кернеуі және сәйкесінше доғалық аралықта бөлінетін энергия азаяды, ажырату қабілеті артады, контактардың эрозияға ұшырауы минималды болады.

Жалпы вакуумды ажыратқыштарды қарастырғаннан кейін төмендегідей қырытындылар жасауға болады:

- сенімділік деңгейі, коммутациялық және механикалық ресурстары, қолданыста жұмсалатын шығыны жағынан вакуумды ажыратқыштар элегазды және басқада типтіажыратқыщтардан айтарлықтай басым;

- коммутациялық асқын кернеу мәселесі вакуумды ажыратқыштарда терең зерттелген және шешілген;

- вакуумды ажыратқыштарда коммутация кезінде пайда болатын асқын кернеу аз майлы және майлы ажыратқыштарда болатын асқын кернеу деңгейінен төмен;

- асқын кернеу тежеуіші бар вакуумды ажыратқыштарда коммутация кезінде жоғары кернеулі электрқозғалтқыштың асқын кернеу коэфициенті 2,5 – тен аспайды, бұл оның оқшауламасына толығымен қауіпсіз.

Тек жүктемесі параллель қозғалтқышпен құрғақ трансформаторды ажыратқанда асқын кернеу тежеуішін орнату қажет болады.

Қазіргі заманғы вакуумды ажырақыштар қосалқы станция қызметкерлерінің араласуын қажет етпейді. Аппарат зауытта реттелген, сынақтан өткен, орнатылады және жұмыс істейді.

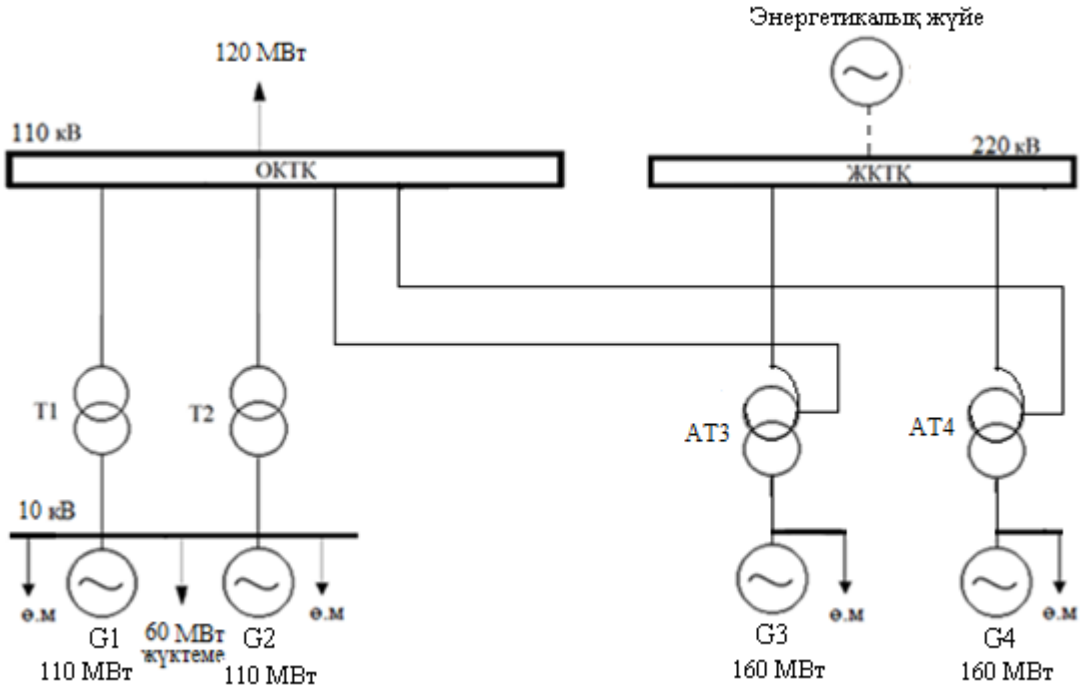
2 Электрлік бөлімі

2.1 Қуат балансын есептеу

Кесте 2.1 – Берілген мәліметтер

Отын түрі	Генераторлардың саны мен қуаты, дана/МВт	Өзіндік мұқтаждық, %	Генераторлық кернеудің шиналарындағы максималды жүктеме, МВт	Ортаңғы кернеу шиналарындағы (РУ-110 кВ) максималды жүктеме, МВт	Энергожүйемен байланыстың кернеуі, кВ	Энергожүйемен байланыс желілерінің саны мен ұзындығы, км
көмір	2х110+ 2х160	12	60	120	220	2х35

1-ші нұсқа үшін қуаттар балансын құру.



Сурет 2.1 – 1-ші нұсқа үшін станцияның құрылымдық сұлбасы

Қалыпты режимде жүктемелердің балланстарын құрастыру.

1) G1 және G2 қуаттарын өндіруі, МВт;

Қыс

$$P_{G1+G2}^{0-12} = \frac{(110+110)\cdot 85\%}{100\%} = 187 MBm;$$

Жаз

$$P_{G1+G2}^{0-12} = \frac{(110+110)\cdot 65\%}{100\%} = 143 MBm;$$

$$P_{G1+G2}^{12-20} = \frac{(110+110)\cdot 100\%}{100\%} = 220MBm; \qquad P_{G1+G2}^{12-20} = \frac{(110+110)\cdot 85\%}{100\%} = 187MBm;$$

$$P_{G1+G2}^{20-24} = \frac{(110+110)\cdot 85\%}{100\%} = 187MBm. \qquad P_{G1+G2}^{20-24} = \frac{(110+110)\cdot 65\%}{100\%} = 143MBm.$$

2) G1 және G2 ө.м. жүктемесі, МВт. Электр станциясындағы электр энергия өндірудің айнымалы графигі кезінде өзіндік мұқтаждықтың қуат шығынын келесідей анықтауға болады:

$$P_{16-22} = (0{,}4 + 0{,}6 \cdot \frac{P_i(t)}{P_{орн}}) \cdot P_{о.м.\max}, \qquad (2.1)$$

мұндағы $P_i(t)$ - t уақыттағы станцияның шинаға беретін қуаты, МВт;

$P_{орн}$ - станцияның орнатылған қуаты, МВт;

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

Қыс Жаз

$$P_{G1+G2}^{0-12} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{187}{220}) \cdot \frac{12\%}{100\%} \cdot 220 = 24.024MBm; \qquad P_{G1+G2}^{0-12} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{143}{220}) \cdot \frac{12\%}{100\%} \cdot 220 = 20.856MBm;$$

$$P_{G1+G2}^{12-20} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{220}{220}) \cdot \frac{12\%}{100\%} \cdot 220 = 26.4MBm; \qquad P_{G1+G2}^{12-20} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{187}{220}) \cdot \frac{12\%}{100\%} \cdot 220 = 24.024MBm;$$

$$P_{G1+G2}^{20-24} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{187}{220}) \cdot \frac{12\%}{100\%} \cdot 220 = 24.024MBm. \qquad P_{G1+G2}^{20-24} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{143}{220}) \cdot \frac{12\%}{100\%} \cdot 220 = 20.856MBm.$$

3) G3 және G4 генераторларының қуатты өндіруі (әр қайсысы), МВт;

Қыс Жаз

$$P_{G3;G4}^{0-12} = \frac{160\cdot 85\%}{100\%} = 136MBm; \qquad P_{G3;G4}^{0-12} = \frac{160\cdot 65\%}{100\%} = 104MBm;$$

$$P_{G3;G4}^{12-20} = \frac{160\cdot 100\%}{100\%} = 160MBm; \qquad P_{G3;G4}^{12-20} = \frac{160\cdot 85\%}{100\%} = 136MBm;$$

$$P_{G3;G4}^{20-24} = \frac{160\cdot 85\%}{100\%} = 136MBm. \qquad P_{G3;G4}^{20-24} = \frac{160\cdot 65\%}{100\%} = 104MBm.$$

4) G3 және G4 генераторларының ө.м.-ның жүктемесі (әр қайсысы), МВт;

Қыс Жаз

$$P_{G3;G4}^{0-12} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{136}{160}) \cdot \frac{12\%}{100\%} \cdot 160 = 17{,}47MBm; \qquad P_{G3;G4}^{0-12} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{104}{160}) \cdot \frac{12\%}{100\%} \cdot 160 = 15{,}17MBm;$$

$$P_{G3;G4}^{12-20} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{160}{160}) \cdot \frac{12\%}{100\%} \cdot 160 = 19{,}2 MBm;$$

$$P_{G3;G4}^{20-24} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{136}{160}) \cdot \frac{12\%}{100\%} \cdot 160 = 17{,}47 MBm.$$

$$P_{G3;G4}^{12-20} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{136}{160}) \cdot \frac{12\%}{100\%} \cdot 160 = 17{,}47 MBm;$$

$$P_{G3;G4}^{20-24} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{104}{160}) \cdot \frac{12\%}{100\%} \cdot 160 = 15{,}17 MBm.$$

5) 10 кВ-тағы жүктеме, МВт;

Қыс

$$P^{0-12} = 60 MBm;$$

$$P^{12-20} = 60 MBm;$$

$$P^{20-24} = 60 MBm.$$

Жаз

$$P^{0-12} = 51 MBm;$$

$$P^{12-20} = 51 MBm;$$

$$P^{20-24} = 51 MBm.$$

6) Т1 және Т2 трансформаторларының жүктелуі, МВт (қосындысы);

Қыс

$$P_{T1:T2}^{0-12} = 187 - 60 - 24{,}024 = 102{,}976 MBm;$$

$$P_{T1:T2}^{12-20} = 220 - 60 - 26{,}4 = 133{,}6 MBm;$$

$$P_{T1:T2}^{20-24} = 187 - 60 - 24{,}024 = 102{,}976 MBm.$$

Жаз

$$P_{T1:T2}^{0-12} = 143 - 51 - 20{,}86 = 71{,}14 MBm;$$

$$P_{T1:T2}^{12-20} = 187 - 51 - 24{,}024 = 102{,}976 MBm;$$

$$P_{T1:T2}^{20-24} = 143 - 51 - 20{,}86 = 71{,}14 MBm.$$

7) Т1 және Т2 трансформаторларының әрбірінің жүктелуі, МВт;

Қыс

$$P_{T1,T2} = \frac{102{,}976}{2} = 51{,}49 MBm;$$

$$P_{T1,T2} = \frac{133{,}6}{2} = 66{,}8 MBm;$$

$$P_{T1,T2} = \frac{102{,}976}{2} = 51{,}49 MBm.$$

Жаз

$$P_{T1,T2} = \frac{71{,}14}{2} = 35{,}57 MBm;$$

$$P_{T1,T2} = \frac{102{,}976}{2} = 51{,}49 MBm;$$

$$P_{T1,T2} = \frac{71{,}14}{2} = 35{,}57 MBm.$$

8) 110 кВ-тағы жүктеме, 120 МВт;

Қыс

$$P_{110кВ}^{0-12} = \frac{120 \cdot 80\%}{100\%} = 96 MBm;$$

Жаз

$$P_{110кВ}^{0-12} = \frac{120 \cdot 60\%}{100\%} = 72 MBm;$$

$$P_{110кВ}^{12-20}=\frac{120\cdot 100\%}{100\%}=120\text{МВт};$$

$$P_{110кВ}^{12-20}=\frac{120\cdot 70\%}{100\%}=84\text{МВт};$$

$$P_{110кВ}^{20-24}=\frac{120\cdot 80\%}{100\%}=96\text{МВт}.$$

$$P_{110кВ}^{20-24}=\frac{120\cdot 60\%}{100\%}=72\text{МВт}.$$

9) АТ3 пен АТ4 орамдарының 10 кВ-қа жүктелуі (әрбірі), МВт;

Қыс

$$P_{АТ3;АТ4}^{0-12}=136-17,47=118,53МВт;$$

$$P_{АТ3;АТ4}^{12-20}=160-19,2=140,8МВт;$$

$$P_{АТ3;АТ4}^{20-24}=136-17,47=118,53МВт.$$

Жаз

$$P_{АТ3;АТ4}^{0-12}=104-15,17=88,83МВт;$$

$$P_{АТ3;АТ4}^{12-20}=136-17,47=118,53МВт;$$

$$P_{АТ3;АТ4}^{20-24}=104-15,17=88,83МВт.$$

10) АТ3 пен АТ4 орамдарының 110 кВ-қа жүктелуі (әрбірі), МВт;

Қыс

$$P_{АТ3;АТ4}^{0-12}=\frac{102,976-96}{2}=3,488МВт;$$

$$P_{АТ3;АТ4}^{12-20}=\frac{133,6-120}{2}=6,8МВт;$$

$$P_{АТ3;АТ4}^{20-24}=\frac{102,976-96}{2}=3,488МВт.$$

Жаз

$$P_{АТ3;АТ4}^{0-12}=\frac{71,14-72}{2}=-0,43МВт;$$

$$P_{АТ3;АТ4}^{12-20}=\frac{102,976-84}{2}=9,488МВт;$$

$$P_{АТ3;АТ4}^{20-24}=\frac{71,14-72}{2}=-0,43МВт.$$

11) АТ3 және АТ4 автотрансформаторларының жүйеге жүктелуі (әр қайсысы), МВт.

Қыс

$$P_{АТ3;АТ4}^{0-12}=118,53+3,488=122,018МВт;$$

$$P_{АТ3;АТ4}^{12-20}=140,8+6,8=147,6МВт;$$

$$P_{АТ3;АТ4}^{20-24}=118,53+3,488=122,018МВт.$$

Жаз

$$P_{АТ3;АТ4}^{0-12}=88,83-0,43=88,4МВт;$$

$$P_{АТ3;АТ4}^{12-20}=118,53+9,488=128,018МВт;$$

$$P_{АТ3;АТ4}^{20-24}=88,83-0,43=88,4МВт.$$

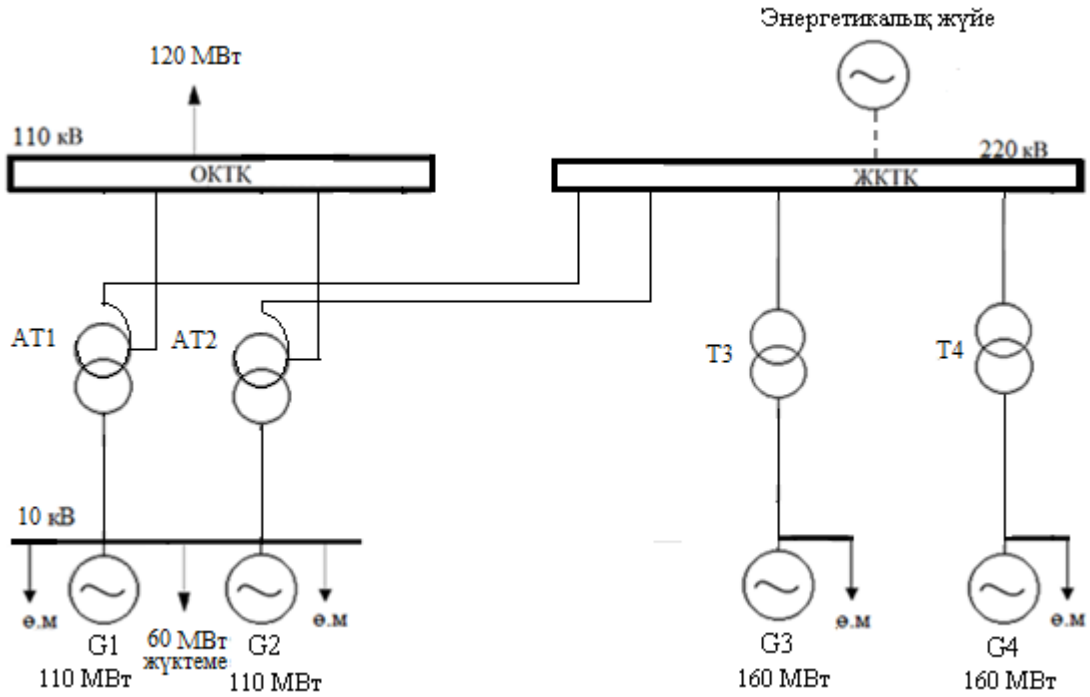
Кесте 2.2 – Қалыпты режимде 1-ші нұсқа үшін қуаттар баллансының кестесі

Анықталатын параметрлер	Жылдың кезеңі	Уақыты, сағ		
		0-12	12-20	20-24
1) G1 және G2 қуаттарын өндіруі, МВт	қыс	187	220	187
	жаз	143	187	143

Кесте 2.2 жалғасы

Анықталатын параметр	Жылдың кезеңі	Уақыты, сағ		
		0-12	12-20	20-24
2) G1 және G2 ө.м. жүктемесі(қосындысы), МВт	Қыс жаз	24,024 20,86	26,4 24,02	24,024 20,86
3) G3 және G4 қуаттарын өндіру (әр қайсысы)	қыс жаз	136 104	160 136	136 104
4) G3 және G4 генераторларының ө.м.-ның жүктемесі (әр қайсысы)	қыс жаз	17,47 15,17	19,2 17,47	17,47 15,17
5) 10 кВ-тағы жүктеме, МВт	қыс жаз	60 51	60 51	60 51
6) Т1 және Т2 жүктелуі, МВт(қосындысы)	қыс жаз	102,976 71,14	133,6 102,976	102,976 71,14
7) Т1 және Т2 трансформаторлардың әрбірінің жүктелуі, МВт	қыс жаз	51,49 35,57	66,8 51,49	51,49 35,57
8) 110 кВ-тағы жүктеме, МВт	қыс жаз	96 72	120 84	96 72
9) АТ1 мен АТ2 орамдарының 10 кВ-қа жүктелуі (әр қайсысы), МВт	қыс жаз	118,53 88,83	140,8 118,53	118,53 88,83
10) АТ1 мен АТ2 орамдарының 110 кВ-қа жүктелуі (әр қайсысы), МВт	қыс жаз	3,488 -0,43	6,8 9,488	3,488 -0,43
11) АТ1 және АТ2 автотрансформаторлардың 220 кВ-қа жүктелуі (әр қайсысы), МВт	қыс жаз	122,018 88,4	147,6 128,18	122,018 88,4

2-ші нұсқа үшін қуаттар балансын есептеу.



Сурет 2.2 – 2-ші нұсқа үшін станцияның құрылымдық сұлбасы

1) G1 және G2 қуаттарын өндіру, МВт;

Қыс

$$P_{G1+G2}^{0-12}=\frac{(110+110)\cdot 85\%}{100\%}=187MBm;$$

$$P_{G1+G2}^{12-20}=\frac{(110+110)\cdot 100\%}{100\%}=220MBm;$$

$$P_{G1+G2}^{20-24}=\frac{(110+110)\cdot 85\%}{100\%}=187MBm.$$

Жаз

$$P_{G1+G2}^{0-12}=\frac{(110+110)\cdot 65\%}{100\%}=143MBm;$$

$$P_{G1+G2}^{12-20}=\frac{(110+110)\cdot 85\%}{100\%}=187MBm;$$

$$P_{G1+G2}^{20-24}=\frac{(110+110)\cdot 65\%}{100\%}=143MBm.$$

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

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

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

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

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

Қыс

$$P_{G1+G2}^{0-12} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{187}{220}) \cdot \frac{12\%}{100\%} \cdot 220 = 24.024 MBm;$$

$$P_{G1+G2}^{12-20} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{220}{220}) \cdot \frac{12\%}{100\%} \cdot 220 = 26.4 MBm;$$

$$P_{G1+G2}^{20-24} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{187}{220}) \cdot \frac{12\%}{100\%} \cdot 220 = 24.024 MBm \ .$$

Жаз

$$P_{G1+G2}^{0-12} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{143}{220}) \cdot \frac{12\%}{100\%} \cdot 220 = 20.856 MBm;$$

$$P_{G1+G2}^{12-20} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{187}{220}) \cdot \frac{12\%}{100\%} \cdot 220 = 24.024 MBm;$$

$$P_{G1+G2}^{20-24} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{143}{220}) \cdot \frac{12\%}{100\%} \cdot 220 = 20.856 MBm \ .$$

3) G3 және G4 генераторларының қуаттарын өндіруі (әр қайсысы), МВт;

Қыс

$$P_{G3;G4}^{0-12} = \frac{160 \cdot 85\%}{100\%} = 136 MBm;$$

$$P_{G3;G4}^{12-20} = \frac{160 \cdot 100\%}{100\%} = 160 MBm;$$

$$P_{G3;G4}^{20-24} = \frac{160 \cdot 85\%}{100\%} = 136 MBm.$$

Жаз

$$P_{G3;G4}^{0-12} = \frac{160 \cdot 65\%}{100\%} = 104 MBm;$$

$$P_{G3;G4}^{12-20} = \frac{160 \cdot 85\%}{100\%} = 136 MBm;$$

$$P_{G3;G4}^{20-24} = \frac{160 \cdot 65\%}{100\%} = 104 MBm.$$

4) G3 және G4 генераторлардың ө.м.-ның жүктемесі (әр қайсысы), МВт;

Қыс

$$P_{G3;G4}^{0-12} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{136}{160}) \cdot \frac{12\%}{100\%} \cdot 160 = 17,47 MBm \ ;$$

$$P_{G3;G4}^{12-20} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{160}{160}) \cdot \frac{12\%}{100\%} \cdot 160 = 19,2 MBm \ ;$$

$$P_{G3;G4}^{20-24} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{136}{160}) \cdot \frac{12\%}{100\%} \cdot 160 = 17,47 MBm \ .$$

Жаз

$$P_{G3;G4}^{0-12} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{104}{160}) \cdot \frac{12\%}{100\%} \cdot 160 = 15,17 MBm \ ;$$

$$P_{G3;G4}^{12-20} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{136}{160}) \cdot \frac{12\%}{100\%} \cdot 160 = 17,47 MBm \ ;$$

$$P_{G3;G4}^{20-24} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{104}{160}) \cdot \frac{12\%}{100\%} \cdot 160 = 15,17 MBm \ .$$

5) 10 кВ-тағы жүктеме, МВт;

Қыс

$$P^{0-12} = 60 MBm;$$

$$P^{12-20} = 60 MBm;$$

$$P^{20-24} = 60 MBm.$$

Жаз

$$P^{0-12} = 51 MBm;$$

$$P^{12-20} = 51 MBm;$$

$$P^{20-24} = 51 MBm.$$

6) АТ1 және АТ2 жүктелуі, МВт (қосындысы);

Қыс

$P_{AT1:AT2}^{0-12} = 187 - 60 - 24{,}024 = 102{,}976 MBm;$

$P_{AT1:AT2}^{12-20} = 220 - 60 - 26{,}4 = 133{,}6 MBm;$

$P_{AT1:AT2}^{20-24} = 187 - 60 - 24{,}024 = 102{,}976 MBm.$

Жаз

$P_{AT1:AT2}^{0-12} = 143 - 51 - 20{,}86 = 71{,}14 MBm;$

$P_{AT1:AT2}^{12-20} = 187 - 51 - 24{,}024 = 102{,}976 MBm;$

$P_{AT1:AT2}^{20-24} = 143 - 51 - 20{,}86 = 71{,}14 MBm.$

7) АТ1 және АТ2 автотрансформаторлардың 10 кВ-қа әрбірінің жүктелуі, МВт;

Қыс

$P_{AT1,AT2} = \frac{102{,}976}{2} = 51{,}49 MBm;$

$P_{AT1,AT2} = \frac{133{,}6}{2} = 66{,}8 MBm;$

$P_{AT1,AT2} = \frac{102{,}976}{2} = 51{,}49 MBm.$

Жаз

$P_{AT1,AT2} = \frac{71{,}14}{2} = 35{,}57 MBm;$

$P_{AT1,AT2} = \frac{102{,}976}{2} = 51{,}49 MBm;$

$P_{AT1,AT2} = \frac{71{,}14}{2} = 35{,}57 MBm.$

8) 110 кВ-тағы жүктеме, 120 МВт;

Қыс

$P_{110кВ}^{0-12} = \frac{120 \cdot 80\%}{100\%} = 96 \text{МВт};$

$P_{110кВ}^{12-20} = \frac{120 \cdot 100\%}{100\%} = 120 \text{МВт};$

$P_{110кВ}^{20-24} = \frac{120 \cdot 80\%}{100\%} = 96 \text{МВт}.$

Жаз

$P_{110кВ}^{0-12} = \frac{120 \cdot 60\%}{100\%} = 72 \text{МВт};$

$P_{110кВ}^{12-20} = \frac{120 \cdot 70\%}{100\%} = 84 \text{МВт};$

$P_{110кВ}^{20-24} = \frac{120 \cdot 60\%}{100\%} = 72 \text{МВт}.$

9) Т3 және Т4 трансформаторлардың жүктелуі (әр қайсысы), МВт;

Қыс

$P_{T3:T4}^{0-12} = 136 - 17{,}47 = 118{,}53 MBm;$

$P_{T3:T4}^{12-20} = 160 - 19{,}2 = 140{,}8 MBm;$

$P_{T3:T4}^{20-24} = 136 - 17{,}47 = 118{,}53 MBm.$

Жаз

$P_{T3:T4}^{0-12} = 104 - 15{,}17 = 88{,}83 MBm;$

$P_{T3:T4}^{12-20} = 136 - 17{,}47 = 118{,}53 MBm;$

$P_{T3:T4}^{20-24} = 104 - 15{,}17 = 88{,}83 MBm.$

10) АТ1 және АТ2 автотрансформаторлардың 10 кВ-қа әрбірінің жүктелуі, МВт.

Қыс

$$P_{AT1,AT2} = \frac{102{,}976 - 96}{2} = 3{,}488 MBm;$$

$$P_{AT1,AT2} = \frac{133{,}6 - 120}{2} = 6{,}8 MBm;$$

$$P_{AT1,AT2} = \frac{102{,}976 - 96}{2} = 3{,}488 MBm.$$

Жаз

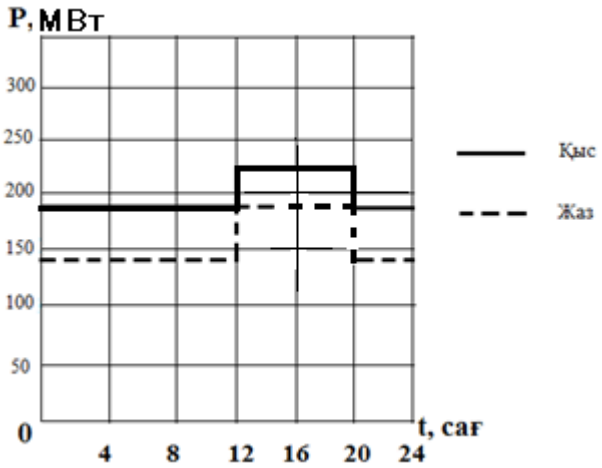
$$P_{AT1,AT2} = \frac{71{,}14 - 72}{2} = -0{,}86 MBm;$$

$$P_{AT1,AT2} = \frac{102{,}976 - 84}{2} = 9{,}488 MBm;$$

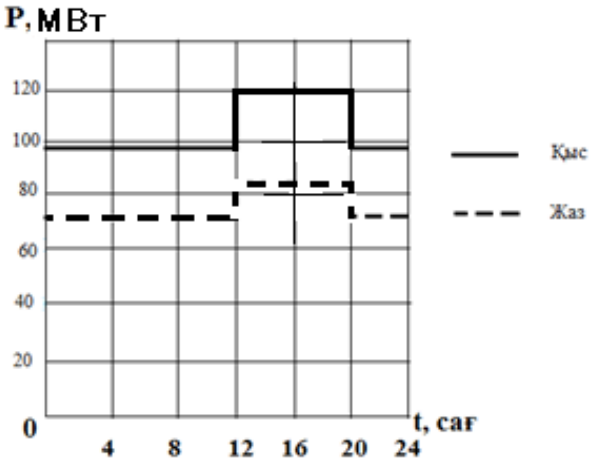
$$P_{AT1,AT2} = \frac{71{,}14 - 72}{2} = -0{,}86 MBm.$$

Кесте 2.3 – Қалыпты режимде 2-ші нұсқа үшін қуат баллансы кестесі

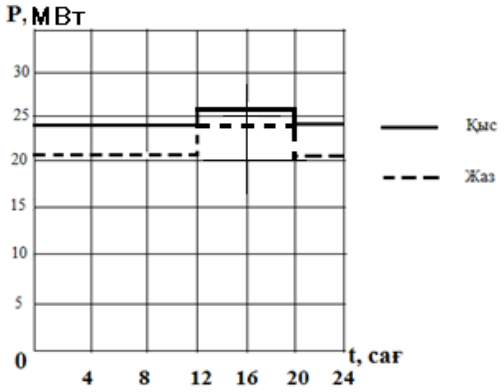
Анықталатын параметр	Жылдың кезеңі	Уақыты, сағ		
		0-12	12-20	20-24
1) G1 және G2 қуаттарын өндіру, МВт	қыс жаз	187 143	220 187	187 143
2) G1 және G2 ө.м. жүктемесі(қосындысы), МВт	қыс жаз	24,024 20,86	26,4 24,02	24,024 20,86
3) G3 және G4 қуаттарын өндіру	қыс жаз	136 104	160 136	136 104
4) G3 және G4 генераторларының ө.м.-ның жүктемесі	қыс жаз	17,47 15,17	19,2 17,47	17,47 15,17
5) 10 кВ-тағы жүктеме, МВт	қыс жаз	60 51	60 51	60 51
6) АТ1 және АТ2 жүктелуі, МВт (қосындысы)	қыс жаз	102,976 71,14	133,6 102,976	102,976 71,14
7) АТ1 және АТ2 автотрансформаторлардың 10 кВ-қа әрбірінің жүктелуі, МВт	қыс жаз	51,49 35,57	66,8 51,49	51,49 35,57
8) 110 кВ-тағы жүктеме, МВт	қыс жаз	96 72	120 84	96 72
9) Т3 және Т4 трансформаторлардың жүктелуі	қыс жаз	118,53 88,83	140,8 118,53	118,53 88,83
10) АТ1 және АТ2 автотрансформаторлардың 220 кВ-қа әрбірінің жүктелуі, МВт	қыс жаз	3,488 -0,86	6,8 9,488	3,488 -0,86



Сурет 2.3 – G1 мен G2 генераторларының қуат өндіру графигі



Сурет 2.4 – 110 кВ-тық тарату құрылғысындағы жүктеменің графигі



Сурет 2.5 – Өзіндік мұқтаждық жүктемесінің графигі

Турбогенераторлардың параметрлері 2.4 - кестеде көрсетілген.

Кесте 2.4 – G_1,G_2: ТВФ-110-2ЕУ3 типті турбогенератордың параметрлері

Айналу жиілігі, айн/мин		3000
Номиналды толық қуаты, МВА		137,5
Активті қуаты, МВт		110
Статордың номиналды кернеуі, кВ		10,5
$Cos\varphi_{ном}$		0,8
Статордың номиналды тоғы, кА		7,56
Индукт. асқын кедергі x''_d,с.б.		0,189
Қоздыру жүйесі		Статикалық тиристорлық
Салқындату жүйесі	статор	КВР
	ротор	НВР
Масса, т	жалпы	156
	ротор	30,4
ПӘК η, %		98,4

Кесте 2.5 – G_3,G_4 ТВВ-160-2ЕУ3 типті турбогенератордың параметрлері

Айналу жиілігі, айн/мин		3000
Номиналды толық қуаты, МВА		188,2
Активті қуаты, МВт		160
Статордың номиналды кернеуі, кВ		18
$Cos\varphi_{ном}$		0,85
Статордың номиналды тоғы, кА		6,04
Индукт. асқын кедергі x''_d,с.б.		0,222
Қоздыру жүйесі		ТН
Салқындату жүйесі	статор	НВ
	ротор	НВР
Масса, т	жалпы	146
	ротор	31
ПӘК η, %		98,5

2.2 Трансформаторларды таңдау

Бірінші нұсқаға күштік трансформаторларды таңдау.

1) Қалыпты режимдегі Т-1 мен Т-2 трансформаторларының шарты:

$$S_{номТ1,Т2} = \frac{P_{Т1,Т2}}{0.8} = \frac{66,8}{0.8} = 83,5MBA. \quad (2.2)$$

2) G-1 және G-2 генераторларының 110 кВ-тық ТҚ-ның жинақтағыш шинасына қуатты ең көп мөлшерде беруі бойынша:

Қыс

$$P_{T1:T2}^{0-12} = 187 - 60 - 24{,}024 = 102{,}976 MBm; \qquad S_{T1,T2} = \frac{102{,}976}{0.8} = 128{,}72 MBA;$$

$$P_{T1:T2}^{12-20} = 220 - 60 - 26{,}4 = 133{,}6 MBm; \qquad S_{T1,T2} = \frac{133{,}6}{0.8} = 167 MBA;$$

$$P_{T1:T2}^{20-24} = 187 - 60 - 24{,}024 = 102{,}976 MBm. \qquad S_{T1,T2} = \frac{102{,}976}{0.8} = 128{,}72 MBA.$$

3) Апаттық режимді есептеу кезінде, 40%-ды асқын жүктеменің мүмкіншілігі ескеріледі:

$$S_{T1,T2} = \frac{P_{T1,T2}}{1.4 \cdot 0.8} = \frac{133{,}6}{1.4 \cdot 0.8} = 119{,}29 MBA. \qquad (2.3)$$

Т-1 трансформаторы ажыратылған қысқы максимум. Бұл жағдайда Г-1 мен Г-2 генераторлары 10 кВ-тық тарату құрылғыдағы 60 МВт-тық жүктемені және өзіндік мұқтаждық жүктемелерін қамтамасыз ете алады.

2 дана ТДЦ-125000/110/У1 таңдаймын.

Кесте 2.6 – ТДЦ-125000/110-У1 трансформаторының негізгі параметрлері

Түрі	$S_{ном}$ МВА	Шығын,кВт		Uk,%	Бағасы, мың тг
		Рх	Рк	жк-тк	
ТДЦ-125000/110-У1	125000	120	400	10,5	180·5=900

АТ1 және АТ2 автотрансформаторларының қуатының қалыпты режим шарты.

Қалыпты режим:

$$S_{номAT1,AT2} = \frac{P_{AT1,AT2}}{0.85} = \frac{166{,}8}{0.85} = 196{,}24 MBA. \qquad (2.4)$$

Орнатуға түрі АТДЦТН-200000/220/110 автотрансформаторын тандаймыз.

Кесте 2.7 – АТДЦТН-200000/220/110 автотрансформаторының параметрлері

Түрі	$S_{ном}$ МВА	Шығын,кВт		Uk,%			Бағасы, мың тг
		Рх	Рк	Жк-ок	Жк-тк	Ок-тк	
АТДЦТН-200000/220/110	200	105	400	11	32	20	316·5=1580

Екінші нұсқа үшін автотрансформаторларды таңдау.

АТ1, АТ2 автотрансформаторларының қуатын келесідей шарттармен анықтаймыз.

а) Қалыпты режим. АТ1, АТ2 автотрансформаторларының әрбірінің қуаты:

$$S_{номТ1,Т2} = \frac{66,8}{0.8} = 83,5MBA.$$

б) Апаттық режимді есептегенде, 40%-ды асқын жүктеме мүмкіншілігі ескеріледі. АТ1 (немесе АТ2) автотрансформаторлары ажыратылуда.

$$S_{номТ1,Т2} = \frac{133,6}{1.4 \cdot 0.8} = 119,29MBA.$$

G1, G2 генераторларының 10 кВ-тық тарату құрылғысының жинақтағыш шинасына бере алатын ең көп қуаты:

$$\text{Қыста} \quad S_{G-1,2} = \frac{220 - 26,4 - 60}{0.8} = 167MBA;$$

$$\text{Жазда} \quad S_{G-1,2} = \frac{187 - 24,02 - 51}{0.8} = 139,98MBA.$$

Есептеудің нәтижесінде АТ1, АТ2 автотрансформаторлары үшін, орнатуға 2 дана АТДЦТН-125000/220/110 таңдаймын.

Кесте 2.8 – АТДЦТН-125000/220/110 автотрансформаторының параметрлері

Түрі	$S_{ном}$ МВА	Шығын,кВт		Uk,%			Бағасы, мың тг
		Рх	Рк	жк-ок	жк-тк	ок-тк	

АТДЦТН-125000/220/110	125	65	280	11	45	28	243·5=1215

Т3 және Т4 трансформаторының қуаты қалыпты режим шарты.

Қалыпты режим:

$$S_{T3;T4} \geq \frac{P_{T3;T4}}{\cos\varphi_{ном.г.}} = \frac{160}{0.85} = 188{,}24 MBA.$$

Орнатуға 2 дана ТДЦ-200000/242/15,75 күштік трансформаторларын тандаймын.

Кесте 2.9 – ТДЦ-200000/242/15,75 күштік трансформаторының парметрлері

Түрі	$S_{ном}$ МВА	Шығын,кВт		Uk,%	Бағасы, мың тг
		Рх	Рк		
ТДЦ-200000/220/10	200	130	660	11	290·5=1450

2.3 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-125000/110-У1.

Болаттағы энергияның жылдық шығыны:

$$W_б = P_{б..ж.} \cdot 8760 = 120 \cdot 8760 = 1051{,}2 \cdot 10^3 кВт \cdot саг. \qquad (2.5)$$

Трансформатордағы тармақталған мыс орамындағы энергияның жылдық шығыны:

$$\Delta W_M = \frac{P_{K \cdot T}}{S^2_{ном} \cdot \cos^2\varphi} \cdot (P^2_{TP(0-12)^{3 \cdot t}(0-12)+(20-24)} \cdot Ку + P^2_{TP(12-20)k \cdot t(12-20)k} \cdot Ку + P^2_{TP(0-12)ж(0-12)+(20-24)ж} \cdot Жу + P^2_{TP(12-20)ж(12-20)ж} \cdot Жу); \qquad (2.6)$$

$$\Delta W_M = \frac{400}{125^2 \cdot 0{,}8^2} \cdot (51{,}49^2 \cdot 16 \cdot 180 + 66{,}8^2 \cdot 8 \cdot 180 + 35{,}57^2 \cdot 16 \cdot 185 + 51{,}49^2 \times 8 \cdot 185) = 869{,}2 \cdot 10^3 кВт \cdot саг.$$

Автотрансформатор АТДЦТН-200000/220/110.

Бір автотрансформатордың болатындағы энергияның жылдық шығыны:

$$\Delta W_{Б} = P_{Б.Ж.} \cdot 8760 = 105 \cdot 8760 = 919{,}8 \cdot 10^{3}\, кВт \cdot саг\,;$$

$$P_{к.т.ж.к} = P_{к.т.ок} = P_{к.т.тк} = 0{,}5 \cdot P_{к.т.жк-тк} = 0{,}5 \cdot 400 = 200 кВт\,;$$

$$\Delta W_{МЖК} = \frac{200}{200^{2} \cdot 0{,}8^{2}} \cdot (122{,}018^{2} \cdot 16 \cdot 180 + 147{,}6^{2} \cdot 8 \cdot 180 + 88{,}4^{2} \cdot 16 \cdot 185 + $$
$$+ 128{,}18^{2} \cdot 8 \cdot 185) = 950{,}76 \cdot 10^{3}\, кВт \cdot саг;$$

$$\Delta W_{МОК} = \frac{200}{200^{2} \cdot 0{,}8^{2}} \cdot (3{,}488^{2} \cdot 16 \cdot 180 + 6{,}8^{2} \cdot 8 \cdot 180 + 0{,}43^{2} \cdot 16 \cdot 185 + $$
$$+ 9{,}488^{2} \cdot 8 \cdot 185) = 1{,}839 \cdot 10^{3}\, кВт \cdot саг);$$

$$\Delta W_{МТК} = \frac{200}{200^{2} \cdot 0{,}8^{2}} \cdot (118{,}53^{2} \cdot 16 \cdot 180 + 140{,}8^{2} \cdot 8 \cdot 180 + 88{,}83^{2} \cdot 16 \cdot 185 + $$
$$+ 118{,}53^{2} \cdot 8 \cdot 185) = 884{,}058 \cdot 10^{3}\, кВт \cdot саг);$$

$$\Delta W_{АТ} = (950{,}76 + 1{,}839 + 884{,}058) \cdot 10^{3} = 1836{,}66 \cdot 10^{3}\ \text{кВт·сағ.}$$

2-ші нұсқа үшін жылдық энергия шығыны.
АТДЦТН-125000/220/110 автотрансформаторлардағы энергия шығыны:

$$\Delta W_{Б} = 65 \cdot 8760 = 569{,}4 \cdot 10^{3}\, кВт \cdot саг\,;$$

$$P_{к.т.ж.к} = P_{к.т.ок} = P_{к.т.тк} = 0{,}5 \cdot P_{к.т.жк-тк} = 0{,}5 \cdot 280 = 140 кВт;$$

$$\Delta W_{МЖК} = \frac{140}{125^{2} \cdot 0{,}8^{2}} \cdot (3{,}49^{2} \cdot 16 \cdot 180 + 6{,}8^{2} \cdot 8 \cdot 180 + 0{,}43^{2} \cdot 16 \cdot 185 + $$
$$+ 9{,}488^{2} \cdot 8 \cdot 185) = 3{,}296 \cdot 10^{3}\, кВт \cdot саг);$$

$$\Delta W_{МОК} = \frac{140}{125^{2} \cdot 0{,}8^{2}} \cdot (48^{2} \cdot 16 \cdot 180 + 60^{2} \cdot 8 \cdot 180 + 36^{2} \cdot 16 \cdot 185 + $$
$$+ 42^{2} \cdot 8 \cdot 185) = 255{,}73 \cdot 10^{3}\, кВт \cdot саг);$$

$$\Delta W_{МТК} = \frac{140}{125^{2} \cdot 0{,}8^{2}} \cdot (51{,}49^{2} \cdot 16 \cdot 180 + 66{,}8^{2} \cdot 8 \cdot 180 + 35{,}57^{2} \cdot 16 \cdot 185 + $$
$$+ 51{,}49^{2} \cdot 8 \cdot 185) = 304{,}22 \cdot 10^{3}\, кВт \cdot саг);$$

$$\Delta W_{АТ} = (3{,}296 + 255{,}73 + 304{,}22) \cdot 10^{3} = 563{,}246 \cdot 10^{3}\ \text{кВт·сағ.}$$

ТДЦ-200000/242/15,75 күштік трансформаторының болаттағы энергияның жылдық шығыны:

$$W_б = P_{б..ж.} \cdot 8760 = 130 \cdot 8760 = 1138{,}8 \cdot 10^3 кВт \cdot саг.$$

ТР-дағы тармақталған мыс орамындағы энергияның жылдық шығыны:

$$\Delta W_M = \frac{660}{200^2 \cdot 0{,}8^2} \cdot (118{,}53^2 \cdot 16 \cdot 180 + 140{,}8^2 \cdot 8 \cdot 180 + 88{,}83^2 \cdot 16 \cdot 185 +$$

$$118{,}53^2 \times \ 8 \cdot 185) = 2917{,}25 \cdot 10^3 кВт \cdot саг.$$

Кесте 2.10 – Нұсқаларды технико-экономикалық салыстыру

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-125000/110-У1	900*α $\alpha = 1{,}5$	2	2700	-	-
2. Автотрансформатор АТДЦТН-200000/220/110	1580*α $\alpha = 1{,}3$	2	4108	-	-
3. АТҚ ұяшығы 110 кВ	38·5=190	4	760	-	-
4. АТҚ ұяшығы 220 кВ	124·5=620	2	1240	-	-
5. Автотрансформатор АТДЦТН-125000/220/110	1350*α $\alpha = 1{,}4$			2	3402
6. Трансформатор ТДЦ-200000/220/10	1450* α $\alpha = 1{,}3$			2	3770
7. АТҚ ұяшығы 110 кВ	38·5=190			2	380
8. АТҚ ұяшығы 220 кВ	124· 5=620			4	2480
Барлығы:			8808		10032

Мұндағы α коэффициенті келесідей мәселелердің құнын ескереді: шиналардың найзағайдан қорғайтын аппараттардың, жермен қосатын және трансформаторларды салқындататын құрылғылардың, басқару қалқанына

дейінгі бақылау кабельдердің, құрылыс және монтаждық жұмыстардың, сонымен қатар материалдардың құнын ескереді.

Мұндағы $P_а+P_о=(6,4+2)\%=8,4\%=0,084$.

Энергия шығынының құны:

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

1-ші нұсқа үшін:

$$\Delta W_б = 2 \cdot 1051,2 \cdot 10^3 + 2 \cdot 919,8 \cdot 10^3 = 3942 \cdot 10^3 \text{ кВт·сағ;}$$

$$\Delta W_М = 2 \cdot 869,2 \cdot 10^3 + 2 \cdot 1836,66 \cdot 10^3 = 5411,72 \cdot 10^3 \text{ кВт·сағ;}$$

$$\Delta W = \Delta W_Б + \Delta W_М = 3942 \cdot 10^3 + 5411,72 \cdot 10^3 = 9353,72 \cdot 10^3 \text{ кВт·сағ.}$$

2-ші нұсқа үшін:

$$\Delta W_Б = 2 \cdot 569,4 \cdot 10^3 + 2 \cdot 1138,8 \cdot 10^3 = 3416,4 \cdot 10^3 \text{ кВт·сағ;}$$

$$\Delta W_М = 2 \cdot 563,246 \cdot 10^3 + 2 \cdot 2917,25 \cdot 10^3 = 6960,992 \cdot 10^3 \text{ кВт·сағ;}$$

$$\Delta W = \Delta W_Б + \Delta W_М = 3416,4 \cdot 10^3 + 6960,992 \cdot 10^3 = 10377,392 \cdot 10^3 \text{ кВт·сағ.}$$

Кесте 2.11 – 1-ші және 2-ші нұсқалардың шығындарын салыстыру.

Шығындар	1-нұсқа	2-нұсқа
1. Есептік қаржы салымы. Қ.ш.б	8808	10032
2. Амортизацияға шығару $U_а + U_{кк}$ ш.б.	0,084· 1361,6=739,87	0,084· 1510=874,44
3. Энергия шығынының құны, $U_{шығ}$ ш.б.	0,0115·9353,72·10³ =107,57	0,0115·10377,392·10³= 119,34
4. Минималды шығынды келтіру З min, ш.б.	0,12· 8808+739,87+ +107,57= 1904,4	0,12·10032+874,44+ +119,34=2165,8

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

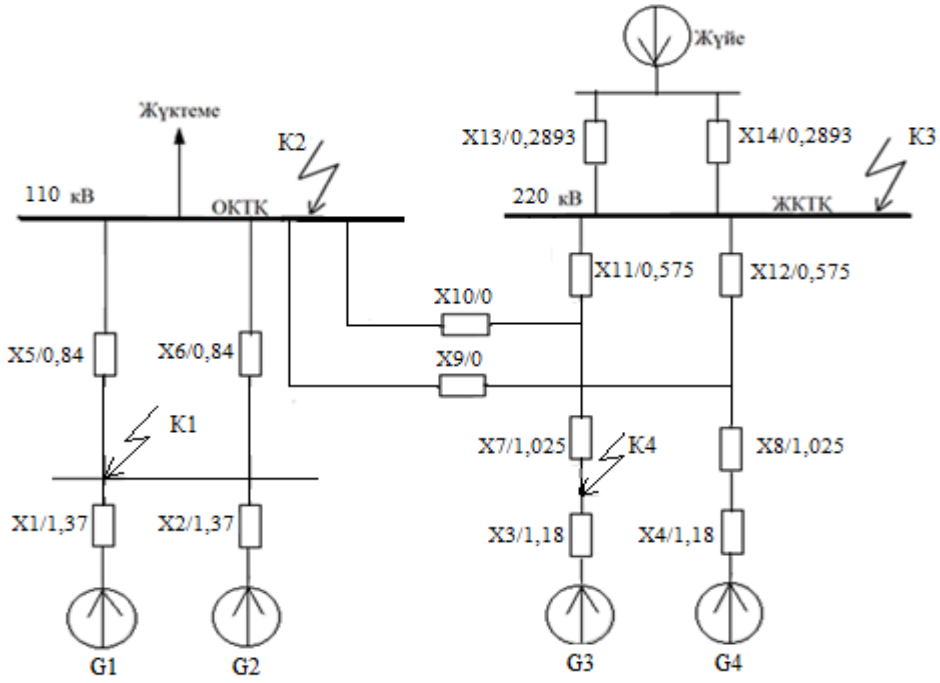
$$З_{\min\%} = \frac{З_2 - З_1}{З_1} \cdot 100\%; \qquad (2.8)$$

$$З_{\min\%} = \frac{2165{,}8 - 1904{,}4}{1904{,}4} \cdot 100\% = 13{,}7\% > 5\%.$$

Осы арқылы 1-ші нұсқа тиімді болып табыладығын анықтадым.

2.4 Қысқа тұйықталу тоқтарын есептеу

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



Сурет 2.6 – Станцияның электрлік бөлігінің алмастыру сұлбасы

Сұлбада белгіленген К-1, К-2, К-3 және К-4 нүктелеріндегі қысқа тұйықталу тоқтарын есептейміз.

Кедергілерді есептеу барысында базалық қуатты S_6=1000 МВА шамасын алдым.

G1, G2 генераторларының кедергілері:

$$x_1 = x_2 = x''_d * \frac{S_Б}{S_{НОМ}} = 0{,}189 \cdot \frac{1000}{137{,}5} = 1{,}37 \text{ сб.} \qquad (2.9)$$

G3, G4 генераторларының кедергілері:

$$x_3 = x_4 = x''_d * \frac{S_Б}{S_{НОМ}} = 0{,}222 \cdot \frac{1000}{188{,}2} = 1{,}18 \text{ сб.} \quad (2.10)$$

Т1, Т2 трансформатордың кедергілері:

$$x_5 = x_6 = \frac{U_{К\%} S_Б}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{10{,}5 \cdot 1000}{100 \cdot 125} = 0{,}84 \text{ сб.} \quad (2.11)$$

Автотрансформатор кедергілері:

$$X_{ТЖ\%} = 0{,}5 \cdot (U_{КЖ\text{-}О\%} + U_{КЖ\text{-}Т\%} - U_{КО\text{-}Т\%}) = 0{,}5 \cdot (11+32-20) = 11{,}5\%; \quad (2.12)$$

$$x_{ТО\%} = 0{,}5 \cdot (U_{КЖ\text{-}О\%} + U_{КО\text{-}Т\%} - U_{КЖ\text{-}Т\%}) = 0{,}5 \cdot (11+20-32) = -0{,}5\%; \quad (2.13)$$

$$x_{ТТ\%} = 0{,}5 \cdot (U_{КО\text{-}Т\%} + U_{КЖ\text{-}Т\%} - U_{КЖ\text{-}О\%}) = 0{,}5 \cdot (20+32-11) = 20{,}5\%; \quad (2.14)$$

$$x_7 = x_8 = \frac{X_{Т\%} S_Б}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{20{,}5 \cdot 1000}{100 \cdot 200} = 1{,}025 \text{ сб;} \quad (2.15)$$

$$x_9 = x_{10} = \frac{X_{Т\%} S_Б}{100 \cdot S_{НОМ}} = 0 \text{ сб;} \quad (2.16)$$

$$x_{11} = x_{12} = \frac{X_{Т\%} S_Б}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{11{,}5 \cdot 1000}{100 \cdot 200} = 0{,}575 \text{ сб.} \quad (2.17)$$

Желі кедергісі :

$$x_{13} = x_{14} = X_{сал} \cdot l \cdot \frac{S_Б}{U_{ср}^2} = 0{,}4 \cdot 35 \cdot \frac{1000}{200^2} = 0{,}2893 \text{ сб.} \quad (2.18)$$

К-1 нүктесіндегі қысқа тұйықталу тоғын есептеу:

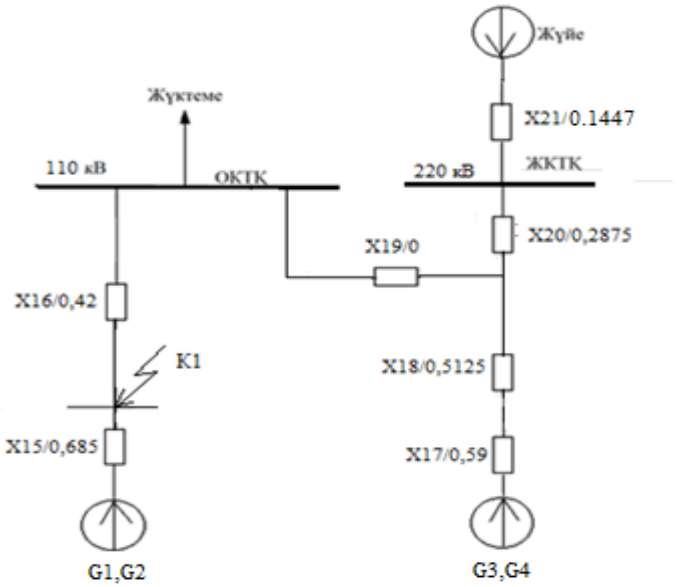
$x_{15} = x_1 // x_2 = 1{,}37/2 = 0{,}685$ сб; $x_{16} = x_5 // x_6 = 0{,}84/2 = 0{,}42$ сб;

$x_{17} = x_3 // x_4 = 1{,}18/2 = 0{,}59$ сб; $x_{18} = x_7 // x_8 = 1{,}025/2 = 0{,}5125$ сб;

$x_{19} = x_{10} // x_9 = 0/2 = 0$ сб; $x_{20} = x_{11} // x_{12} = 0{,}575/2 = 0{,}2875$ сб.

$x_{21} = x_{13} // x_{14} = 0{,}2893/2 = 0{,}1447$ сб.

Сұлба келесідей түрге енеді:



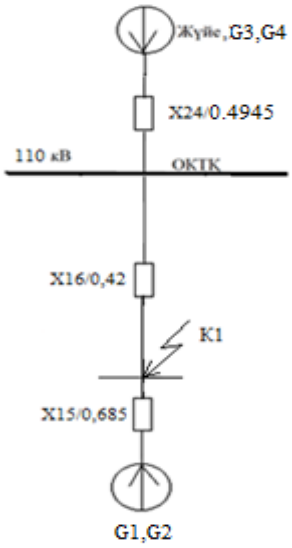
Сурет 2.7 – Алмастыру сұлбасының қарапайымдатылған түрі

$$x_{22} = x_{17} + x_{18} = 0,59 + 0,5125 = 1,1025 \text{ сб};$$

$$x_{23} = x_{21} + x_{20} = 0,1447 + 0,2875 = 0,4322 \text{ сб};$$

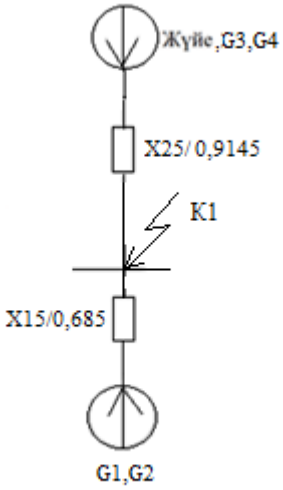
$$x_{24} = x_{22}//x_{23} = \frac{1,1025 \cdot 0,4322}{1,1025 + 0,4322} = 0,4945 \text{ сб}.$$

Сұлба келесідей түрге енеді:



Сурет 2.8 – Алмастыру сұлбасының қарапайымдатылған түрі

$$x_{25} = x_{24} + x_{16} = 0,4945 + 0,42 = 0,9145 \text{ сб.}$$



Сурет 2.9 – Алмастыру сұлбасының қарапайымдатылған түрі

К1 қысқа тұйықталу тогы 10 кВ-тық тарату құрылғысында болғандықтан $U_{орт1}$ = 10,5 кВ-қа тең.

$$I_б = \frac{S_Б}{\sqrt{3} \cdot U_{орт1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99 \text{ кА.} \qquad (2.19)$$

G1 мен G2 генераторлары үшін:

$$E_0'' = \sqrt{\left(I_0 \cdot x_d'' \cdot \cos\varphi_0\right)^2 + \left(U_0 \cdot I_{no} \cdot x_d'' \cdot \sin\varphi_0\right)^2} = \sqrt{\left(1 \cdot 0,189 \cdot 0,85\right)^2 + \left(1 \cdot 1 \cdot 0,189 \cdot 0,53\right)^2}$$
$$= \sqrt{0,02581 + 1,21037} = 1,13.$$

G3 пен G4 генераторлары үшін:

$$E_0'' = \sqrt{\left(I_0 \cdot x_d'' \cdot \cos\varphi_0\right)^2 + \left(U_0 \cdot I_{no} \cdot x_d'' \cdot \sin\varphi_0\right)^2} = \sqrt{\left(1 \cdot 0{,}222 \cdot 0{,}85\right)^2 + \left(1 \cdot 1 \cdot 0{,}222 \cdot 0{,}53\right)^2}$$
$$= \sqrt{0{,}03561 + 1{,}24916} = 1{,}133.$$

Периодикалық құраушының бастапқы мәні:

$$I_{П0} = \frac{E_0''}{x_p} \cdot I_Б. \qquad (2.20)$$

G1 мен G2 генераторларының тоғы:

$$I_{П01} = \frac{E_0''}{x_{15}} \cdot I_Б = \frac{1{,}13}{0{,}685} \cdot 54{,}99 = 12{,}79 \text{ кА}.$$

G3, G4 генераторларының және жүйенің тоқтары:

$$I_{П02} = \frac{E_0''}{x_{25}} \cdot I_Б = \frac{1{,}13}{0{,}9145} \cdot 54{,}99 = 14{,}67 \text{ кА}.$$

К1 нүктесіндегі қысқы тұйықталу тоқтарының қосындысы:

$$I_{П0К1} = 89{,}27 + 57{,}95 = 147{,}22 \text{ кА}.$$

К-1 нүктесі үшін қысқа тұйықталуының соққы тоғы:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0}. \qquad (2.21)$$

G1 мен G2 генераторлары үшін: $k_y = 1{,}975$

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n01} = \sqrt{2} \cdot 1{,}975 \cdot 12{,}79 = 35{,}72 \text{ кА}.$$

Энергожүйеде: $k_y = 1{,}85$

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n02} = \sqrt{2} \cdot 1{,}85 \cdot 14{,}67 = 38{,}38 \text{ кА}.$$

Жалпы соққы тоғы:

$$i_y = i_{y1} + i_{y2} = 35{,}72 + 38{,}38 = 74{,}1 \text{ кА}.$$

Номиналды тоқты есептейтін болсақ:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3}\ U_{ном} \text{Cos}\varphi\text{ном}} = \frac{110 \cdot 10^6}{\sqrt{3}\ 10{,}5 \cdot 10^3\ 0{,}8} = 2{,}96 \text{ кА}. \qquad (2.22)$$

Апаттан кейін:

$$I_{MAX} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3}\, U_{ном} \cdot 0{,}95 \text{Cosфном}} = \frac{110 \cdot 10^6}{\sqrt{3}\ 10{,}5 \cdot 0{,}8 \cdot 10^3\ 0{,}95} = 3{,}06 \text{ кА}.$$

Енді осы мәндерді ескере отырып ажыратқыш таңдасақ ВВЭ-10-31,5/3150У3 (Uном=10 кВ, Іном=4000 А, tотк=0,075).

$$\tau = t_{PK} + t_{OTK} = 0{,}01 + 0{,}075 = 0{,}085c.$$

G1,G2 генераторларының перидикалық құраушылары ТВФ-110-2ЕУ3 үшін Та=0,41. [Ә1, 111 бет]

$$i_{ntG1G2} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,G1G2} \cdot e^{\frac{-t}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 12{,}79 \cdot e^{\frac{-0.085}{0.41}} = 12{,}54 \text{ кА}. \qquad (2.23)$$

G3,G4 генераторларының перидикалық құраушылары ТВВ-160-2ЕУ3 үшін Та=0,42. [Ә1, 111 бет]

$$i_{ntG3G4} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,G3G4} \cdot e^{\frac{-t}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 14{,}67 \cdot e^{\frac{-0.085}{0{,}42}} = 13{,}92 \text{ кА}.$$

Қысқа тұйықталу тогының толық квадраттық импульсі:

$$B_K = I^2{}_{n,0,k1} \cdot \left(t_{айыр} + T_a\right) = 27{,}46^2 \cdot \left(0{,}085 + 0{,}115\right) = 150{,}81\ кА^2\text{с}.$$

Табылған мәндерга қарап коммутациялық аппараттарды таңдаймын.
Ажыратқыштарды таңдау шарты:

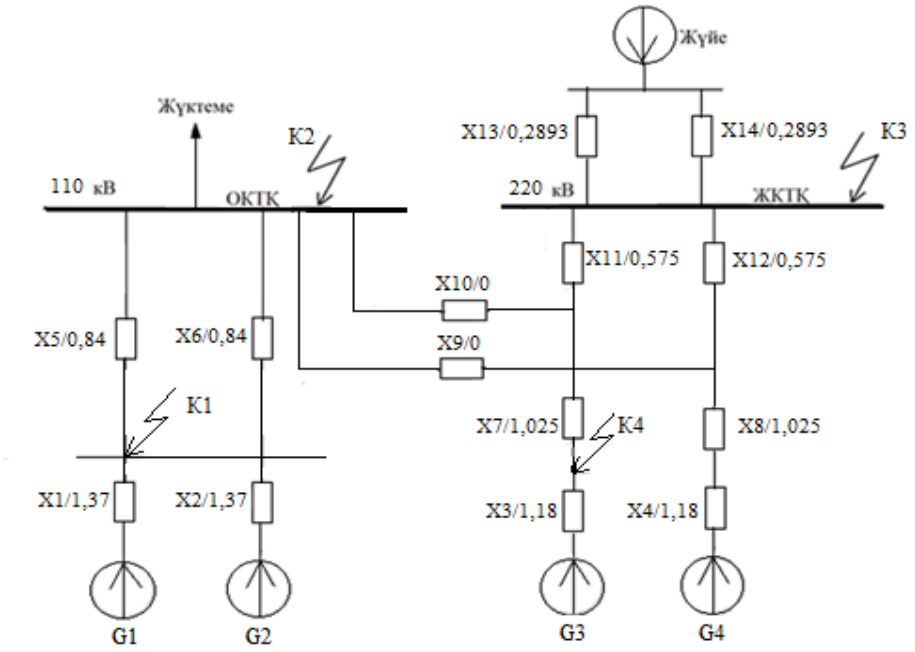
1. $U_{УСТ} \le U_{НОМ}$;
2. $I_{MAX} \le I_{НОМ}$;
3. $I_{n,\tau} \le I_{OTK,НОМ}$;
4. $i_{a,\tau} \le I_{A,НОМ} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{OTK,НОМ5} / 100$;
5. $\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + I_{a,\tau} \le \sqrt{2} \cdot I_{OTK,НОМ} \cdot \left(\frac{\beta_H}{100} + 1\right)$;
6. $I_У \le I_{дин}$;
7. $B_K \le I^2{}_{n,0} \cdot \left(t_{OTK} + T_a\right)$.

Кесте 2.12 – Ажыратқыштар мен айырғыштарды таңдау

Менің есептегенім	Ажыратқыш ВВЭ-10-31,5/3150У3	Айырғыш РВР-10/4000У3
$U_{НОМ}$ =10 кВ	$U_{НОМ}$ =10 кВ	$U_{НОМ}$ =10 кВ
I_{MAX} =3,06 кА	$I_{НОМ}$ =3,15 кА	$I_{НОМ}$ =4 кА

$I_{n,\tau}$ =27,46 кА	$I_{ОТК,НОМ}$ =31,5 кА	
$i_{a,\tau}$ =13,92 кА	$I_{А,НОМ} = \sqrt{2}\cdot\beta_{Н}\cdot I_{ОТК,НОМ}/100$ $= \sqrt{2}\cdot 40\cdot 31{,}5/100 = 17{,}81$ кА	
$\sqrt{2}\cdot I_{n,\tau} + I_{a,\tau} =$ $\sqrt{2}\cdot 27{,}46 + 13{,}92 = 48{,}51$кА	$\sqrt{2}\cdot I_{ОТК,НОМ}\cdot\left(\frac{\beta_{Н}}{100}+1\right) =$ $\sqrt{2}\cdot 31{,}5\cdot\left(\frac{40}{100}+1\right) = 62{,}36$кА	
$I_{n0К}$=27,46 кА	$I_{дин}$=31,5 кА	
$i_{у}$=74,1 кА	$t_{дин} = 80$ кА	$I_{дин}$=180 кА
$B_{К} = 510{,}81 кА^2$с	$I^2{}_{n,0}\cdot(t_{ОТК}+T_{а}) =$ $31{,}5^2\cdot 3 = 2976{,}75$ $кА^2\cdot с$	$I^2{}_{ТЕР}\cdot t_{ТЕР} = 71^2\cdot 4 =$ $20164 кА^2\cdot с$

К-2 нүктесіндегі қысқа тұйықталу тогын есептеу.



Сурет 2.10 – Станцияның электрлік бөлігінің алмастыру сұлбасы

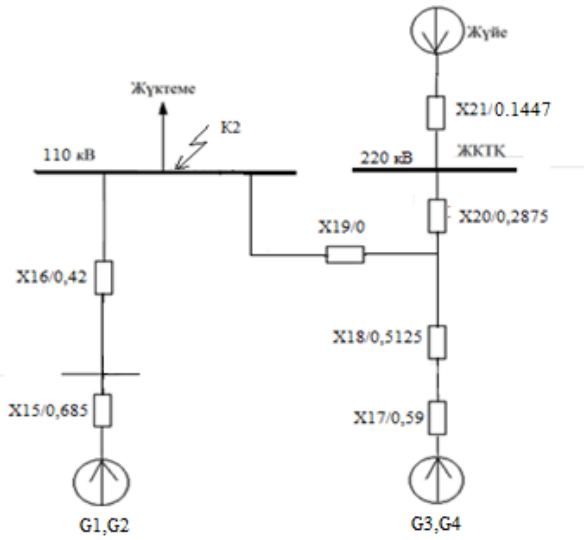
$x_{15} = x_1//x_2 = 1{,}37/2 = 0{,}685$ сб; $x_{16} = x_5//x_6 = 0{,}84/2 = 0{,}42$ сб;

$x_{17} = x_3//x_4 = 1{,}18/2 = 0{,}59$ сб; $x_{18} = x_7//x_8 = 1{,}025/2 = 0{,}5125$ сб;

$x_{19} = x_{10}//x_9 = 0/2 = 0$ сб; $x_{20} = x_{11}//x_{12} = 0{,}575/2 = 0{,}2875$ сб.

$x_{21} = x_{13}//x_{14} = 0{,}2893/2 = 0{,}1447$ сб;

Сұлба келесідей түрге енеді:



Сурет 2.11 – Алмастыру сұлбасының қарапайымдатылған түрі

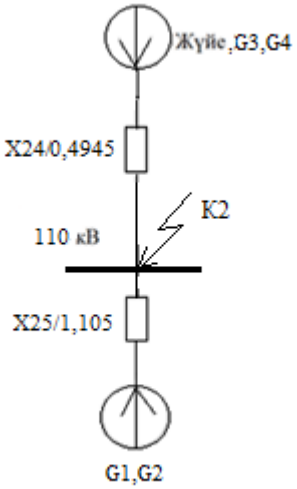
$$x_{22} = x_{17} + x_{18} = 0,59 + 0,5125 = 1,1025 \text{ сб};$$

$$x_{23} = x_{21} + x_{20} = 0,1447 + 0,2875 = 0,4322 \text{ сб};$$

$$x_{24} = x_{22}//x_{23} = \frac{1,1025 \cdot 0,4322}{1,1025+0,4322} = 0,4945 \text{ сб};$$

$$x_{25} = x_{15} + x_{16} = 0,685 + 0,42 = 1,105 \text{ сб}.$$

Сұлба келесідей түрге енеді:



Сурет 2.12 – Алмастыру сұлбасының қарапайымдатылған түрі

К2 қысқа тұйықталу тоғы 110 кВ-тық тарату құрылғысында болғандықтан $U_{\text{орк1}}$= 115 кВ-қа тең.

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3}\, U_{\text{срк1}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}.$$

G1 мен G2 генераторларының тоғы:

$$I_{П01} = \frac{E_0^{\backslash\backslash}}{X_{25}}\ I_b = \frac{1{,}13}{1{,}105} \cdot 5{,}02 = 5{,}05 \text{ кА}.$$

G3, G4 генераторларының және жүйенің тоқтары:

$$I_{П02} = \frac{E_0^{\backslash\backslash}}{X_{24}}\ I_b = \frac{1{,}133}{0{,}4945} \cdot 5{,}02 = 11{,}47 \text{ кА}.$$

К2 нүктесіндегі қысқы тұйықталу тоқтарының қосындысы:

$$I_{П0К2} = 5{,}05 + 11{,}47 = 16{,}52 \text{ кА}.$$

К2 нүктесі үшін қысқа тұйықталуының соққы тоғы:

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

G1 мен G2 генераторлары үшін: $k_y = 1{,}975$

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n01} = \sqrt{2} \cdot 1.975 \cdot 5{,}05 = 14{,}1 \text{ кА}.$$

Энергожүйеде: $k_y = 1{,}7$

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n02} = \sqrt{2} \cdot 1{,}7 \cdot 11{,}47 = 27{,}58 \text{ кА}.$$

Жалпы соққы тоғы: $i_y = i_{y1} + i_{y2} = 14{,}1 + 27{,}58 = 41{,}68$ кА.

Номианлды тоқты есептейтін болсақ:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3}\ U_{ном} \text{Cos}\varphi ном} = \frac{110 \cdot 10^6}{\sqrt{3}\ 115 \cdot 10^3\ 0{,}8} = 690{,}3 \text{ А}.$$

Апаттан кейін:

$$I_{MAX} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3}\ U_{ном} \cdot 0{,}95 \text{Cos}\varphi ном} = \frac{110 \cdot 10^6}{\sqrt{3}\ 115 \cdot 0{,}8 \cdot 10^3\ 0{,}95} = 726{,}6 \text{ А}.$$

Енді осы мәндерді ескере отырып ажыратқыш таңдасақ ЯЭ-110Л-23/(13)У4 (Uном=110 кВ, Iном=1250 А, tотк=0,065).

$$\tau = t_{РК} + t_{ОТК} = 0{,}01 + 0{,}065 = 0{,}075 \text{ с}.$$

G1 және G2 генераторларынан ағатын токтың периодикалық құраушысы
τ уақытында:

$$i_{ntG1G2} = \frac{\mathrm{I_{n01}}}{I_{HOM}} = \frac{5,05}{0,6903} = 7,31 \text{ кА}.$$

Осыдан:

$$\frac{I_{n\tau}}{\mathrm{I_{n01}}} = 0,75.$$

Бұдан:

$$I_{n\tau} = 0,75 \cdot 5,05 = 3,7875 \text{ кА}.$$

G1,G2 генераторларының апериодикалық құраушылары ТВФ-110-2ЕУ3 үшін Та=0,41.

$$i_{ntG1G2} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,G1G2} \cdot e^{\frac{-t}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 5,05 \cdot e^{\frac{-0.075}{0.41}} = 5,95 \text{ кА}.$$

G3,G4 генераторларының апериодикалық құраушылары ТВВ-160-2ЕУ3 үшін Та=0,42.

$$i_{ntG3G4} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,G3G4} \cdot e^{\frac{-t}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 11,47 \cdot e^{\frac{-0.075}{0,42}} = 13,57 \text{ кА}.$$

Қорытынды периодикалық тоқ:

$$\sum I_{n,\tau} = 3,7875 + 11,47 = 15,2575 \text{ кА}.$$

Қорытынды апериодикалық тоқ:

$$\sum i_{a,t} = 5.28 + 3.98 = 19,52 \text{ кА}.$$

Қысқа тұйықталу тогының толық квадраттық импульсі:

$$B_K = I^2_{n,0,k2} \cdot \left(t_{айыр} + T_a\right) = 16,52^{\,2} \cdot \left(0,065 + 0,115\right) = 49,12 \ кА^2 \text{с}.$$

Табылған мәндерге қарап коммутациялық аппараттарды таңдаймын.
Ажыратқыштарды таңдау шарты:

1. $U_{УСТ} \le U_{НОМ}$;
2. $I_{МАХ} \le I_{НОМ}$;
3. $I_{n,\tau} \le I_{ОТК,НОМ}$;
4. $i_{a,\tau} \le I_{А,НОМ} = \sqrt{2} \cdot \beta_Н \cdot I_{ОТК,НОМ5} / 100$;

5. $\sqrt{2}\cdot I_{n,\tau} + I_{a,\tau} \le \sqrt{2}\cdot I_{ОТК,НОМ}\cdot\left(\frac{\beta_H}{100}+1\right)$;
6. $I_y \le I_{дин}$;
7. $B_K \le I^2{}_{n,0}\cdot\left(t_{ОТК}+T_a\right)$.

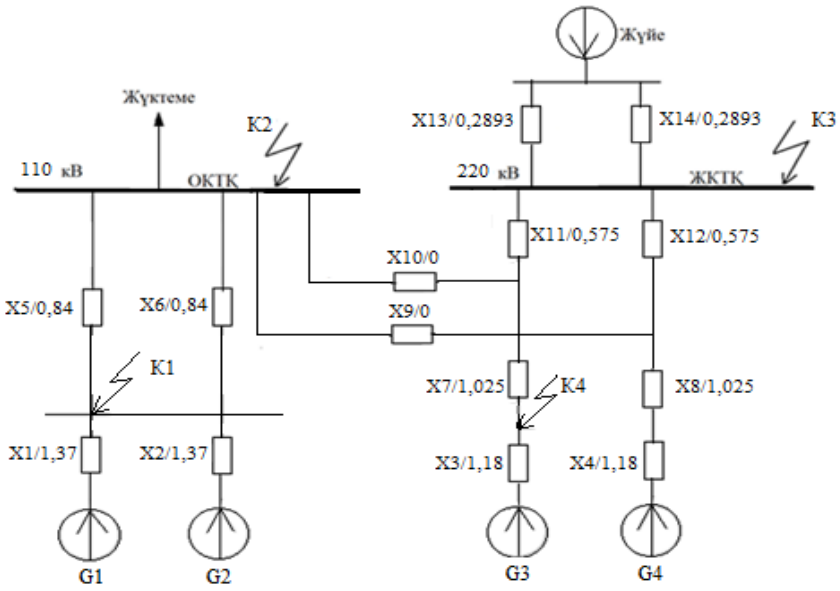
Кесте 2.13 – Ажыратқыштар мен айырғыштарды таңдау

Менің есептегенім	Ажыратқыш ЯЭ-110Л-23/(13)У4	Айырғыш РНД-110/1000 Т1
$U_{НОМ}$ =110 кВ	$U_{НОМ}$ = 110 кВ	$U_{НОМ}$ =110 кВ
$I_{МАХ}$ =726,6 А	$I_{НОМ}$ =12,5 кА	$I_{НОМ}$ =1000 А
$I_{n,\tau}$ =15,2575 кА	$I_{ОТК,НОМ}$ =40 кА	
$i_{a,\tau}$ =19,52 кА	$I_{А,НОМ} = \sqrt{2}\cdot\beta_H\cdot I_{ОТК,НОМ5}/100$ $= \sqrt{2}\cdot 40\cdot 36/100 = 20,36$ кА	

Кесте 2.13жалғасы

Менің есептегенім	Ажыратқыш ЯЭ-110Л-23/(13)У4	Айырғыш РНД-110/1000 Т1
$\sqrt{2}\cdot I_{n,\tau} + I_{a,\tau} =$ $\sqrt{2}\cdot 15,2575 + 19,52 = 41,1$кА	$\sqrt{2}\cdot I_{ОТК,НОМ}\cdot\left(\frac{\beta_H}{100}+1\right) =$ $\sqrt{2}\cdot 40\cdot\left(\frac{36}{100}+1\right) = 76,93$кА	
$I_{n0К}$=16,52 кА	$I_{дин}$=50 кА	
i_y=41,68 кА	$i_{дин}$ =125 кА	$I_{дин}$=80кА
$B_K = 49,12 кА^2$с	$I^2{}_{n,0}\cdot\left(t_{ОТК}+T_a\right) = 50^2\cdot = 7500$ $кА^2\cdot с$	$I^2{}_{ТЕР}\cdot t_{ТЕР} = 31,5^2\cdot 4 =$ $3969 кА^2\cdot с$

К-3 нүктесіндегі қысқа тұйықталу тоғын есептеу.



Сурет 2.13 – Станцияның электрлік бөлігінің алмастыру сұлбасы

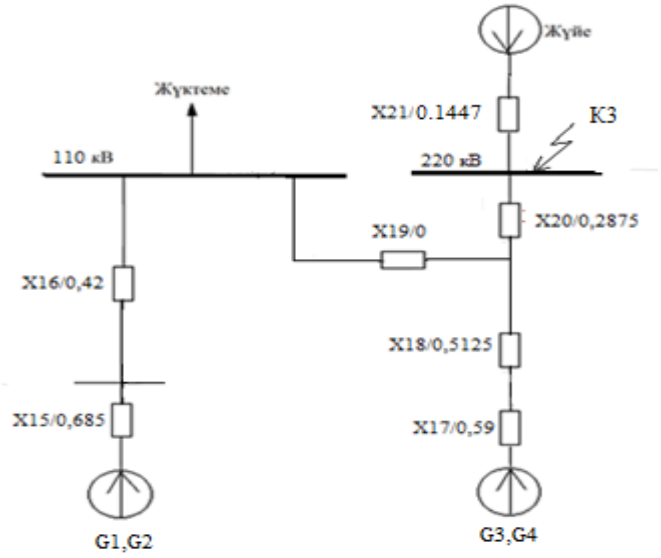
$x_{15} = x_1//x_2 = 1,37/2 = 0,685$ сб; $x_{16} = x_5//x_6 = 0,84/2 = 0,42$ сб;

$x_{17} = x_3//x_4 = 1,18/2 = 0,59$ сб; $x_{18} = x_7//x_8 = 1,025/2 = 0,5125$ сб;

$x_{19} = x_{10}//x_9 = 0/2 = 0$ сб; $x_{20} = x_{11}//x_{12} = 0,575/2 = 0,2875$ сб.

$x_{21} = x_{13}//x_{14} = 0,2893/2 = 0,1447$ сб.

Сұлба келесідей түрге енеді:



Сурет 2.14 – Алмастыру сұлбасының қарапайымдатылған түрі

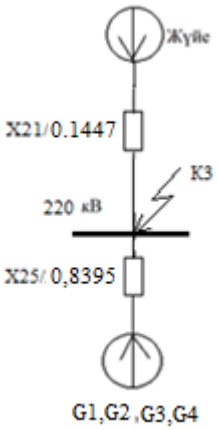
$$x_{22} = x_{17} + x_{18} = 0,59 + 0,5125 = 1,1025 \text{ сб};$$

$$x_{23} = x_{15} + x_{16} = 0,685 + 0,42 = 1,105 \text{ сб};$$

$$x_{24} = x_{22}//x_{23} = \frac{1,1025 \cdot 1,105}{1,1025+1,105} = 0,552 \text{ сб};$$

$$x_{25} = x_{24} + x_{20} = 0,552 + 0,2875 = 0,8395 \text{ сб}.$$

Сұлба келесідей түрге енеді:



Сурет 2.15 – Алмастыру сұлбасының қарапайымдатылған түрі

К3 қысқа тұйықталу тоғы 220 кВ-тық тарату құрылғысында болғандықтан $U_{орк1}$= 230 кВ-қа тең.

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

G1, G2, G3 және G4 генераторларының тоғы:

$$I_{П01} = \frac{E_0^{\backslash\backslash}}{X_{25}} I_b = \frac{1,13}{0,8395} \cdot 2,51 = 3,38 \text{ кА}.$$

Жүйенің тоғы:

$$I_{П02} = \frac{E_0^{\backslash\backslash}}{X_{21}} I_b = \frac{1}{0,1447} \cdot 2,51 = 17,35 \text{ кА}.$$

К3 нүктесіндегі қысқы тұйықталу токтарының қосындысы:

$$I_{П0К3} = 3,38 + 17,35 = 20,73 \text{ кА}.$$

К3 нүктесі үшін қысқа тұйықталуының соққы тоғы:

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

G1 мен G2 генераторлары үшін: $k_y = 1,975$

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n01} = \sqrt{2} \cdot 1.975 \cdot 3,38 = 9,44 \text{ кА}.$$

Энергожүйеде: $k_y = 1,717$

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n02} = \sqrt{2} \cdot 1,717 \cdot 17,35 = 42,13 \text{ кА}.$$

Жалпы соққы тоғы:

$$i_y = i_{y1} + i_{y2} = 9,44 + 42,13 = 51,57 \text{ кА}.$$

Номианлды токты есептейтін болсақ:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3}\, U_{ном} Cos\varphi_{ном}} = \frac{110 \cdot 10^6}{\sqrt{3}\, 230 \cdot 10^3\, 0,8} = 345,16 \text{ А}.$$

Апаттан кейін:

$$I_{MAX} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3}\, U_{ном} \cdot 0,95 Cos\varphi_{ном}} = \frac{110 \cdot 10^6}{\sqrt{3}\, 230 \cdot 0,8 \cdot 10^3\, 0,95} = 363,32 \text{ А}.$$

Енді осы мәндерді ескере отырып ажыратқыш таңдасақ ЯЭ-220Л-11(21)У4 (Uном=220 кВ, Iном=1250 А, tотк=0,065).

$$\tau = t_{РК} + t_{ОТК} = 0,01 + 0,065 = 0,075 \text{ с}.$$

ЭЖ келетін қысқа тұйықталу тоғының периодикалық құрамының бастапқы мәні, сол қысқа тұйықталу тоғының периодикалық құрамына тең болады:

$$I_{n02} = I_{\Pi\tau} = 17{,}35 \text{ кА}.$$

Апериодикалық тоғы:

$$i_{ntG1G2G3G4} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,G1G2G3G4} \cdot e^{\frac{-t}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 17{,}35 \cdot e^{\frac{-0.075}{0.03}} = 2{,}01 \text{ кА}.$$

G1 ,G2, G3 және G4 генераторларынан ағатын токтың периодикалық құраушысы:

$$i_{ntG1G2G3G4} = \frac{I_{n01}}{I_{НОМ}} = \frac{3{,}38}{0{,}345} = 2{,}28 \text{ кА}.$$

$$\frac{I_{\Pi\tau}}{I_{n01}} = 0{,}7 \text{ кА}.$$

Бұдан:

$$I_{\Pi\tau} = 0{,}7 * 3{,}38 = 2{,}366 \text{ кА}.$$

Апериодикалық тоғы:

$$i_{ntG1G2G3G4} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,G1G2G3G4} \cdot e^{\frac{-t}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 2{,}366 \cdot e^{\frac{-0.075}{0{,}42}} = 2{,}799 \text{ кА}.$$

Қорытынды периодикалық тоқ:

$$\sum I_{n,\tau} = 17{,}75 + 2{,}28 = 19{,}63 \text{кА}.$$

Қорытынды апериодикалық тоқ:

$$\sum i_{a,t} = 2{,}01 + 2{,}799 = 5{,}63 \text{кА}.$$

Қысқа тұйықталу тогының толық квадраттық импульсі:

$$B_K = I^2{}_{n,0,k3} \cdot \left(t_{айыр} + T_a\right) = 20{,}73^{\,2} \cdot \left(0{,}065 + 0{,}42\right) = 208{,}42 \ \ кА^2 \text{с}.$$

Табылған мәндерга қарап коммутациялық аппараттарды таңдаймын.
Ажыратқыштарды таңдау шарты:

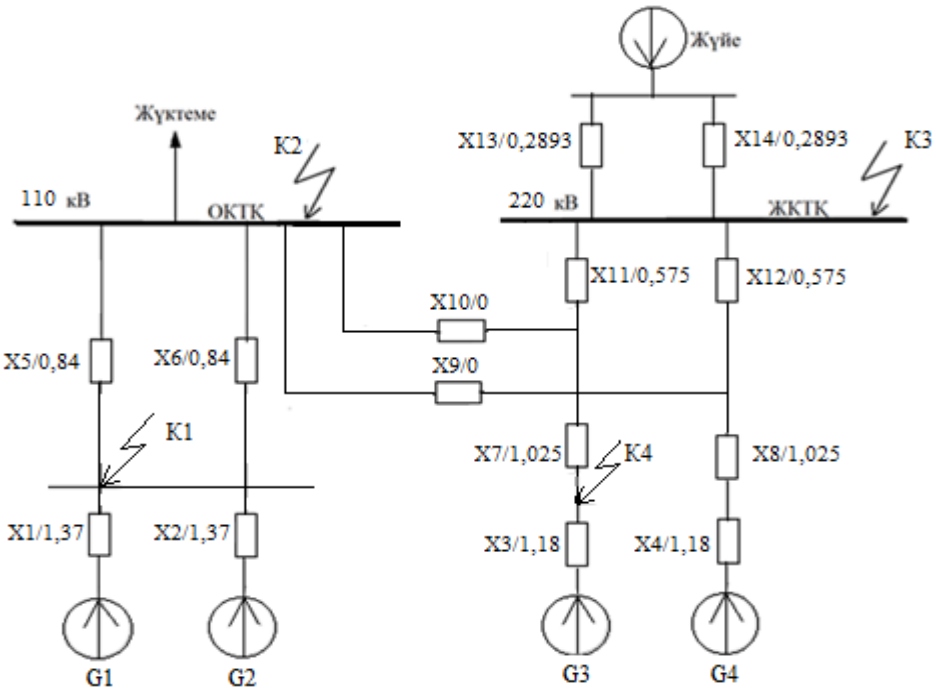
1. $U_{УСТ} \le U_{НОМ}$;
2. $I_{МАХ} \le I_{НОМ}$;

3. $I_{n,\tau} \le I_{ОТК,НОМ}$;
4. $i_{a,\tau} \le I_{А,НОМ} = \sqrt{2} \cdot \beta_Н \cdot I_{ОТК,НОМ5} / 100$;
5. $\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + I_{a,\tau} \le \sqrt{2} \cdot I_{ОТК,НОМ} \cdot \left(\frac{\beta_Н}{100} + 1 \right)$;
6. $I_У \le I_{дин}$;
7. $B_К \le I^2{}_{n,0} \cdot (t_{ОТК} + T_a)$.

Кесте 2.14 – Ажыратқыштар мен айырғыштарды таңдау

Менің есептегенім	Ажыратқыш ЯЭ-220Л-11(21)У4	Айырғыш РНДЗ-1-220/630 Т1
$U_{НОМ}$ =220 кВ	$U_{НОМ}$ = 220 кВ	$U_{НОМ}$ =220 кВ
$I_{МАХ}$ =363,32 А	$I_{НОМ}$ =12,5 кА	$I_{НОМ}$ =630 А
$I_{n,\tau}$ =19,63 кА	$I_{ОТК,НОМ}$ =40 кА	
$i_{a,\tau}$ = 5,63 кА	$I_{А,НОМ} = \sqrt{2} \cdot \beta_Н \cdot I_{ОТК,НОМ5} / 100$ $= \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 36 / 100 = 20{,}36$ кА	
$\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + I_{a,\tau} =$ $\sqrt{2} \cdot 19{,}63 + 5{,}63 = 33{,}39$кА	$\sqrt{2} \cdot I_{ОТК,НОМ} \cdot \left(\frac{\beta_Н}{100} + 1 \right) =$ $\sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(\frac{36}{100} + 1 \right) = 76{,}93$кА	
$I_{n0К}$=20,73 кА	$I_{дин}$=50 кА	
$i_У$=51,57 кА	$i_{дин}$ =125 кА	$I_{дин}$=100кА
$B_К = 208{,}42 кА^2$с	$I^2{}_{n,0} \cdot (t_{ОТК} + T_a) = 50^2 \cdot 3 = 7500$ $кА^2 \cdot с$	$I^2{}_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 3 =$ $4800 кА^2 \cdot с$

К-4 нүктесіндегі қысқа тұйықталу тоғын есептеу.

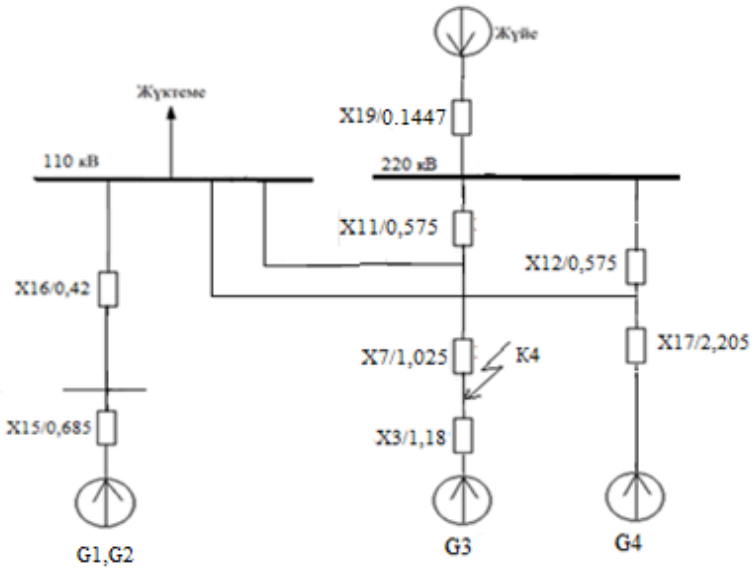


Сурет 2.16 – Станцияның электрлік бөлігінің алмастыру сұлбасы

$x_{15} = x_1//x_2 = 1,37/2 = 0,685$ сб; $x_{16} = x_5//x_6 = 0,84/2 = 0,42$ сб;

$x_{17} = x_4 + x_8 = 1,18 + 1,025 = 2,205$ сб; $x_{19} = x_{13}//x_{14} = 0,2893/2 = 0,1447$ сб;

Сұлба келесідей түрге енеді:



Сурет 2.17 – Алмастыру сұлбасының қарапайымдатылған түрі

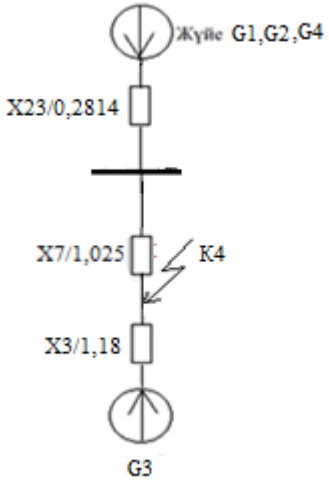
$x_{20} = x_{11//}x_{12} = 0,575/2 = 0,2875$ сб;

$$x_{21} = x_{19} + x_{20} = 0{,}1447 + 0{,}2875 = 0{,}4322 \text{ сб};$$

$$x_{22} = x_{15} + x_{16} = 0{,}685 + 0{,}42 = 1{,}105 \text{ сб};$$

$$x_{23} = x_{21}//x_{22}// x_{17} = \frac{0{,}4322 \cdot 1{,}105 \cdot 2{,}205}{0{,}4322+1{,}105+2{,}205} = 0{,}2814 \text{ сб}.$$

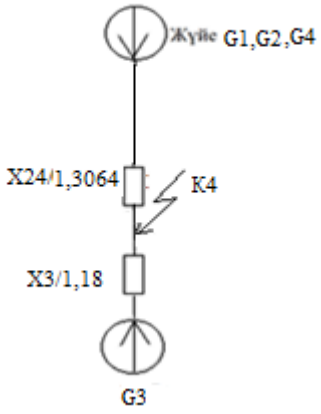
Сұлба келесідей түрге енеді:



Сурет 2.18 – Алмастыру сұлбасының қарапайымдатылған түрі

$$x_{24} = x_{23} + x_7 = 0{,}2814 + 1{,}025 = 1{,}3064 \text{ сб}.$$

Сұлба келесідей түрге енеді:



Сурет 2.19 – Алмастыру сұлбасының қарапайымдатылған түрі.

К4 қысқа тұйықталу тогы 10 кВ-тық тарату құрылғысында болғандықтан $U_{\text{орк1}}$= 10,5 кВ-қа тең.

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3}\, U_{срк1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 54{,}99 \text{ кА}.$$

G1, G2, G4 генераторларының және жүйенің тоғы:

$$I_{П01} = \frac{E_0^{\backslash\backslash}}{X_{23}} \; I_b = \frac{1,13}{1,3064} \cdot 54,99 = 13,56 \text{ кА.}$$

G3 генераторының тоғы:

$$I_{П02} = \frac{E_0^{\backslash\backslash}}{X_3} \; I_b = \frac{1,133}{1,18} \cdot 54,99 = 15,8 \text{ кА.}$$

К4 нүктесіндегі қысқы тұйықталу тоқтарының қосындысы:

$$I_{П0К4} = 13,56 + 15,8 = 29,3 \text{ кА.}$$

К4 нүктесі үшін қысқа тұйықталуының соққы тоғы:

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

G1,G2,G4 Генераторлары үшін: $k_y = 1,975$

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n01} = \sqrt{2} \cdot 1.975 \cdot 13,56 = 37,87 \text{ кА.}$$

G3 генераторы үшін: $k_y = 1,963$

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n02} = \sqrt{2} \cdot 1,963 \cdot 15,8 = 40,25 \text{ кА.}$$

Жалпы соққы тоғы:

$$i_y = i_{y1} + i_{y2} = 37,87 + 40,25 = 78,2 \text{ кА.}$$

Номианлды тоқты есептейтін болсақ:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3}\; U_{ном} \text{Cos}\varphi\text{ном}} = \frac{110 \cdot 10^6}{\sqrt{3}\; 10,5 \cdot 10^3\; 0,8} = 2,96 \text{ кА.}$$

Апаттан кейінгі тоқ:

$$I_{MAX} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3}\; U_{ном} \cdot 0,95 \text{Cos}\varphi\text{ном}} = \frac{110 \cdot 10^6}{\sqrt{3}\; 10,5 \cdot\; 0,8 \cdot 10^3\; 0,95} = 3,06 \text{ кА.}$$

Енді осы мәндерді ескеріп ажыратқыш таңдаймын ВВЭ-10-31,5/3150У3 (Uном=10 кВ, Iном=4000 А, tотк=0,075).

$$\tau = t_{РК} + t_{ОТК} = 0,01 + 0,075 = 0,085 \text{ с.}$$

G1,G2,G4 генераторларының апериодикалық құраушылары, ТВФ-110-2ЕУ3 үшін Та=0.41:

$$i_{ntG1G2G4} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,G1G2G4} \cdot e^{\frac{-t}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 13{,}56 \cdot e^{\frac{-0.085}{0.41}} = 12{,}97 \text{ кА}.$$

G3 генераторларының апериодикалық құраушылары, ТВВ-160-2ЕУ3 үшін Та=0.42:

$$i_{ntG3} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,G3} \cdot e^{\frac{-t}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 15{,}8 \cdot e^{\frac{-0.085}{0{,}42}} = 14{,}96 \text{ кА}.$$

Қысқа тұйықталу тогының толық квадраттық импульсі:

$$B_K = I^2{}_{n,0,k4} \cdot \left(t_{айыр} + T_a\right) = 100{,}36^2 \cdot \left(0{,}14 + 0{,}115\right) = 2568{,}39 \ кА^2 \text{с}.$$

Табылған мәндерге қарап коммутациялық аппараттарды таңдаймын. Ажыратқыштарды таңдау шарты:

1. $U_{УСТ} \le U_{НОМ}$;
2. $I_{МАХ} \le I_{НОМ}$;
3. $I_{n,\tau} \le I_{ОТК,НОМ}$;
4. $i_{a,\tau} \le I_{A,НОМ} = \sqrt{2} \cdot \beta_Н \cdot I_{ОТК,НОМ5} / 100$;
5. $\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + I_{a,\tau} \le \sqrt{2} \cdot I_{ОТК,НОМ} \cdot \left(\frac{\beta_Н}{100} + 1\right)$;
6. $I_У \le I_{дин}$;
7. $B_K \le I^2{}_{n,0} \cdot \left(t_{ОТК} + T_a\right)$.

Кесте 2.15 – Ажыратқыштар мен айырғыштарды таңдау

Менің есептегенім	Ажыратқыш ВВЭ-10-31,5/3150У3	Айырғыш РВР-10/4000У3
$U_{НОМ}$ =10 кВ	$U_{НОМ}$ =10 кВ	$U_{НОМ}$ =10 кВ
$I_{МАХ}$ =3,06 кА	$I_{НОМ}$ =3,15 кА	$I_{НОМ}$ =4 кА
$I_{n,\tau}$ =11,48 кА	$I_{ОТК,НОМ}$ =31,5 кА	
$i_{a,\tau}$ =24,7 кА	$I_{A,НОМ} = \sqrt{2} \cdot \beta_Н \cdot I_{ОТК,НОМ} / 100$ $= \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 31{,}5 / 100 = 17{,}81$ кА	

Кесте 2.15 жалғасы

Менің есептегенім	Ажыратқыш ВВЭ-10-31,5/3150У3	Айырғыш РВР-10/4000У3

$\sqrt{2}\cdot I_{n,\tau}+I_{a,\tau}=$ $\sqrt{2}\cdot 11{,}48+24{,}7=40{,}935$кА	$\sqrt{2}\cdot I_{ОТК,НОМ}\cdot\left(\frac{\beta_H}{100}+1\right)=$ $\sqrt{2}\cdot 31{,}5\cdot\left(\frac{40}{100}+1\right)=62{,}36$кА	
$I_{n0К}$=29,3 кА	$I_{дин}$=31,5 кА	
$i_у$=78,2 кА	$t_{дин}=80$ кА	$I_{дин}$=180 кА
$B_К=2568{,}39\,кА^2$с	$I^2_{n,0}\cdot(t_{ОТК}+T_a)=$ $31{,}5^2\cdot 3=2976{,}75\ кА^2\cdot с$	$I^2_{ТЕР}\cdot t_{ТЕР}=71^2\cdot 4=$ $20164 кА^2\cdot с$

2.5 Тоқ трансформаторларын таңдау

Тоқ трансформаторын таңдаудың шарттары:

$U_{КОН}\le U_{НОМ}$;

$I_{НОМ.Есептік}\le I_{НОМ}$.

Дәлдік классы бойынша:

$i_у\le i_{дин}$;

$B_К\le I^2_{ТЕР}\cdot t_{ТЕР}$.

Кесте 2.16 – К-1 нүктесі үшін ТПШЛ-10 ток трансформаторын таңдаймын

К-1 нүктесіндегі мәндер	Трансформатордың мәндері
$U_{конд}$=10 кВ	$U_{НОМ}$=10 кВ
$I_{НОМ.Есептік}$=3,06 кА	$I_{НОМ}$=4000 А
$i_у$=74,1 кА	$i_{дин}$=81 кА
$B_К$=510,81 кА²с	$I^2_{ТЕР}\cdot t_{ТЕР}$=3675 кА²с

Кесте 2.17 – К-2 нүктесі үшін ТФЗМ110Б-III ток трансформаторын таңдаймын

К-2 нүктесіндегі мәндер	Трансформатордың мәндері
$U_{НОМ}$=110 кВ	$U_{НОМ}$=110 кВ
$I_{НОМ.Есептік}$=6,47 кА	$I_{НОМ}$=2000А
$i_у$=25,73 кА кА	$i_{дин}$=212 кА
$B_К$=15,29 кА²с	$I^2_{ТЕР}\cdot t_{ТЕР}$=13872 кА²с

Кесте 2.18 – К-3 нүктесі үшін ТФЗМ 220Б-III ток трансформаторын таңдаймын

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

Кесте 2.19 – К-4 нүктесі үщін ТПШЛ-10 ток трансформаторын таңдаймын

К-1 нүктесіндегі мәндер	Трансформатордың мәндері
$U_{НОМ}$ =10 кВ	$U_{НОМ}$ =10 кВ
$I_{НОМ.Есептік}$ =3,06 кА	$I_{НОМ}$ =4000 А
$i_у$=78,1 кА	$i_{дин}$=81 кА
$B_К = 35{,}966$ кА^{2}с	$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР}$ =4800 кА^{2}с

3 Экономикалық бөлім

3.1 Өндірістің жоспары

Энергетика кәсіпорыны техникалық мәселелерді шешу кезінде қашан да шығындар мен жоба өндірісінің нәтижелері арасында үйлесімді арақатынасқа ие болуы және күрделі қаржы жұмсаудың жаңа формаларын қарастыруы тиіс.

Техникалық шешімдердің тиімділігін техникалық-экономикалық негіздеме немесе бизнес-жоспарды жасаумен зерттеуге болады.

Техникалық-экономикалық негіздеме (ТЭН) – экономикалық тиімділікті зерттеу, жасалынатын инвестициялық жобаның экономикалық көрсеткіштерін талдау және есептеу.

ТЭН жасау кезінде басты тапсырма инвестициялық жобаға кететін шығындарды және оның нәтижелерін бағалау, жобаның өтелу мерзімін талдау болып табылады.

Техникалық-экономикалық негіздеме келесі тақырыптық бөлімдерден тұруы мүмкін: ұсынылатын жоба мазмұнының қысқаша сипаттамасы (жобаның технологиялық және инженерлік аспектілері, жобада пайдаланылатын қажетті ресурстар); нарыққа шағын шолу (өткізу нарығы, өндіріс қуаты және өндірістік бағдарлама, сату болжамы, электр энергиясының тарифтері және т.б.); объектінің аумақтық орналасқан жері; еңбек ресурстары (болжамды қызметақы және жалақы); жоспарланатын жобаның экономикалық және қаржылық жағдайын жалпы бағалау.

Болашақта қаланың өсуіне және электрэнергия тұтынушыларының көбеюіне байланысты, соған сәйкесінше электрэнергияның өсуін талап етеді. ЖЭО құрлысына байланысты күштік жабдықтарды таңдап және оларды жайғастыру қажет, келешекте ЖЭО кеңеюіне, өсуіне мүмкіндік жасалуы керек. ЖЭО қызметінің бағдарламасын дайындау стратегиялық жоспарлаудың бірінші кезеңі болып табылады, оның астында стратегиялық жоспарлауды қолдау және құру бойынша басқару қызметі мен ЖЭО мақсаттары, оның потенциалды мүмкіндіктері жатады.

Біздің жағдайда электрэнергияға қажетті әр түрлі азықтың бағасын төмендету үшін, энергия саласында жұмыс істейтін инженерлер, экономистер, менеджерлер, ғылыми жұмысшылар және басқа маман жұмысшылары осы тапсырманың ең тиімді жолын қарастырып шығарып жатыр. Қазіргі заманға сай станцияларға бірнеше талаптар қойылады, олар бірінші кезекте атмосфераға экологиялық шығарылымдардын және зиянды заттардың таралу көлемін және екіншісі станцияның жабдықтарын пайдаланудың қауіпсіздігін қанағаттандыру керек. Осыған байланысты электр және жылу энергиясын арзан тәсілмен алуды жетілдіру үшін жаңа технологиялар мен конструкторлы есептеулер қолданылады.

3.2 ЖЭО-ның жылдық энергия жіберуін анықтау

Отынның меншікті шығысын 190-210 ш.о.г/кВт·сағ деп қабалдадым. Бұл бір кВт·сағ өндіруге жұмсалатын отынның меншікті шығысы.

Қатты отынды тасымалдаудың құны шамамен 0,8-1,0 теңге/т-км.

Электр станциясының жұмысы кезінде өндірілген энергияның бір бөлігі станцияның өзіндік мұқтаждығына жұмсалады. Электр энергияның мұндай шығысы қондырғының типіне және оның бірлік қуатына, қолданатын отынның түріне, негізгі және көмекші қондырғылардың техникалық жетілу дәрежелеріне және станцияда техника мен қаржы саясатын дұрыс жүргізуге байланысты болады. Станцияның өзіндік мұқтаждығына жұмсалатын электр энергиясының шығысы -6 дан 16%-ға дейін болуы мүмкін.

Алайда есептерде өзіндік мұқтаждықты электрмен қамтамасыз ету үшін кететін электр энергиясының шығынын – 7-9% деп қабылдаймыз.

Электр және жылу энергияларының бір жылдағы жіберулері келесідей кейіптемелермен анықталады:

$$Э_{жіб} = Э_{өнд} \cdot (1 – Э_{ө.м.}), \text{ млн. кВт·сағ,} \qquad (3.1)$$

мұндағы $Э_{өнд}$ – электр энергиясының бі жыл ішіндеге өндірілуі. Ол келесі түрде анықталады:

$$Э_{өнд} = t_ж \cdot \sum P_{і.ж} \cdot t_{і.ж} + t_қ \cdot \sum P_{і.қ} \cdot t_{і.қ}, \text{ млн. МВт·сағ,} \qquad (3.2)$$

мұндағы $t_ж$, $t_қ$ – жазғы және қысқы күндерінің саны;

$P_{і.ж}$, $P_{і.қ}$ – өндірілетін қуаттың уақыт бойынша өзгеруі, МВт;

$t_{і.ж}$, $t_{і.қ}$ – жазғы және қысқы күндердегі қуат өндіру уақыты, сағ.

$$Э_{өнд} = 165 \cdot (8 \cdot 459 \cdot 10^3 + 16 \cdot 351 \cdot 10^3) + 200 \cdot (8 \cdot 540 \cdot 10^3 + 16 \cdot 459 \cdot 10^3) = 3865 \cdot 10^6 \text{ кВт·сағ;}$$

$$Э_{жіб} = 3865 \cdot (1 - 0,07) = 3594,45 \text{ млн. кВт·сағ.}$$

3.3 Отынға жұмсалатын шығындарды есептеу

Отынға кететін шығындарды анықтау үшін ең алдымен станцияның қандай отынмен жұмыс істейтінін анықтау керек. Жобаланып отырған станцияда Екібастұздың көмірі жағылады деп қабылдадым.

Электр және жылу энергияларын өндіруге кететін жылдық отын шығыны:

$$В_Э = Э_Ө \cdot b_Э, \text{ мың ш.о.т;} \qquad (3.3)$$

$$В_Э = 3,865 \cdot 10^6 \cdot 0,19 = 7343,5 \text{ мың ш.о.т.}$$

Жылу электр орталығындағы жалпы отын шығыны келесідей болады:

$$В_Ш=Э_Э=7343,5 \text{ мың ш.о.т.}$$

Шартты отынмен есептелген мәндерді табиғи отынға айналдыру үшін келесі қатынасты қолданамыз:

$$В_Т=Э_Ш/К_А, \text{ мың т.о.т;} \quad (3.4)$$

$$В_Т=\frac{7343,5}{1,667}=4405 \text{ мың ш.о.т.}$$

мұндағы $К_А$ – шартты отынды табиғи отынға айналдыруға арналған еселеуіш. Ол шартты отынның жылу шығару қабілеті мен табиғи отынның жылу шығару қабілетінің арасындағы қатынаспен анықталады:

$$К_А=\frac{7000}{4200}=1,667.$$

Келесі мәселе - отынды тасымалдуға кететін шығын. Бұл шығынды анықтау үшін Екібастұздан Алматыға дейінгі қашықтықты R =1300 км екндігін анықтадым. Табиғи отынның бір тоннасын тасымалдау үшін кететін шығын:

$$Б_{тасым}=R\cdot(0,8\text{-}1,1), \text{ теңге/т.о.т.} \quad (3.5)$$

Бұл жерде қатты отынды бір километр арақашықтыққа тасымалдау үшін 0,8-1,1 теңге шығындалады деп қабылдадым. Осы шамаларды қолдана отырып, отынды тасымалдауға кететін шығынды келесідей анықтаймын:

$$Б_{тасым}=1300\cdot0,8=1040 \text{ теңге/т.о.т.}$$

Жалпы отынға кететін шығынды анықтау үшін келесі формуланы қонданамын:

$$Ш_{отын}=В_Т\cdot(Б_{отын}+Б_{тасым}), \text{ млн. теңге;} \quad (3.6)$$

$$Ш_{отын}=4405\cdot(8500+1040)=6211 \text{ млн. теңге.}$$

3.4 Отынды қолданудың ПӘК-і

Пайдалы әрекет коэффициенті 100%-ға тең құрылғыда 1 кВт·сағ электр энергияны өндіру үшін 123 ш.о.г. жағылу керектігі белгілі. Бұны қолданып отынның ПӘК-ін келесідей анықтауға болады:

$$ПӘК=\frac{123}{b_э}\cdot100 \text{ %.} \quad (3.7)$$

$$ПӘК=\frac{123}{190}\cdot 100\ \%=64,74\%.$$

Жылулық энергия өндіруі бойынша анықтау:

$$ПӘК=\frac{0,86\cdot Э_{жіб}}{7\cdot В}\cdot 100\ \%; \qquad (3.8)$$

$$ПӘК=\frac{0,86\cdot 3865}{7\cdot 7343,5}\cdot 100\ \%=64,7\%.$$

мұндағы 0,86 – электрлік энергияны жылу энергиясына аудару еселеуіші;

7 – шартты отын ұшін жылу шығару қабілеттілігі, 7000 ккал/кг.

3.5 Станциядағы суға кететін шығындар

ЖЭО-да су шығыр шықтандырғыштарында буды салқындатуға, жылумен қамтамасыз ету жүйелерін толықтыруға, генераторлар мен трансформаторларды салқындатуға, күлді тазартуға және т.б. шығындалуы мүмкін. Станциялардың сумен қамтамасыз ету жүйесіне (тікелей, айналмалы) сәйкесті су шығындарының шамалары да әртүрлі болады. Мысалы: Қазақстандағы станциялардың біріндегі суға кететін шығынның көлемінің 0,13-0,15 теңге/кВт·сағ аралығында екені белгілі. Сумен қамтамасыз ету шығындары келесідей табылады:

$$Ш_с= Э_с\ (0,13 - 0,15),\ млн.теңге; \qquad (3.9)$$

$$Ш_с= 3865 \cdot 0,13 = 502,45\ млн.\ теңге.$$

3.6 Еңбекақыға кететін шығындарды есептеу

Өндіріс орнында және қызмет көрсететін ЖЭО-ының өнеркәсіптік-өндірістік персоналға (ӨӨП) жұмсалатын еңбекақыларды анықтау үшін оның санын білу қажет. ӨӨП: пайдалану, жөндеу және әкімшілік-басқару деп бөлінеді. Олардың саны негізінен негізгі энергетикалық қондырғылардың қуаты мен санына, қолданатын отынның түріне, жөндеу жүргізу тәсілдеріне тәуелді болады.

ӨӨП санын штаттық еселеуіш арқылы анықтауға болады. Ол электр станциясында 1 МВт орнатылған электр қуатына қанша адам саны кететінін көрсетеді. Станцияның орнатылған электр қуатын бұл қуатты пайдаланудың максималды сағат саны және электр энергиясын жылдық өндірунің шамасы арқылы анықтауға болады:

$$N_{орн} = \frac{Э_{өнд}}{T_М}, \text{ МВт;} \quad (3.10)$$

$$N_{орн} = \frac{3865}{5000} = 0{,}61 \text{ МВт.}$$

Орнатылған қуатты пайдаланудың максималды сағат саны $T_м$-ді есепте 5000 сағат деп аламыз. Жоғарыда айтылып өткендей, студенттерге нұсқа жетпесе Тм санын оңтүстік аймақтар үшін 5000 сағат және солтүстік аймақтар ұшін 6000 сағат деп қабылдаймыз.

Қазақстанның кейбір станцияларындағы жұмысшылардың саны туралы әдеби және іс-жүзіндегі мәліметтер бойынша штаттық еселеуіштің орташа мәндерін алуға болады ($К_ш$): орнатылған қуаты 500 МВт-тан жоғары ЖЭО үшін - 1,3 -1,5 адам/МВт, қуаты 500 МВт-тан аз болса- 1,6 - 1,8 адам / МВт.

$$ҚС = К_ш \cdot К_{орн}, \text{ адам;} \quad (3.11)$$

$$ҚС = 1{,}5 \cdot 0{,}61 \cdot 3865 = 3536{,}47 \text{ адам.}$$

Еңбекақының қосынды қорына кіретіндер:

- негізгі еңбекақы ($Ш_{неа}$), оған энергияны өндірудің технологиялық үрдісте айналысатын жұмысшылардың еңбекақысы кіреді, сонымен қатар жұмыс істелген уақытпен байланысты (тарифтік мөлшерлемелер жәнеміндетті айлық ақылар, еңбекақы қорынан алынатын жұмысшылардың сыйақылары, мерекелік күндер мен түнгі уақыттағы жұмыс үшін төленетін қосымша төлемдер және т.б.) ақылар да кіреді;

- қосымша еңбекақыға ($Ш_{қеа}$) жұмыс уақытынан тыс (қосымша, кезекті және оқуға байланысты демалыстар мен мемлекеттік міндеттерді орындауға байланысты төлемдер және т.б.) төлемдер кіреді;

- еңбекақыдан алынатын төлемдерге ($Ш_{еаа}$) әлеуметтік салықтар және зейнеткерлік қорға түсетін аударылымдар кіреді.

Еңбекақының жалпы қорын анықтайтын кейіптеме төмендегідей болады:

$$Ш_{еа} = Ш_{неа} + Ш_{қеа} + Ш_{еаа}, \text{ млн. теңге;} \quad (3.12)$$

$$Ш_{неа} = 3536{,}47 \cdot 0{,}66 = 1697{,}5 \text{ млн. теңге;}$$

$$Ш_{қеа} = 1697{,}5 \cdot 0{,}1 = 169{,}7 \text{ млн. теңге;}$$

$$Ш_{ееа} = 1697{,}5 \cdot 0{,}215 = 364{,}96 \text{ млн. теңге;}$$

$$Ш_{еа} = 1697{,}5 + 169{,}7 + 364{,}96 = 2232{,}16 \text{ млн. теңге.}$$

Орташа жылдық негізгі еңбекақының шамасы $Ш_{неа}$ бір қызметкерге 660 мың теңге деп қабылдадым. $Ш_{қеа}$ шамасы $Ш_{неа}$ шамасының 10-15 % мөлшеріне тең деп қабылданады. Еңбекақыдан алынатын аударылымдар $Ш_{ееа}$ (әлеуметтік салық және зейнеткерлік қорға аударымдар) $Ш_{неа}$ және $Ш_{қеа}$ қосындысының 21.5% мөлшеріне тең деп қабылданады.

3.7 Амортизациялық аударылымдарды есептеу

Амортизациялық аударылымдар ол - жабдықтардың табиғи және моральдық тозуының қаржылай орнын толтыру екені белгілі. Сонымен қатар ол қаржы күрделі жөндеу жүргізу мен тозған жабдықтардың орнына жаңа жабдықтар алуға (реновация) жұмсалады. Амортизациялық аударылымдар станцияның қосынды капиталдық салымдар шамасынан (әдетте әдебиеттерде аталатын: негізгі өндірістік қорлар, мекемелердің негізгі активтері, негізгі капитал) пайызбен алынады. Әрбір жабдыққа жұмыс уақытына және өндірістік үрдістегі өндірістік қорлардың тағайындалуына байланысты амортизациялаудың өз нормалары белгіленген. Амортизацияның шектік нормалары ҚР Президентінің №2235 24.04.95 ж., заң күшіне ие Қаулысына байланысты белгіленеді, амортизация нормаларын одан жоғары қолдануға болмайды.

Негізгі өндірістік қорлар (капиталдық салымдар) бағасын анықтау үшін алдын ала есептеулер жүргізгенде ТМД елдері мен шет елдерде меншікті капитал салымдары көрсеткіші Кменшкеңінен қолданылады. Оның мәні тіпті бір типті стансалар ішінде блоктарының қуатына, олардың санына, пайдаланылатын отынның түріне және экологиялық талаптарға байланысты кең ауқымда жатады. Есептеулерде Кменш шамасы ЖЭО үшін - 850 $/кВт деп қабылдадым. Орнатылған қуаттары диапозонына жататын стансалар үшін $К_{менш}$ сәйкес үлесте қабылданады. АҚШ долларының бағасын есептеуде 330 теңге деп қабылдадым:

$$К = К_{менш} \cdot N_{орн}, \text{ млн. теңге;} \qquad (3.13)$$

$$К = 850 \cdot 540 \cdot 330 = 161040 \text{ млн. теңге.}$$

Орташа есеппен блоктардың және станцияның жалпы қуатына, пайдаланылатын отын түріне байланысты амортизациялау нормасы 6 - 8 % аралығында болады. Жалпылама есептеулер жүргізу үшін амортизациялық аударылымдар нормаларын К шамасының 7% мөлшерінде қабылдау керек.

$$Ш_а = 0,07 \cdot К, \text{ млн. теңге;} \qquad (3.14)$$

$$Ш_а = 0,07 \cdot 161040 = 11272,8 \text{ млн. теңге.}$$

3.8 Ағымдағы жөндеу шығындарын есептеу

Бұл шығын құраушысына өндірістік жабдықтарға ағымдағы жөндеу жүргізуге кететін шығындардан басқа техникалық қарап шығуға және жұмыскезіндегі жабдықтарды жұмысқа қабілетті күйінде ұстап тұруға (сүрту және майлау материалдары) кететін шығындар жатады және мына шамада анықталады.

$$Ш_ж = 0,15 \cdot Ш_а, \text{ млн. теңге;} \quad (3.15)$$

$$Ш_ж = 0,15 \cdot 11272,8 = 1690.92 \text{ млн. теңге.}$$

3.9 Шығарындыларға кететін төлемдерді есептеу

Зиянды заттарды шығаруға төленетін ақы мөлшері шығарындылар көлеміне байланысты. Олар өз кезегінде жағылатын отын түріне (көмір, газ, мазут), оның мөлшеріне және зиянды заттарды ұстау тәсіліне (электрлік фильтрлер, эмульгаторлар) байланысты болады. Біздің жағдайда, осы құраушыны жұмыс істеп тұрған станциялармен салыстыра отырып, ұқсастық әдісімен анықтаған жөн. Екібастұздың көмірін жаққан кездегі шығарындыларға төленетін ақша мөлшері, бір табиғи отын тоннасы үшін 110-120 теңге шегінде болатындығы анықталған, сонда:

$$Ш_{шығ} = (110\text{-}120) \cdot В_Т, \text{ млн. теңге;} \quad (3.16)$$

$$Ш_{шығ} = 110 \cdot 440,5 = 48.45 \text{ млн. теңге.}$$

3.10 Жалпы станциялық және цехтық шығындарды есептеу

Бұл құраушы әкімшілік-басқармалық шығындарды (еңбекақы, кеңселік шығындар, іссапарлық шығындар), жалпы өндірістік (ұстап тұру, амортизация, жалпы стансалық құралдарды ағымдағы жөндеу, әр түрлі сынақтар мен зерттеулер, ұтымды пайдалану және еңбекті қорғау), мақсатты шығындар үшін аударылымдар (техникалық насихаттау, өзінен жоғарғы тұрған мекемелерді ұстап тұру), цехтарға қызмет көрсету және оларды басқару (цехты басқару еңбекақысы, аммортизация және ғимараттарды ұстап тұру мен ағымдағы жөндеу шығындары, еңбекті қорғауға кететін шығындар).

Ауқымды есептеулер үшін мына кейіптемені пайдалануға болады:

$$Ш_{жалпы} = (0,2 \div 0,25) \cdot (Ш_а + Ш_{еа} + Ш_{тасым}), \text{ млн. теңге;} \quad (3.17)$$

$$Ш_{жалпы} = 0,2 \cdot (11272,8 + 2232,16 + 1040 \cdot 440,5) = 1375,6 \text{ млн. теңге.}$$

3.11 Энергия жіберудің өзіндік құны

Кесте 3.1 – Электр және жылу энергиясын өндіруге кететін шығындар

Шығындар құраушылары	$Ш_э$, эл.энергиясы, млн.тг
Отын, $Ш_{отын}$	6211,1
Су, $Ш_с$	502,45
Еңбек ақы қоры, $Ш_{еа}$	2232,16
Амортизациялық аударымдар, $Ш_а$	11272,8
Жалпыстансалық, $Ш_{жс}$	1375,6
Шығарындыларға төлемдер, $Ш_{шығ}$	48,45
Барлық шығындар	20119,48

3.12 ЖЭО-ын салу мен пайдалануды экономикалық бағалау

ЖЭО салуды және оны пайдалануды экономикалық бағалау шешім қабылдаудың бастапқы сатыларында әдетте бизнес-жоспар құрудың негізінде жүргізіледі, егер ол жақсы қорытындыларды көрсетсе, инвестициялық жоба жасалынады. Бұл ақша бағасының уақыт бойынша өзгерісін және жобаны іске асырудағы барлық кешенді шығындарды есепке алатын техника-экономикалық шешімдер қабылдауды бағалаудың қазіргі әдісі: ол бағалар мен келешектегі болатын тарифтік саясат, өнімді өткізу көлемі, жобаны іске асырудан болатын кіріс пен пайданы, несиені қайтаруға кететін пайда бөлігін, кәсіпорын несие алатын банктің пайыздық мөлшерлемесі, несие қайтару мерзімі.

Ірі энергетикалық нысандарды салу мен оны пайдалануды қаржылық-экономикалық бағалаудың қиындығы инвестициялардың бірнеше кезеңдермен түсуіне және жобаны іске асыруда нәтижелердің пайда болу ұзақтығына байланысты. Мұндай операциялардың ұзақтығы инвестициялардыбағалаудың белгісіздігіне және қателесу қаупіне әкеледі. Сондықтан практикада инвестициялық жобаларды бағалаудың жобаның қателік деңгейі минимумға жеткізілген әдістері қолданылады. Бұл әдістер таза келтірілген құнын (NPV), жобаның өтелу мерзімін (PP) анықтау, пайданың ішкі нормаларынын есептеу (IRR), инвестицияның рентабелділігін есептеу бухгалтерлік рентабелділігін есептеу (ROI) болып табылады. Әрине практикада әрқашан инвестициялық жобаларды бағалаудың барлық 5 әдісі бірдей қолданыла бермейді. Сондықтан берілген жұмыста бастапқы 3 әдісі ғана қолданылады.

Кіріспеде айтылғандай электр стансасы сияқты ірі нысандарды салу дамыған елдерде әдетте мемлекеттің үлкен қаржылық және құқықтық қолдауымен, оған стратегиялық нысандарды басқаруға мүмкіндік бере отырып жүргізіледі. Ал қаражаттың қалған бөлігі жеңілдетілген несиелерді пайдаланылатын, көбінесе, акционерлік қоғамдардың құрылуымен жүзеге асады.

Есептеулерде ЖЭО салу капиталының үлестік таратылуы (К) мынандай: 90% мемлекет салады және 10 % "Энергоинвест" АҚ қамтамасыз етеді. Бұл қаражат тек стансаның салынуына ғана кетеді, бірақ стансаның жұмыс істеуінің бірінші жылында пайдалану шығындарына да қаражат қажет. Пайдаланудың екінші және келесі жылдарындағы пайдалану шығындары электр және жылу энергияларының өзіндік құнына енгізілген, демек олардың тарифіне де кіреді.

Сонымен "Энергоинвест" АҚ банктен (10%) жеңілдетілген несие алатын инвестиция көлемі (I_o) ЖЭО салуға толық капиталсалымдарының 10% -ын және пайдаланудың қосынды шығындарының 40% -ын құрайды.

Инвестициялық жобаны бағалауды тек төрт көрсеткіш пайдаланатыны белгілі:

I_o–бастапқы инвестициялар;

CF - несиені қайтаруға жіберілетін қаржы ағыны;

r - банктің несие бойынша пайыздық мөлшерлемесі (10%); n - несиенің күнтізбелік жылы.

Инвестициялық жобаларды жасағандажәне талдағанда ең қиыны пайданы есептеу және несиені қайтаруға жіберілетін қаржы ағынын CF есептеу болып табылады.

Біздің ЖЭО-ның электр және жылу энергиясын жіберу тарифінің рентабелділігі 25% делік, демек:

$$Т_э = S_э \cdot 1{,}25, \text{ теңге/кВтсағ}; \qquad (3.18)$$

$$Т_э = 6{,}56 \cdot 1{,}25 = 8{,}2 \text{ теңге/кВтсағ}.$$

ЖЭО-ның электр және жылу энергиясын сатудан түсетін кірісі мынаған тең: Кіріс = Тэ·Эжіб=8,2·3594,45=31345,6 млн. теңге. Таза пайданың мөлшері мөлшерін береді: П = Кіріс – Ш=31345,6-10119,48 = 24226,12 млн.теңге. Мөлшері 20 % тең табыс салығынтөлегеннен кейін таза пайда шығады, ТП= =П · (1-0,2) = 24226,12·0.8=21226 млн.теңге бұл толығымен банкке несие қайтаруға кетеді, демек қаржылық ағынды CF-ті құрайды.

Электр энергетикасы капиталды қажет ететін сала болғандықтан (капиталдық салымдарды қайтару мерзімдері 3 жылдан астам) және көзге түсетін нәтижелері көбіне болмағандықтан, энергокәсіпорынның ұзақ мерзімді капиталдық салымдар туралы шешімдерді қабылдауы кезінде олардың тиімділігін болжау қажеттілігі туындайды. Ол үшін таза келтірілген құн NPV есептелінеді.

Дисконттауды есепке алмағанда, өтелімділік мерзімі келесідей тең табылады:

$$T = \frac{K_{\sum CT}}{ТП} = \frac{161040}{21226{,}12} = 8 \text{ жыл}; \qquad (3.19)$$

$$NPV = \sum_1^n \frac{CF}{(1+r)^n} - J_0. \qquad (3.20)$$

мұндағы CF – жыл сайынғы түсімдер;

J_0 – капитал салымдары;

r–пайыз мөлшерлемесі 10%;

n – жыл саны.

Кесте 3.2 – Кірістің ішкі нормасының құны

жылдар	Инвестициялар млн.теңге	CF, млн. теңге	r (10%)	Ағымдағы құны, млн. теңге
0	-161040		1	-161040
1		21226,12	0,909	-145453,3
2		21226,12	0,826	-122015,4
3		21226,12	0,751	-109562,5
4		21226,12	0,682	-80214,8
5		21226,12	0,62	-61963,1
7		21226,12	0,513	-40528,7
8		21226,12	0,466	-19186,6
9		21226,12	0,424	+437,7

Қорытынды: Жобаланып отырған ЖЭО-ның электр және жылу энергиясын жіберу тарифінің құны 8,2 теңге/кВт*сағ-қа тең болды Объектінің өтелімділік мерзімі, дисконттауды есепке алғанда 9 жылды, ал дисконттауды есептемегенде - 8 жылды құрайды.

4 Өмір тіршілік қаупсіздігі бөлімі

4.1 АЖЭО-2 ның турбиналық цехындағы еңбек ету жағдайына талдау жасау

Жылулық сәулелену және термиялық күйіккке шалдығудың қаупі.

Технологиялық процесстердің нәтижесінде турбиналық цехте көоп мөлшерде жылу бөліну жүреді.

Мұндай жылу бөлу көздеріне турбинаның элементтері, жылу алмастыру аппараттары және құбыр желілері жатады.

Турбиналық цехта үнемі ауаның температурасы жоғары болатындықтан ГОСТ 12.4.123-83 пен СанПиН 2.2.4.548-96 нормативтік құжаттарына сүйене отырып кесесі шараларды ұйымдастыру керек:

- жылужұтқыш қалқандарды орнату (металл қалқандар мен заслонкалар);
- құбыр желілері мен сыртқы бетінің температурасы 45 °С-тан асатын беттерде жылулық оқшауламаның болуы;
- жұмысшылардың құбыр желілері мен қондырғылардың ыстық элементтерінен күйіп қалмау үшін оларды арнайы бояумен белгілеу;
- асқын жылу бөлінетін орындарды оқшаулау;
- оңтайлы дем алу уақытын ұйымдастыру;
- нормаларға сәйкес арнайы киімдер.

Жылдың суық мезгілінде цехты жылыту клориферлер мен жылыту құрылғыларымен жүзеге асырылады.

СанПиН 2.2.4.548-96 бойынша өндірістік жұмыс орындарындағы ауа температурасы, салыстырмалы ылғалдылығы мен ауа қозғалыс жылдамдығының мәндері орындалатын жұмыстың қиындығына, категориясын және сол бөлмедегі бөлінетін жылудың шамасына байланысты болады.

Кесте 4.1 – СанПиН 2.2.4.548-96 бойынша турбиналық цехтағы жұмыс істеу орнының оңтайлы микроклимат нормалары

Жыл мезгілі	Энергия шығындауға байланысты жұмыстың категориясы	Ауа температурасы, °С	Беттердің температуралары, °С	Ауаның салыстырмалы ылғалдылығы, %	Ауа қозғалысының жылдамдығы, м/с
салқын	IIа	19-21	18-22	60-40	0,2
жылы	IIа	20-22	19-23	60-40	0,2

Жұмыс істеуге қолайлы жағдай тудыру үшін қолданылады:

- ағынды-ауа тартқыш желдету жүйесі, ортадан тепкіш желдеткіштерін орнату;

- зиянды, өрт және жарылысқа қауіпті заттарды олардың бөлінетін жерлерден жою үшін жергілікті сору жүйелерін орнату;

- желдету жүйесімен біріктірілген әуе жылыту жүйесін орнату;

- техникалық қондырғыларды гермитизациялау.

СанПиН 2.2.4.548-96 сәйкес, жылулық сәулеленудің әсер етуін бағалау үшін ортаның жылулық жүктемесі (ОЖЖ) деп аталатын интегралдық көрсеткіш қолданылады; ОЖЖ көрсеткішінің мәндері 4.2 кестедегі көрсетілген мәндерден аспауы керек.

Кесте 4.2 – СанПиН 2.2.4.548-96 бойынша организмнің қызып кетуінің алдын алу үшін ұсынылған ортаның жылулық жүктемесі интегралдық көрсеткішінің шамалары

Энергия шығындауға байланысты жұмыстың категориясы	Интегралдық көрсеткіштің шамасы, °С
IIа	20,5-25,1

Кесте 4.3 – СанПиН 2.2.4.548-96 бойынша турбиналық цехтың жұмыс істеу орнының микроклиматының шекті рұқсат етілген шамалары

Жылмезгілі	Энергия шығындауға байланысты жұмыстың категориясы	Ауа температурасы, °С		Беттердің температуралары, °С	Ауаның салыстырмалы ылғалдылығы, %	Ауа қозғалысының жылдамдығы, м/с	
		оңтайлы мәндерден төмен	оңтайлы мәндерден жоғары			оңтайлы мәндерден төмен	оңтайлы мәндерден жоғары
салқын	IIа	17-18,9	21,1-23	16-24	15-75	0,1	0,3
жылы	IIа	18-19,9	22,1-27	17-28	15-75	0,1	0,4

4.2 ЖЭО-дағы мұнараның минималды биіктігін есептеу

Мұнараның минималды биіктігі төмендегі формуламен жіберілетін шектік концентрация бойынша есептеледі:

$$H = \sqrt{\frac{AMFmn\eta}{(\text{ПДК}-\text{С}_\text{ф})\cdot\sqrt[3]{V_\Gamma\cdot\Delta T}}}, \qquad (4.1)$$

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

A – атмосфера температурасының стратификациясына тәуелді коэффициент, бұл коэффициент Қазақстан үшін A - 200-ге тең;

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*;

$С_ф$ –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 $T_В$ 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.

$$f = 1000 \cdot \frac{W^2 \cdot D}{H^2 \cdot \Delta T}; \qquad (4.3)$$

$$v_M = 0{,}65\sqrt[3]{\frac{V \cdot \Delta T}{H}}. \qquad (4.4)$$

Шығарылатын SO_2 газының мөлшері 113 г/с, қалдық шығаруының көлемі 282 $м^3/с$, шығарылатын газ бен қоршаған орта температураларының айырмашылығы 202 °С, мұнараның ауызының диаметрі 4 м, күкірт диоксиді үшін ПДК = 0,05 $мг/м^3$, SO_2 газының концетрациясы 0,005 $мг/м^3$ деп қабылдаймыз.

m, n мәндері Н парамтріне байланысты, сондықтан мұнараның биктігін есептеу 2 кезеңнен тұрады.

Алдымен F, m, n және η мәндерін 1-ге тең деп қабылдаймыз.

$$H = \sqrt{\frac{AMFmn\eta}{(\text{ПДК} - С_ф) \cdot \sqrt[3]{V_Г \cdot \Delta T}}} = \sqrt{\frac{200 \cdot 113 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1}{(0{,}05\text{-}0{,}005) \cdot \sqrt[3]{282 \cdot 202}}} = 114{,}25.$$

m және n анықтау үшін мұнара аузынан газауалы қоспаның шығу жылдамдығын анықтаймыз (W, *м/с*).

$$W = \frac{4V}{\pi \cdot D^2} = \frac{4 \cdot 282}{3.14 \cdot 4^2} = 22{,}45 \text{ м/с.} \qquad (4.5)$$

Осыған байланысты f және v_M мәндерін анықтаймыз:

$$f = 1000 \cdot \frac{W^2 \cdot D}{H^2 \cdot \Delta T} = 1000 \cdot \frac{22{,}45^2 \cdot 4}{114{,}5^2 \cdot 202} = 0{,}76;$$

$$v_M = 0{,}65 \sqrt[3]{\frac{V \cdot \Delta T}{H}} = 0{,}65 \cdot \sqrt[3]{\frac{282 \cdot 202}{114{,}25}} = 5{,}14.$$

m және n мәндерін келесі формулалар арқылы есептейміз. m еселеуіші f параметріне байланысты келесі түрінде анықталады: $f < 100$ болғандықтан

$$m = \frac{1}{0{,}67 + 0{,}1 \cdot \sqrt{f} + 0{,}34 \cdot \sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0{,}67 + 0{,}1 \cdot \sqrt{0{,}76} + 0{,}34 \cdot \sqrt[3]{0{,}76}} = 1{,}067. \qquad (4.6)$$

n еселеуіші v_M параметріне байланысты келесідей болады: $v_M \geq 2$ болғанда $n = 1$ болады.

Табылған параметрлер арқылы мұнараның минималды биіктігін анықтаймыз:

$$H = \sqrt{\frac{AMFmn\eta}{(\text{ПДК} - \text{С}_\text{ф}) \cdot \sqrt[3]{V_\Gamma \cdot \Delta T}}} = \sqrt{\frac{200 \cdot 113 \cdot 1 \cdot 1{,}067 \cdot 1 \cdot 1}{(0{,}05\text{-}0{,}005) \cdot \sqrt[3]{282 \cdot 202}}} = 118{,}01 \text{ м.}$$

Келесі есептеулерде мұнараның биіктігін 118 м деп қабылдаймын.

Шығарылатын зиянды заттардың концентрациясының максимал мәні келесі формула бойынша анықталады:

$$\text{С}_\text{м} = \frac{AMFmn\eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_\Gamma \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 113 \cdot 1 \cdot 1{,}067 \cdot 1 \cdot 1}{118^2 \cdot \sqrt[3]{282 \cdot 202}} = 0{,}045 \frac{\text{мг}}{\text{м}^3};$$

$\text{С}_\text{м} = 0{,}045$ мг/м^3 < ПДК = 0,05 мг/м^3.

Қолайсыз метеорологиялық жағдайда, $\text{С}_\text{м}$ концентрациясы максимал мәнге жететін, $\text{Х}_\text{м}$ ластану көзінің арақашықтығын келесі формуламен өрнектеуге болады:

$$\text{Х}_\text{м} = \frac{5\text{-F}}{4} \cdot \text{d} \cdot \text{H} = \frac{5\text{-}1}{4} \cdot 19{,}92 \cdot 118 = 2{,}3516 \cdot 10^3 \text{м.} \qquad (4.7)$$

$f < 100$ болғанда d келесідей анықталады:

$$d = 7 \cdot \sqrt{v_M} \cdot \left(1+0{,}28 \cdot \sqrt[3]{f}\right) = 7 \cdot \sqrt{5{,}14} \cdot \left(1+0{,}28 \cdot \sqrt[3]{0{,}76}\right) = 19{,}92 \text{ м.} \quad (4.8)$$

Жел жылдамдығы v_M кезіндегі зиянды заттардың жергілікті концентрациясы С (мг/м^3) мынадай формуламен анықталады:

$$C = S_1 \cdot C_M. \quad (4.9)$$

мұндағы S_1 – өлшеусіз коэффициенті X/X_M қатынасына тәуелді анықталады.

$\frac{X}{X_M} \leq 1$ болғанда:

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

$1 < \frac{X}{X_M} \leq 8$ болғанда:

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

$\frac{X}{X_M} \geq 8$ болғанда:

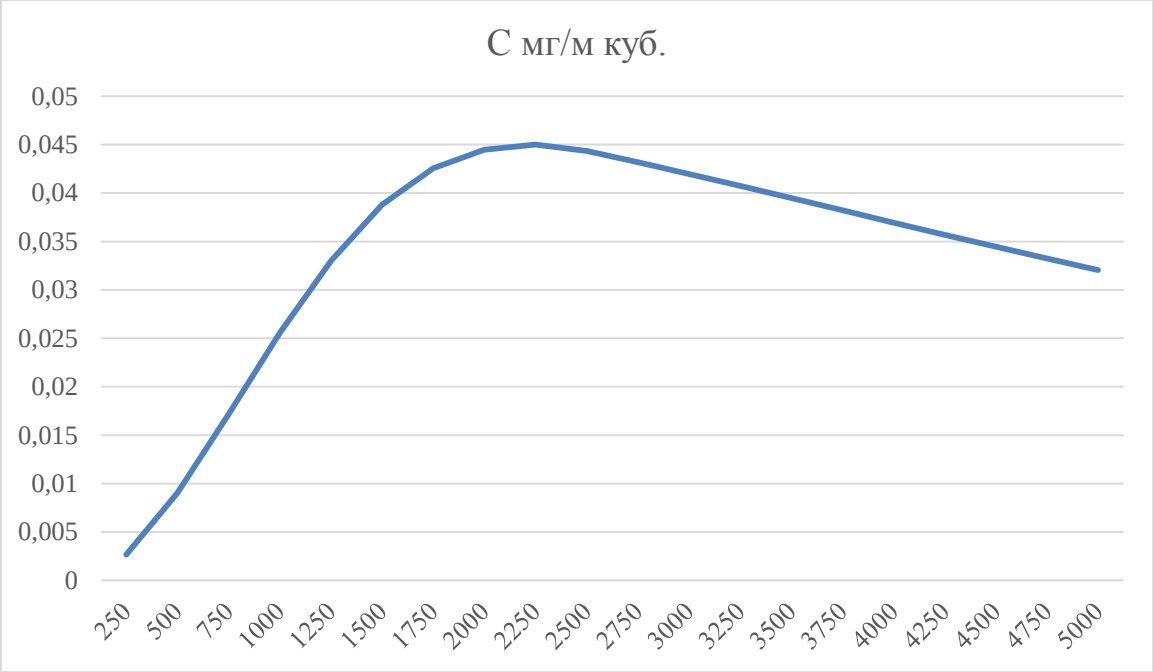
$$S_1 = \frac{\frac{X}{X_M}}{3{,}58 \cdot \left(\frac{X}{X_M}\right)^2 - 35{,}2 \cdot \left(\frac{X}{X_M}\right) + 120}. \quad (4.12)$$

Кесте 4.4 – Зиянды заттардың концентрациясы

X,м	X/X_M	S_1	C
250	0,1063	0,05857	0,002636
500	0,2126	0,20045	0,009020
750	0,3189	0,38176	0,017179
1000	0,4252	0,56784	0,025553
1250	0,5316	0,73334	0,033
1500	0,6379	0,86167	0,038775
1750	0,7441	0,94583	0,042562
2000	0,8505	0,98813	0,044466
2250	0,9568	0,99969	0,044986
2500	1,0631	0,98524	0,044336
2750	1,1694	0,95944	0,043175
3000	1,2757	0,93268	0,041971
3250	1,3820	0,90524	0,040736
3500	1,4883	0,87736	0,039481

Кесте 4.4 жалғасы

X,м	X/X_M	S_1	C
3750	1,5947	0,84924	0,038216
4000	1,7010	0,82114	0,036951
4250	1,8073	0,79319	0,035694
4500	1,9136	0,76556	0,034450
4750	2,0199	0,73837	0,033227
5000	2,1262	0,71172	0,032027



Сурет 4.1 – Зиянды заттардың ара қашықтықтағы концентрациясы

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;

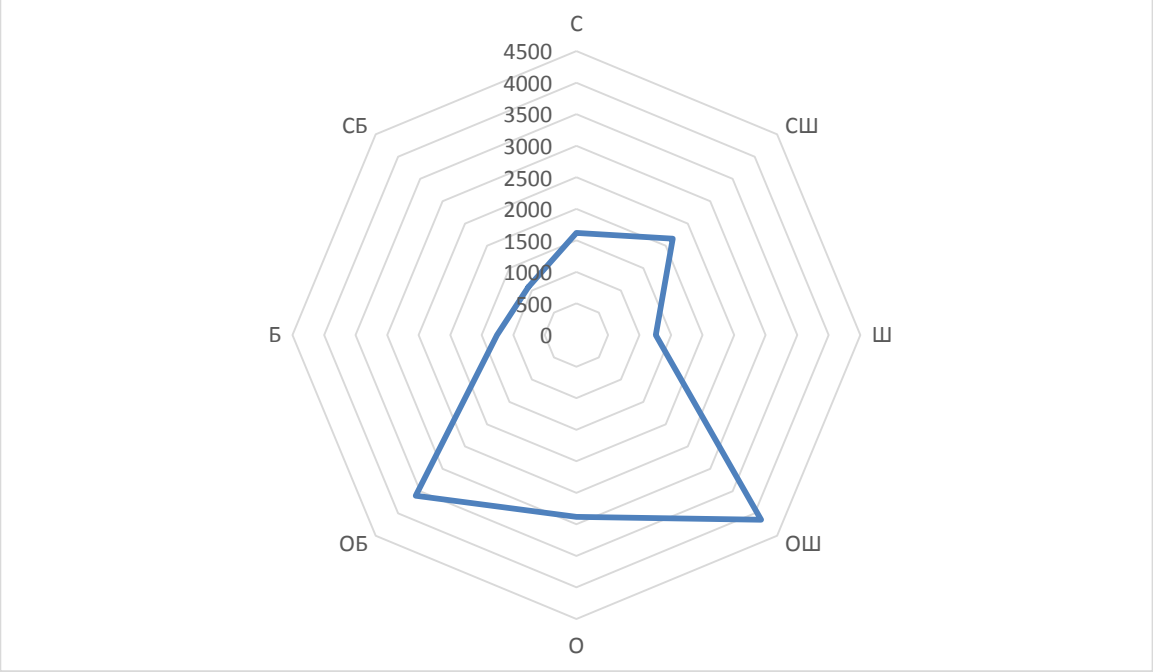
P – қаралған ромбының орташажылдық қайталанатын желдің бағыты;

P_0 – шеңберлік желдер розасы кезіндегі бір ромбының қайталануы, %;

Сегіз ромбты жел розасы кезінде $P_0 = 100/8 = 12.5$ %.

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	1620	2160	1260	4140	2880	3600	1260	1080



Сурет 4.2 – Санитарлы қорғаныс зонасы

4.3 Өрт және жарылыс қаупсіздігін қамтамасыз ету

Машиналық залда өрт қауіпсіздігін қамтамасыз ету үшін СНиП 21-01-97 "Ғимараттар мен құрылыстардың өрт қауіпсіздігі" бойынша ғимараттың өрт төзімділігі дәрежесі II болу керек. II дәрежелі өрт төзімділігі бар құрылыстар үшін өрт төзімділіктің максималды шектері 4.6 кестеде көрсетілген.

Кесте 4.6 – Құрылыстардың өрт төзімділіктерінің шекті мәндері

Өрт төзімділік дәрежесі	салмақ түсетін құрастырылым	Сыртқы қабырғалар	Жабындар	Шатырсыз жабындар	баспалдақ алаңдары	
					алаңдар, қабырғалар	баспалдақ марші
II	R45	RE15	REJ45	RE15	REJ90	R45

Өрттің пайда болу себебі ретінде турбиналық май және сутек болуы мүмкін. Олардың сипаттамалары 4.7 кестеде көрсетілген.

Кесте 4.7 – Заттардың өртке қауіпті қасиеттері

Заттардың атаулары	Өрт қауіптілігі	Тығыздығы, г/м3	Өрт таралуының төменгі концентрациялық шегі (ТТКШ), %	Өрт таралуының жоғарғы концентрациялық шегі (ТТКШ), %	Тұтану температурасы, °С
Турбиналық май	ГЖ	-	14,8	15,8	400
Сутек	ГГ	0,083	4	75	510

4.4 Өрттің алдын алу шаралары

Штаттық кесте бойынша ЖЭО-да өрт қорғанысы қарастырылған. Өрт қорғанысы кезекшілік арқылы тәулік бойы қызмет атқарады. Өрт сөндіру көліктеріне қажетті жөндеулер мен регламенттік жұмыстар жүргізіліп отырады. Қосалқы станциясы, басқа да объектілер біріншілік өрт сөндіру жабдықтарымен жабдықталған. Соның ішінде қосалқы станциядағы тарату құрылғылары автоматты өрт сөндіру қондырғыларымен жабдықталған. Барлық объектілер үшін объектілік өрт нұсқаулықтары орындалған. Қосалқы станцияларда және объекттерде журнал жүргізу келесідей болады: «Қоймаларды, зертханаларды және басқа орындарды жұмыс соңынан жабар алдында тексеру», «Тұрақтағы автокөліктерді тексеру», «Біріншілік өрт сөндіру жабдықтарының күйін бақылау журналы». Жұмыстың соңында бөлмелер мен жұмыс орындарының кілттері күзетшіге өткізілу қажет. Сонымен қатар қосалқы станцияларда бекітілген оперативті өрт сөндіру жоспары бар, ерекше жауапты жабдықтар үшін оперативті өрт сөндіру карточкалары жасалған.

Персоналмен келесідей жұмыстар жүргізіледі:

– нұсқаулар;

– өртке қарсы жаттығулар;

– персоналға өрт-техникалық минимум бағдарламасы бойынша дәрістер жүргізіледі;

– өрт қауіпсіздігі сұрақтары техникалық оқу жоспарына енгізілген.

Қосалқы станцияда құрылыс нысандары мен кабельді байланыстарды құрастыру кезінде өрт қауіпсіздігін қамтамасыз ету жөніндегі шаралар мен талаптар жобада ескерілу қажет. Ондағы ашық бөліктегі кабель арналарының трассалары бір арнада әр түрлі кернеу жалғаныстары болмайтындай етіп қарастырылған, ал жеке кабельді магистральде өрт шыққан жағдайда тұтынушылардың әр түрлі функционалды топтарын ажырату қарастырылған. Трансформатор істен шыққан жағдайда, майдың ағып кетуінен және өрттің таралуының алдын алу үшін, майды жабық майжинауышқа жіберетін майтартқыш тораптары орындалған. Өрттің сөндірілуі апаттық шықпалы бригадалармен жүзеге асуы қажет.

№2 ЖЭО-ның аумағына кіретін жекеленген орындар мен құрылыс бөліктерінде өртке қарсы қорғаныс үшін екі автоматты іске қосылу іс шарасы (ПЧ-13) ұйымдастырылған.

№2 ЖЭО-дағы бүкіл ғимараттар мен құрылыс орындарында кем дегенде екі сәйкесінше есептеліп жоспарланған қосалқы шығу есіктері қарастырылған. Биіктіктері 10 м және одан жоғары ғимараттарда шатырдан төмен түсетін баспалдақтар немесе темірден жасалған, ғимараттың сырт жағы арқылы өтетін арнайы баспалдақтар жасалған. Ал биіктіктері 20 м-ден жоғары құрылыс орындары үшін темірден жасалған, арнайы тәртіптермен салынған, бұрылу реттілігі 6:1 аспайтын баспалдақтар жасау қажет. Ғимарат биіктігінің айым көрсеткіші 1 метрден аспайтын ғимарат бөліктерінде қауіпсіздікті қамтамассыз ететін баспалдақтар ғимарат биіктігіне қарамастан орналаса береді. Қазіргі кезде №2 ЖЭО-да ППС-1 аппаратуралық базаға негізделген және ДИП-1 айнымалы өрт дабылдатқышы орналасқан, автоматты түрде іске қосылатын өртке қарсы кабельді құрылым жұмыс істеп тұр. Жоғарыда айтылғандай қауіпсіздіктің шаралары ГОСТ 12.1.033-81 стандартына негізделген. Тағы да айта кететін жайт жылу электр орталығында арнайы жерасты жолдары, жасақталған бөлмелер, жоғары деңгейде реттелген ауалы механикалық көбік арқылы сөндіретін қондырғылар орналастырған.

Жылу электр орталығындағы отынның көзі сақталатын және ұнтақтағыш механизмдерінің біріккен жерлерінде, сонымен қатар, негізгі корпустың көп қолданыстағы бөліктерімен көмір өңдейтін және тасымалдайтын бөліктерімен біріккен жерлерінде арнайы және ерекше, өрт сөндіру мақсатында, ғимараттың ішінде арнайы су құбырлары орналасқан. Қазандық цехында белгіленген 11.5 және 0.00 метр аралықтағы және машиналық залдағы белгіленген 0.00 метр аралықтағы жерлерде өрт қауіпсіздігі орталықтары жасалған. Осы орталықтардың атқаратын жұмысы қауіп қатер төнген жағдайда, қосымша, әрі керек көмекті көрсету. Ғимараттың ішінде немесе сыртында абайсызда пайда болған түтін немесе температураның көтерілгенін сезген импульс қабылдағыштар, сәйкес хабарды жеткізу арқылы: Электр жетегі жұмысына негізделген кейбір механизмдердің жұмысына керек жағдай тудырады; жұмысшы насосқа дабылды деріп, сол арқылы өрт сөндіргіш құрылымдарына қажетті қоспа сұйықтықты жасау мақсатында, резервуардан 6% арнайы дайындалған қоспаны жинайды.

Қазандық цехта ілеспе газдардың температурасын реттеп отыратын арнайы дабыл қабылғадыш құрылым орналастырған. Оның көмегімен, қатерді сезген кезде, басты басқарушы щитке бірден дабыл беру арқылы негізгі механизмдерді аман алып қалу мақсатында, тез арада жұмысын шектеуге тура келеді. Түтін соргыларының жұмысы тоқтаған кезде, автомадты түрде ыстық көмір салқындатқышы және тозаң сорғышның үрлеме салқындатқышы тоқтайды. Жылу электр орталығында, турбиналық цехтегі өрт қауіптілгі ең көп жер, ол турбоқондырғының майлы реттеу жүйесі. Оқшаулығыштардағы май алуысымының қауіпсіздігін сақтау мақсатында, оларды ақ қаңылтырдан жасалған кожухпен қаптау керек. Генераторлардың май реттеу жүйесінде

автомадты түрде жұмыс істейтін газ бағылағыш қондырғылары орналастырылған. Бұл құрылғы ауадағы сутекті ауысымды реттеу және бақылау үшін жасалаған.

Өрт қауіптілігі ең көп кездесетін, негізгі корпус, газ мазутты қоймалар үшін арнайы сақиналы жолдар жасалған. Ғимараттар мен құрылыс орындары үшін кемінде бір жақтан қауіпсіз кететін жол жасалған. Ғимаратқа келетін жолдардың барығы 5 м ары және 25 м бері арнайы жоспарланған. Барлық өртке қарсы су қорларына арнайы қауіпсіз жол жоспарланған. Шықпалы каналдар үшін екі жағыда ыңғайлы өртке керекті су алуға керек қондырғылар өрт машиналарына орналастырылған. Өндіріс ауданына жақын жерлерде өрт сөндіргіш орталық орналасқан. Оның өрт сөндіру радиусы ЖЭО үшін 4 км аспайды. Аудан көлеміндегі барлық құрылыс орындары сәйкесінше негізделген өртке қарсы көрсеткішке ие. Ал арнайы өртке қарсы есіктер өртке тек 0,6 сағат қана қарсылық көрсете алады. Отын көзі сақталатын орында арнайы ережеге негізделген шаралар жүргізіледі. Ол сәйкесінше «электр станцияларындағы отын көзінің қрт қауіпсіздігі ережелері» атты шартта негізделген. Бұл шарт бойынша отын көзі сақталатын орын, өртке қарсы 2 немесе 0,75 сағат қарсы бола алатын материалдан салынуы керек. Электр техникалық ғимараттарда ПУЭ бойынша конструциясының өртке төзімділігі 0,75 сағат болуы керек. Сол себепті бұл ғимараттарды негізгі құрылыс қаңқасын дәнекерлеу арқылы сақтайды. Ғимараттардың әр бір қабатынан кемінде екі қосалқы шығу есігін жасау керек. Сонымен қатар турбинаны реттеу және бұрандаларды дәнекерлеугге арналған жүйелерде де өрт қауіпсіздігінің шаралары қарастырылған. Сол себепті ЖЭО ның бас электрлік және бас конструкциялық жоспарын жасаған кездері жоғарыда айтылған қауіпсіздік шараларына үлкен ден қойылуы керек. Себебі олар сақталмаса жұмысшылар өміріне үлкен зиян келуі мүмкін.

Қорытынды

Дипломдық жұмыста 540 МВт-ты ЖЭО-ын жобалау жұмыстарын жүргіздім. Дипломдық жұмыстың электрлік бөлімінде ЖЭО-ның екі құрылымдық сұлбаларын сызып, әр құрылымдық сұлба үшін қуаттар балансын есептедім. Берілген тапсырмаларға байланысты генераторлардың саны мен типтерін таңдадым. Есептелген қуаттар балансына байланысты күштік трансформаторлардың және автотрансформаторлардың қуаттары мен санын анықтадым. Олардың жылдық шығындарын есептеп ең тиімді сұлбаны таңдап алдым.

Экономикалық бөлімде ЖЭО-ын салуға қажетті салымдарды анықтадым. Жылдық отын шығындарын, жұмысшыларга берілетін орташа төлемақылардың шығындарын есептедім. Жобаланып отырған станцияның өндіретін энергиясының бағасын анықтадым. Содан кейін станцияның жылдық табысын анықтадым, сол арқылы станцияның қанша уақытта

Экономикалық бөлімде жоғары да қарастырылған ЖЭО-ын құру және де содан пайда көру үшін бизнес жоспар құрылды. Мемлекеттен ЖЭО салуға тиімді пайызбен несие алу мүмкіншілігі әнгімеленді. Алынған несиені ең тиімді әдіс арқылы және ең аз уақытта қайтарып беру нұсқасы қарастырылды. Ол үшін казіргі таңда бізге белгілі экономикалық есептеулер түрлері пайдаланылды. Солардың арасынан ең тиімді әдіс қолданылады. Соңынан электр энергиясының тарифы есептелінді. Ол тариф бағасы халықтың қалтасы көтеретіндей көлемде болды.

Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бөлімінде ЖЭО-ның мұнараларының минималды биіктігін және санитарлы қорғаныс зонасын анықтадым. Сол арқылы ЖЭО-ның қаланың солтүстік батысында салыну керектігін анықтадым. Сонымен қатар бұл бөлімде ЖЭО-ның турбиналық цехындағы еңбек ету жағдайына талдау жасау, өрт және жарылыс қауіпсіздігін және өрттің алдын алу шараларын талдадым.

Әдебиеттер тізімі

1 Хожин Г.Х. Электр станциялары мен қосалқы станциялар. Оқулық – Алматы: “Ғылым” ғылыми баспа орталығы, 2014ж., 452-б.

2 Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций. РК, 2015 г.

3 Васильев А.А. и др. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы. М.: Энергоатомиздат, 1989г.

4 Гук Ю.Б. и др. Проектирование электрические части станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1985г.

5 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы. М.: Энергоатомиздат, 1989г.

6 Правила устройства электроустановок. РК, 2015.

7 Околович М.Н. Проектирование электрических станций. М.: Энергоатомиздат, 2007г.

8 Хожин Г.Х., Соколов С.Е., Кузембаева Р.М. Электрические станции и подстанции, Методические указания к выполнению расчетно графической работы №1 для студентов всех форм обучения специальности 050718 – Электроэнергетика, Алматы, АИЭС: 2009., 17с.

9 Хожин Г.Х., Соколов С.Е., Кузембаева Р.М. Электрические станции и подстанции, Методические указания к выполнению расчетно графической работы №2 для студентов всех форм обучения специальности 050718 – Электроэнергетика, Алматы, АИЭС: 2009., 39с.

10 Жакупов А. А. Методические указания к выполнению экономической части выпускных работ. – Алматы, 2011.

11 http://www.fundamental-research.ru/ru/article/view?id=30840.