ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы

АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Электр стансаларға, тораптарға және жүйелері
кафедрасы

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

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

Тақырыбы: Алматы облысы Еңбекші қазақ ауданындағы 35-10 кВ қосалқы станциясын қайта жаңарту.

5В071800 - Электр энергетикасы **мамандығы бойынша**

Орындаған Тілеуберді Ерман Эук-13-1
(аты - жөні) (тобы)

Жетекші аға оқытушы Абдурахманов А.А.
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Кеңесшілер:

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

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

Мөлшер бақылаушы:
аға оқытушы Соколова И.С.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
_____«16»_мая_____ 2016 ж.
(қолы)

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

Алматы 2016

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы

АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Электр энергетика факультеті
5В071800 – Электр энергетикасы мамандығы
Электр стансаларға, тораптарға және жүйелер кафедрасы

жобаны орындауға берілген

ТАПСЫРМА

Студент Тілеуберді Ерман Аманжанұлы
(аты - жөні)

Жоба тақырыбы Алматы облысы Еңбекші қазақ ауданындағы 35-10 кВ қосалқы станциясын кеңейту.
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)

1. Қосалқы станцияның бас сұлбасы

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

1. Жобаланатын нысанның қысқаша сипаттамасы;
2. Жұмтық трансформаторлардың түрін, санын, қуатын таңдау;
3. Айырғыштарды, бөлгіштерді және қосқа тұйықтағыштарды таңдау;
4. Релелік қорғаныс және автоматтандыру;
5. Өмір тіршілік қауіпсіздігі;
6. Жобаның техника-экономикалық көрсеткіштері.

Сызба материалдарының (міндетті түрде дайындалатын сызуларды көрсету) тізімі

1) Қосалқы станцияның сұлбасы
2) Релелік қорғаныс және автоматтандыру сұлбасы
3) Қосқа тұйықтағыш бөлімі сұлбасы

Негізгі ұсынылатын әдебиеттер

1. Правила устройства электроустановок ПУЭ-4.-М.: Энергия, 2003. – 603с.
2. Правила технической эксплуатации эл. станций и сетей. – М.: Энергия, 2003. – 224с.
3. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608с.
4. Веников С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. – М.: Энергия 1970. – 517с.

Жоба бойынша бөлімшелерге қатысты белгіленген кеңесшілер

бөлімшелер	кеңесші	мерзімі	қолы
Өміртіршілік қауіпсіздік бөлімі	Абдимуратов Н.С.		
Экономикалық бөлімі	Жасупов А.А.		
Мемлекеттік бақылаушы	Соколова И.С.		

Диплом жобасын дайындау

КЕСТЕСІ

№ р/с	Тарау аттары, әзірленетін сұрақтардың тізімі	Жетекшіге ұсыну мерзімдері	Ескерту
1.	Жалпы бөлім, бастапқы мәліметтер мен ережелер	25.01.2016	
2.	Негізгі технологиялық шешімдер	1.02.2016	
3.	Қосалқы станцияның негізгі сұлбасы. Релелік қорғаныс және автоматтандыру	12.02.2016	
4.	Өміртіршілік қауіпсіздігі бөлімі	18.02.2016	
5.	Экономикалық бөлім	14.03.2016.	

Тапсырманың берілген уақыты «_____»_____20___ж.

Кафедра меңгерушісі _____ т.ғ.к., доцента Умбеткулов Е.К.
(қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Жоба жетекшісі _____ аға оқытушы Абдурахманов А.А.
(қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Орындалатын тапсырманы қабылдаған студент _____ Тілеуберді Е.
(қолы) (аты -жөні)

Аннотация

Подстанция 35/10 кВ Энбекши Казахский район Алматинской области является одним из энергоузлов, входящих в питающую сеть АО АЖК Иссыкские РЭС.

Расширение ПС вызвано ростом электрических нагрузок в проектируемом районе а также необходимостью модернизации и замены устаревшего электрооборудования и автоматики существующей подстанции, необходимостью увеличения надежности и безаварийности работы электрооборудования в связи с ростом нагрузки, а также снижение надежности изоляционных свойств высоковольтного оборудования ПС.

Андатпа

Алматы облысы, Еңбекші Қазақ ауданындағы 35/10 кВ қосалқы станциясы «АЖК» АҚ есік АЭТ тораптарын қоректендіретін түйіндердің бірі болып табылады.

Қосалқы станцияны кеңейту жобаланатын аудандағы электр жүктемелерінің өсуіне және қосалқы станцияның қолданыстағы ескірген электр жабдықтары мен автоматикасын ауыстыру және жаңартудың, жүктеменің өсуіне байланысты электр жабықтарының апатсыз жұмыстары мен сенімділігін арттырумен, сонымен қатар Қс жоғарғы вольтті жабдықтарының оқшауламалық қсаиетінің сенімділігін төмендетудің қажеттілігімен байланысты.

Annotation

Substations 35/10 kV Enbekshi Kazakh district of Almaty region is one of the power unit included in the supply network JSC AZhK Issyk RES.

Extension of PS caused by the growth of electric loads in the projected area as well as the upgrading and replacement of obsolete electrical equipment and automation of the existing substations, the need to increase the reliability and safety of electrical equipment due to increased load , as well as reducing the reliability of the insulating properties of the SS high-voltage equipment.

Мазмұны

Кіріспе 7
1 Жобалау нысанының қысқаша сипаттамасы 8
2 Қосалқы станцияның жүктеме графигін жөндеу 11
3 Күштік трансформаторлардың қуатын, санын және түрін таңдау 15
3.1 Трансформаторлардың түрін (типін) таңдау 15
3.2 Трансформаторлардың санын таңдау 16
3.3 Күштік трансформаторлардың қуатын таңдау 17
3.4 Жобаланатын ҚС күштік трансформаторларының қуатын таңдау бойынша технико-экономикалық есептеулер 20
4 Электрлік қосылулардың негізгі сұлбасын таңдау және қысқа тұйықталу тогын есептеу 25
4.1 Сұлбаларды және олардың мақсатын таңдау 25
4.2 Электр қондырғыларының негізгі сұлбаларына қойылатын талаптар 26
4.3 Қосалқы станцияның негізгі сұлбалары 29
4.4 Қысқа тұйықталу тогын есептеу 31
5 Негізгі жабдықтарды және ток өткізгіш бөліктерді таңдау 36
5.1 Жоғары вольтті ажыратқыштарды таңдау 36
5.2 Айырғыштарды, бөлгіштерді және қысқа тұйықтағыштарды таңдау 39
5.3 Асқын кернеуді шектеуіштерді таңдау 40
5.4 Сақтандырғыштарды таңдау 40
5.5 Жерлендіргіштерді таңдау 40
5.6 Ток өткізгіш бөліктерді таңдау 41
5.7 Қатты шиналарды таңдау 41
5.8 Оқшаулатқыштарды таңдау 45
5.9 Ток және кернеудің өлшеуіш трансформаторларын таңдау 47
6 Релелік қорғаныс және автоматика 52
6.1 Трансформаторларды қорғау 52
6.2 Газдық қорғаныс 52
6.3 ДЗТ – 11 реледе дифференциалды токтық қорғаныс 53
6.4 Максималды ток қорғанысы 57
6.5 Трансформатор орамдарындағы асқын жүктемеден пайда болатын токтардан максималды ток қорғанысы 59
7 Еңбекті қорғау және техника қауіпсіздігі 63
7.1 Найзағайдан қорғау 63
7.2 Жерлендіргіш құрылғыларын есептеу 65
7.3 Қауіпсіздік техникасы 69
8 Жобаның технико – экономикалық көрсеткіштері 72
Қорытынды 79
Әдебиеттер тізімі 80

Кіріспе

Энергетика өндірістің басқа салаларына қарағанда өндірістің өмірін қамтамасыз ететін сала ретінде бірнеше ерекшеліктерге ие.

Энергетиканың бірінші ерекшелігі – электр энергия өндіру, оны тасымалдау, тарату және тұтыну бір уақытта іске асады.

Екінші ерекшелігі – ондағы өтпелі процесстер өтуінің жылдамдылығы. Толқынды процесстер секундтың мыңнан бір бөлігінде өтеді. Бұл процесстер қысқа тұйықталулармен, қосылулар және ажыратулармен, жүктеменің өзгеруімен, жүйедегі тұрақтылықтың бұзылуымен байланысты.

Үшінші ерекшелігі – халық шаруашылығының барлық саласын электрмен жабдықтау, өндірістің технологиясы, электр энергиясын және энергияның басқа түрлерін түрлендіру тәсілдері, электр қабылдағыштарының алуан түрлілігі.

Энергетиканың ерекшеліктері өндірістік нысандарды электрмен жабдықтау жүйесіне (ЭСПО - ӨНЭЖ) ерекше талаптармен белгіленеді:

1. Энергетиканың бірінші ерекшелігі өндірістік нысандарды электрмен жабдықтау жүйесінің барлық деңгейлерінде қолданылады.

2. Өтпелі процесстердің өту жылдамдылығы өндірістік нысандарды электрмен жабдықтау жүйесінде міндетті түрде арнайы автоматты құрылғыларды қолдануды қажет етеді, олардың негізгі мақсаты – ӨНЭЖ жүйесінің қалыптасуын және электр энергияның тұтынылу орнына жеткізілуін қамтамасыз ету болып табылады.

3. Өнеркәсіптің әр түрлі саласындағы өндірістік кәсіпорындардың технологиялық ерекшеліктері ӨНЭЖ жүйесі бойынша жобалық шешімдерді қолданудағы айырмашылықтармен белгіленеді.

4. Заманауи өндірістік кәсіпорындар, әсіресе машина жасау кәсіпорындары технологиялық процесстердің серпінділігімен, өңдеудің жаңа әдістері мен жаңа жабдықтарды үздіксіз енгізумен, шығарылатын өнімді үнемі жақсарту және өзгертуге байланысты өндірісті қайта жөндеумен сипатталады.

5. ӨНЭЖ жүйесінің ерекшелігі кәсіпорындардағы электр энергиясы өндірістік процесстің компоненттерінің бірі ретінде қарастырылады, шикізаттармен қатар материалдар шығарылатын өнімнің өзіндік құнына кіреді. Сонымен қатар, өнімнің өзіндік құнындағы энергия шығынының үлесі өндірістің саласына байланысты болады.

ӨНЭЖ жүйесі – энергетикалық жүйенің жартысы және энергетикалық жоспарда қарапайым (кернеуі төменірек, қуаты және желінің ұзындығы аз, тұйықталған контурлар жоқ) және де электр энергиясын өндірістік кәсіпорындарында технологиялық мақсатта қолдану мен түрлендіру жоспарында күрделі болады. Электр қабылдағыштар технологиялық агрегаттар ретінде ӨНЭЖ жүйесінің ажырамас элементтеріне кіреді және көп жағдайда жүйенің жұмысы мен оның параметрлерін анықтайды:

- тиімділігі;

- өндіріс технологиясында және кәсіпорынды дамытуда жиі қайта құру мүмкіндігі;

- қоршаған ортаға зиянды әсерінің жоқтығы.

Бұл талаптар ӨНЭЖ жүйесін жобалау және пайдалану кезінде қамтамасыз етіледі.

1 Жобалау нысанының қысқаша сипаттамасы

Алматы облысының Еңбекші Қазақ ауданыны оңтүстік астана «Алматы» қаласының Үйғыр және Райымбек ауданынынң шекарасында орналасқан. Аудандық орталағы - Есік қаласы, онда 5 мың тұрғын тұрады. Аудан 200 мың гектар жерді алып жатыр, оның ішінде 6500 гектар егістікте қолданылады.

Бұл аумақта 15 елді мекен орналасқан, онда 10 мыңнан аса адам тұрады.

Ауданның аумағында мал шаруашылық кешендері, ауыл шаруашылық өнімдерін өңдеу бойынша микро заводтар, құйып беретін станциялар, шарап шығаратын заводтар және басқа да жеке кәсіпорындар орналасқан.

Ауданның орналасуы мал және құс шаруашылығы мен басқа бағыттағы агроөнеркәсіптік кешендердің дамуын арттыруға мүмкіндік береді.

Ауыл шаруашылықта аудан табиғи – климаттық шарттар бойынша көктайғақ бойынша IV, желдің жылдамдығы бойынша – III санатқа жатады. қыстық мерзім үшін орташа тәуліктік температура - 10-14°С.

Аудандағы ауа райы қалыпты: жазғы уақыттағы орташа температура +24-30°С, ал қысқы температура 18-23°С. Жердің бедері таулы, кейбір жерлері балшықты. Найзағайлы күндер жылына 10-12 күнді құрайды. Көктайғақты құбылыстар күзде және қыста пайда болады. Көктайғақ қабаттарының орташа қалыңдығы в = 5 мм, желдің орташа жылдамдығы υ=21 м/сек. Жердің негізгі түрі – тасты балшық. Ауданды электрмен жэбдықтау 110/35/10 кВ «Алматы» трансформаторлы қосалқы станциясынан әске асады.

Бұл ауданның қоректендіргіш желілері 35 кВ тораптар болып табылады, олар А-70 және А-50 сымдарымен орындалған, ал 10 кВ таратушы тораптары А-35 және АС-35 сымдарымен орындалған, кей жерлерде А-25 сымдарымен орындалған желілер де кездеседі.

Бұл дипломдық жобада Алматы электрлік тораптарының «АЖК» АҚ қатысты тұтынушылар жүктемесінің өсуіне байланысты 35/10 кВ төмендеткіш қосалқы станцияны (ҚС) қуаты жоғары екінші трансформаторды орнату арқылы кеңейту қарастырылады.

Дипломдық жобада RASTR бағдарламасын қолдану арқылы жүктеменің максималды режимінде Алматы электр тораптарының телімдерінің параметрлеріне есептеу жүргізілді, ҚС тарату құрылғыларын (ТҚ) таңдау және тексеру үшін қысқа тұйықталу тогы есептелді, ҚС негізгі жабдықтарына таңдау жүргізілді. Сонымен қатар, қысқа тұйықталу тогын есептеудің дұрыстығы TKZ3000 бағдарламасының көмегімен тексерілді.

«АЖК» энергетикалық жүйесі берілген қосылу шарттары бойынша жобаланатын ауданның қорегі екітіздекті 35 кВ – ӘЖ іске асады.

Жақындағы 110/35/10 кВ «ИССЫК» қоректендіруші трансформаторлы ҚС бастап 35 кВ – ӘЖ ұзындығы 15 км құрайды. Желі темір бетонды тіректерде АС-95 сымдарымен орындалған.

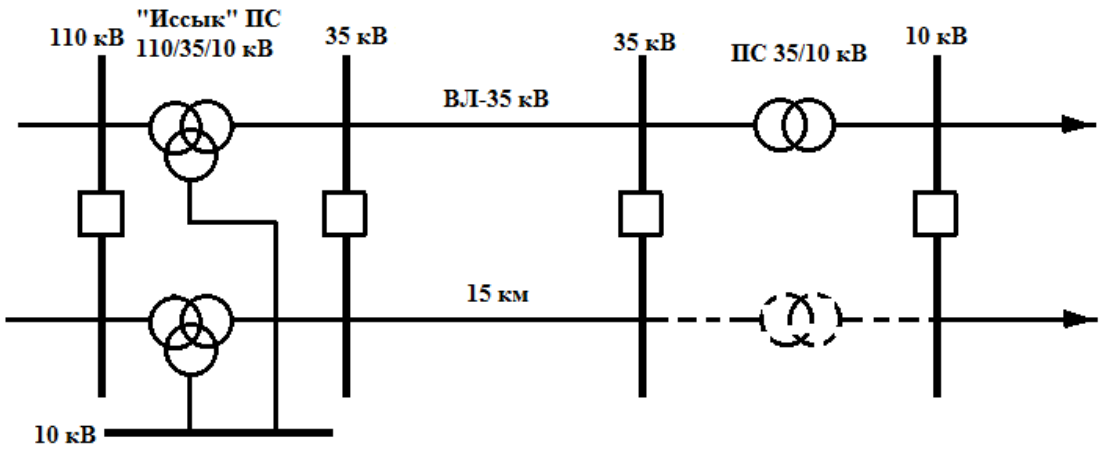
35/10 кВ ҚС қоректенетін елді мекендер мен ауыл шаруашылық нысандарын электрмен жабдықтаудың қазіргі сұлбасының кемшіліктеріне келесілерді жатқызуға болады:

- жұмыс істеп тұрған ҚС бір ғана күштік трансформатор болғандықтан электрмен жабдықтау сенімділігінің талаптарына сәйкес келмейді;
- 35 кВ қоректендіруші торап және кернеуі 10 кВ таратушы тораптар 50 жылдары тұрғызылған, өткізгіштік қабілеті аз және тұтынушылардағы кернеудің нормативті ауытқуын қамтамасыз етпейді;
- 10 кВ жеке ӘЖ релелік қорғаныс құрылғылары жоқ.

Жоғарыда көрсетілген кемшіліктерге байланысты жобада ҚС кеңейту тапсырмасы қарастырылады, яғни:

- 35/10 кВ қосымша күштік трансформаторын орнату;
- кернеуі 10 кВ тарату тораптарында релелік қорғаныс құрылғыларын және электрмен жабдықтау сенімділігін жоғарылату құралдарын орнату.

Электрмен жабдықтау сұлбасының көрінісі (үзіндісі) 1.1 суретте көрсетілген.



1.1 сурет – Электрмен жабдықтау сұлбасының көрінісі

ҚС қоректі Талғар ауданының жартысы алады, оның құрамында I, II және III санаттағы тұтынушылар бар.

Барлық тұтынушылардың қорегі 10 кВ ӘЖ радиалды-магистралды сұлба бойынша іске асады.

Торапты ауданның бас (негізгі) сұлбасы дипломдық жобаның сызба бөлімінің 1 парағында көрсетілген.

2 Қосалқы станцияның жүктеме графигін жөндеу

Электрмен жабдықтау жүйесін жобалау кезінде бірнеше есептеулер орындалады, олардың нәтижелері бойынша ҚС жабдықтары, өткізгіштердің материалы мен қимасы және электр энергиясын жіберудің тиімді тәсілдері мен тораптың құрылымы таңдалады. Есептік электр жүктемелерін анықтау және уақыттағы өзгерістерді ескеру бұл жағдайда жобалаудың барлық кезеңі үшін бастапқы материал болып табылады. Өндірістік кәсіпорындардың электрлік тораптарын жобалау және пайдалану кезінде жүктеменің әр түрлерімен: активті *P* және реактивті *Q* қуат және ток *I* бойынша жұмыс жасалады.

Электрлік жүктеме электр энергиясының жек қабылдағыштармен, цехтағы қабылдағыштар топтамасымен тұтынылуды сипаттайды. Өндірістік кәсіпорындарды электрмен жабдықтау жүйесін жобалау және пайдадану кезінде жүктеменің үш түрі негізгі болып табылады:

а) активті қуат *P*;

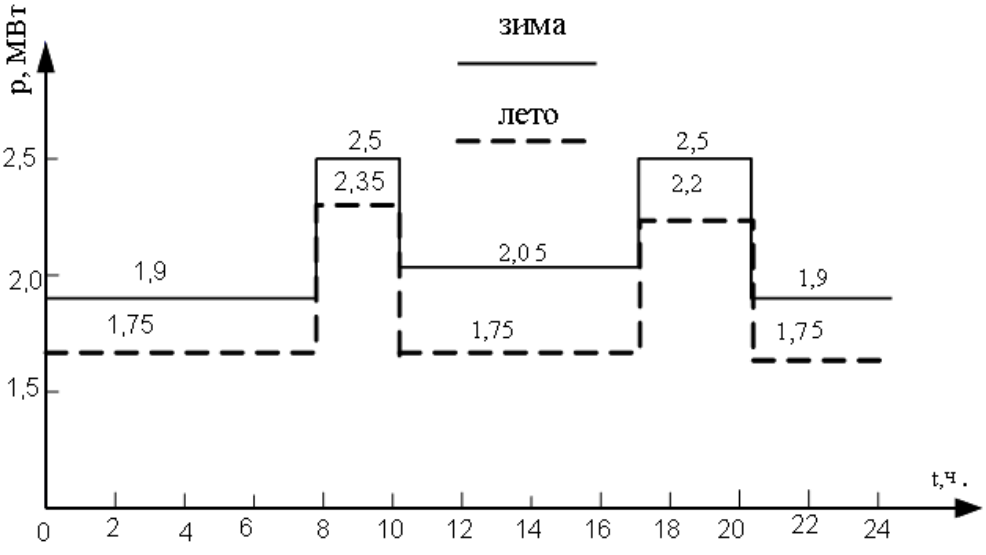
б) реактивті қуат *Q;*

в) ток *I.*

Жүктеме графиктері активті және реактивті энергияның тұтынылуын анықтауға, ток көздерін қоректендіретін кәсіпорындарды дұрыс және орынды таңдауға, сонымен қатар электрмен жабдықтаудың тиімді сұлбасын орындауға мүмкіндік береді.

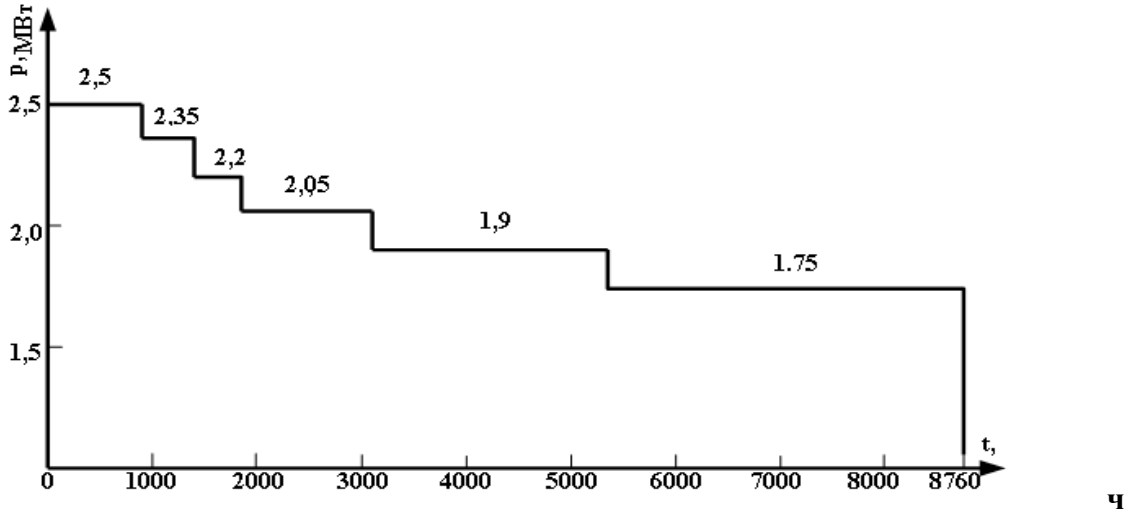
Жүктеме графиктері ұзақтылығы бойынша тәуліктік және жылдық болып бөлінеді. Өндірістің әрбір саласы өзіндік жылдық графиктеріне ие, олар өндірістің технологиялық процестерімен анықталады.

Электр энергия тұтынушыларының жүктемесінің тәуліктік графигі бойынша 10 кВ кернеуге жүктеменің тәуліктік графигін тұрғызамыз.



2.1 сурет – Жүктеменің тәуліктік графигі

Жүктеменің тәуліктік графигі бойынша (2.1 сурет) ұзақтылық бойынша жүктеменің жылдық графигін (2.2 сурет) тұрғызамыз. Тұрғызу кезінде, қыстық мерзімде 183 тәулік, ал жаз мерзімінде – 182 тәулік болады деп аламыз.



2.2 сурет – Ұзақтылық бойынша жүктеменің жылдық графигі

Ұзақтылық бойынша жүктеменің жылдық графигі бойынша (2.2 сурет) жобаланатын ҚС технико-экономикалық көрсеткіштерін есептейміз.

Бір жылда тұтынылатын энергия

$$W_{П} = \sum P_i T_i, \qquad (2.1)$$

мұндағы P_i - жүктеме графигінің і-ші сатысының активті қуаты, МВт;

T_i - жүктеме графигінің і-ші сатысының ұзақтылығы, сағ.

$$W_{П} = 2{,}5 \cdot 915 + 2{,}35 \cdot 364 + 2{,}2 \cdot 546 + 2{,}05 \cdot 1281 + 1{,}9 \cdot 2196 + 1{,}75 \cdot 3458 = 17324{,}05 МВт \cdot сағ$$

Жылдық орташа жүктеме:

$$P_{ср.г} = \frac{W_{г}}{T_{г}} \qquad (2.2)$$

мұндағы $T_{г}$ – бір жылдағы сағат саны, сағ., ($T_{г} = 8760 сағ.$).

$$P_{ср.г} = 17324.05 / 8760 = 1{,}98 МВт$$

Жүктеменің жылдық графигін толтыру коэффициенті:

$$k_{зпг} = \frac{P_{срг}}{P_{макс}} \quad (2.3)$$

мұндағы $P_{макс}$ кернеуге қосылған максималды жүктеме, МВт.

$$k_{зпг} = \frac{1,98}{2,5} = 0,79$$

Тәулік ішінде тұтынылатын энергия (2.1 сурет бойынша).

Тәулік ішінде тұтынылатын энергия (w_c) келесі формула (1) бойынша анықталады, жүктеменің тәуліктік графигі қысқы және жазғы мерзімдер үшін жеке есептеледі.

Жазғы мерзім үшін:

$$W_c = 0,75 \cdot 19 + 1,2 \cdot 3 + 1,35 \cdot 2 = 20,55 \text{ МВт·сағ.}$$

Қысқы мерзім үшін:

$$W_c = 1,9 \cdot 12 + 2,05 \cdot 7 + 2,5 \cdot 5 = 49,65 \text{ МВт·сағ.}$$

Орташа тәуліктік жүктеме:

$$P_{орс} = \frac{W_c}{T_c}, \quad (2.4)$$

мұндағы T_c – тәуліктегі сағат саны, сағ., ($T_c = 24$сағ.).

Жазғы мерзім үшін:

$$P_{орс} = \frac{20,55}{24} = 0,856 \text{МВт.}$$

Қысқы мерзім үшін:

$$P_{орс} = \frac{49,65}{24} = 2,069 \text{МВт.}$$

Жүктеменің жылдық графигін толтыру коэффициенті:

$$k_{зпс} = \frac{P_{ср}}{P_{макс}}, \quad (2.5)$$

Жазғы мерзім үшін:

$$k_{зпс} = \frac{0,856}{1,35} = 0,63$$

Қысқы мерзім үшін:

$$k_{зпс} = \frac{2,069}{1,5} = 1,38$$

Жүктеме максимумын қолдану коэффициенті:

$$T_{им} = \frac{W_n}{P_{макс}}. \quad (2.6)$$

$$T_{им} = \frac{17324,05}{2,5} = 693 сағ.$$

Ең жоғары шығындар уақыты:

$$\tau_п = \left(0,124 + \frac{T_м}{1000}\right)^2 \cdot 8760 \quad (2.7)$$

$$\tau_п = (0,124 + 693 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 1693 сағ.$$

3 Күштік трансформаторлардың қуатын, санын және түрін таңдау

Өндірістік кәсіпорындардың негізгі төмендеткіш ҚС үшін күштік трансформаторлардың қуатын, санын және түрін таңдау техникалық және экономикалық жағынан негізделуі керек, себебі бұл өндірісті электрмен жабдықтау сұлбасын тұрғызуға әсер етеді. Күштік трансформаторлардың саны мен қуатын таңдау кезінде технико-экономикалық есептеулердің әдістері қолданылады, сонымен қатар тұтынушыларды электрмен жабдықтау сенімділігі, түсті металлдар мен трансформаторлы қуаттың тұтынылу шығыны ескеріледі. Өндірісті электрмен жабдықтау жүйесін пайдалану қолайлылығы үшін трансформаторлардың екі-үш стандартты қуаты қолданылады, бұл қоймалық қордың (резерв) қысқаруына әкеледі және трансформаторлардың өзара ауысуын жеңілдетеді. Қуаты бірдей трансформаторларды орнату дұрыс болып табылады, бұндай шешім үнемі орындалмайды. Трансформаторларды таңдауды ҚС электрлік қосылулар сұлбасын ескеріп жүргізу керек, ол жалпы электрмен жабдықтау жүйесі бойынша жылдық шығындар мен күрделі қаржы салымдарына әсер етеді және пайдалану мен режимдік сипаттамаларын анықтайды.

3.1 Трансформаторлардың түрін (типін) таңдау

Трансформаторлардың түрін (типін) таңдау оларды орнату шарттарын, қоршаған ортаның температурасын және т.б. ескеру арқылы жүргізіледі. Негізгі қолданыста екі орамды трансформаторлар қолданылады. Алыстағы орта қуаттағы тұтынушылар болған кезде 110/35/6 – 20 кВ негізгі төмендеткіш ҚС үш орамды трансформаторлар қолданылады. Тармақталған орамдары бар 110/10-10 кВ немесе 110/6-10 кВ трансформаторлар ҚТ тогын төмендету қажет және соққы жүктемелерінің қорегін анықтау кезінде кернеуі 6 және 10 кВ кәсіпорындарда қолданылады.

Кернеуі 35 – 220 кВ негізгі төмендеткіш ҚС трансформаторлары майлы салқындатқышпен орындалады және ашық ауады орнатылады.кернеуі 6 – 20 кВ цехті трансформаторлы ҚС үшін ТМ, ТМН, ТМЗ түріндегі майлы трансформаторлар (табиғи ауа салқындатқышы бар) және жанбайтын сұйықтығы бар (совтол) ТНЗ түріндегі трансформаторлар қолданылады. Қуаты $S_{ном.т} < 2500$ кВ·А майлы трансформаторларды ашық ауада және ғимараттың ішінде орнатады. Цех ішіндегі ТҚС, оның ішінде КТҚС I және II дәрежедегі цехтарда қолданылады. Цех ішіндегі ТҚС майлы трансформаторлар саны үштен көп болмау керек. Майлы трансформаторлары бар ашық орнатылған кешенді ТҚС қуаты 2х1600 кВА дейін рұқсат етіледі. Ғимараттың екінші қабатына орнату кезінде цех ішіндегі ҚС қуаты 1000 кВ·А аспау керек. Қуаты $S_{ном. т}$ 1000 кВ·А дейін құрғақ трансформаторлар өрт қауіпсіздігіне талаптары жоғары әкімшілік және қоғамдық ғимараттардың ішінде, зертханаларда және басқа нысандарда (кейбір тоқыма кәсіпорындарында) орнату үшін қолданылады. Қуаты аз (10 - 400 кВА) құрғақ

трансформаторларды балкандарда, фермаларда, бағаналарда орнатады, себебі олар май құрамды құрылғыларды қажет етпейді. ТНЗ түріндегі трансформаторлар майлы трансформаторларды ашық орнатуға рұқсат етілмеген цехтардың ішінде орнату үшін арналған. Герметикаланған совтолды трансформаторлар пайдалану шарттарында жөндеу мен тексеруді қажет етпейді. Оларды жөндеу мен тексеру дайындаушы-заводтартар жүргізіледі.

Кернеуі 35 – 220 кВ ҚС арзандату мақсатында (негізгі ТҚС немесе негізгі РҚС) жоғары кернеу жағында ажыратқыштарды орнатусыз сұлбалар (желі – трансформатор блокты сұлба бойынша) қолданылады.

3.2 Трансформаторлардың санын таңдау

Негізгі төмендеткіш ҚС немесе цехті трансформаторлы ҚС трансформаторлар санын таңдау кезіндегі негізгі талаптар тұтынушыларды электрмен жабдықтау сенімділігі (қажетті сенімділікке қатысты электр энергия қабылдағыштарының санатын ескеру), сонымен қатар электрлік жүктемелердің өсуін ескерумен трансформаторларға келтірілген шығындардың минимумы болып табылады.

ҚС жобалау кезінде келесі негізгі жағдайлар ескеріледі. I санаттағы тұтынушыларды электрмен жабдықтау сенімділігі екі тәуелсіз қорек көзі арқылы іске асады, сонымен бірге басқа да тұтынушылар мен қорек көздерін қамтамасыз етеді. I санаттағы тұтынушыларды қоректендіру кезінде бір ҚС әрбір шиналар секциясында минимум бір трансформатордан алу керек, сонымен қатар трансформаторлардың қуаты бір трансформатор істен шыққан жағдайда екіншісі I санаттағы тұтынушылардың қорегін қамтамасыз ететіндей таңдалады. I санаттағы тұтынушыларды қордағы (резервті) қорегі автоматты түрде қосылады. II санаттағы тұтынушыларды автоматты түрде немесе кезекші қызметкердің жұмысымен енгізілген резервімен қамтамасыз етіледі. Бұл тұтынушыларды бір трансформатордан қоректендіру кезінде II санаттағы тұтынушыларды қоректендіретін бірнеше ҚС үшін екі немесе қоймалық резервті трансформатор болу керек, ол трансформаторды ауыстыру бірнеше сағаттың ішінде іске асуы тиіс. Трансформаторды ауыстыру уақытында жұмыс істеп тұрған трансформатордың рұқсат етілген асқын жүктемесін ескеру арқылы тұтынушылардың қорегі шектеледі. III санаттағы тұтынушылар «қоймалық» резервті трансформаторы бар кезінде қоректі бір трансформаторлы ҚС алады.

Трансформаторлардың санын таңдау кезінде бір трансформаторлы ҚС құрылысы ең аз шығынды қамтамасыз етпейді. Егер тұтынушылардың қорегін резервтеу шарты бойынша бір трансформатордан артық орнату қажет болса, онда ҚС трансформаторлар санын екіден асырмау керек. Екі трансформаторлы ҚС трансформаторлар саны жоғары ҚС қарағанда тиімді. Негізгі төмендеткіш ҚС екі-трансформаторлы ҚС құрылысы кезінде жоғары кернеу жағынан электрлік қосылулардың қарапайым сұлбасы таңдалады. Қалған шешімдердің барлығы (трансформаторлар саны үш немесе одан

жоғары) қымбат болып табылады. Бірақ, олар әр түрлі кернеуді қажет ететін тұтынушылардың қорегі үшін ҚС тұрғызылатын кезде қолданылуы мүмкін. Негізгі төмендеткіш ҚС, кірмелері терең ҚС және цехтік ҚС трансформаторларының саны екіден аспайды. III әне II санаттағы тұтынушылар үшін көрщілес ҚС резервті қорегі бар бір трансформаторды орнату нұсқасы жиі қарастырылады. Бұл жағдайда резервті ҚС екінші ҚС болып табылады және онда қуат қоры болуы керек. Екі трансформаторы бар цехті ҚС төменгі кернеу шиналарының жұмыс секциясын жұмыс кезінде жекк қолданған дұрыс. Мұндай режимде ҚТ тогы 2 есеге азаяды және кернеуі 1 кВ дейінгі паапараттардың жұмыс шарты жеңілдейді. Жұмыс трансформаторының біреуі ажырағанда секциялы автоматты ажыратқыштың қосылуының нәтижесінде ажыраған жүктемені екіншісі өзіне қабылдайды.

Қазіргі уақытта цехтік ТҚС кешенді орындалады. Кешенді ТҚС санын және трансформаторлардың қуатын дұрыс анықтау 1 кВ дейінгі кернеуге реактивті жүктемені қарысмдалауды ескеріп, технико-экономикалық есептеулердің негізінде қол жеткізіледі. Цехті трансформаторлардың саны минималдыдан N_{mm} (реактивті жүктемелер толық қарымталанған кезде) максималдыға N_{max} (қарымталаушы құрылғылар болмаған кезде) өзгереді, барлық ТҚС үшін орташа жүктеме коэффициентінің мәні kз. Екі-трансформаторлы цехтік ҚС I санаттағы жүктеме көп кезінде kз – 0,65 – 0,7 шегінде алады, II санаттағы жүктеме көп кезде 0,7 – 0,8, ал III санаттағы жүктеме көп кезде 0,9 – 0,95 деп алынады. Цехтік трансформаторлардың минималды және максималды саны келесі формула бойынша анықталады:

$$N_{мин} = \frac{P_{мах}}{k_З \cdot S_{ном.т}}; \qquad (3.1)$$

$$N_{мах} = \frac{S_{мах}}{k_З \cdot S_{ном.т}}; \qquad (3.2)$$

мұндағы $P_{мах}$, $S_{мах}$ – есептік жүктеме, кВА (МВА);
$S_{ном,т}$ - трансформатордың номиналды қуаты, МВА.

3.3 Күштік трансформаторлардың қуатын таңдау

Күштік трансформаторлардың қуаты қалыпты жағдайда өндірістік кәсіпорындарда барлық электр энергия қабылдағыштарының қорегін қамтамасыз етуі керек. Күштік трансформаторлардың қуатын жұмыстың экономикалық тиімді режимін және бір трансформатор ажырағанда тұтынушылардың қорегін резервтеуін қамтамасыз етуін ескеру арықыл таңдалады. Елдің өндірістік кәсіпорындары өздерінің өндірістік қуатын жаңа цехтардың құрылысы есебімен арттырады. Сондықтан, ҚС орнатылған

трансформаторларды қуаты жоғары трансформаторларға ауыстыру арқылы кеңейту мүмкіндігі қарастырылады. Осыған байланысты трансформатор тізбектеріндегі шиналау мен аппараттураларды МЕМСТ номиналды қуатының шәкілі, келешекте трансформаторларды орнату есебімен және есептік параметрлер бойынша таңдалады. Мысалы, егер ҚС қуаты 1600 кВ·А екі трансформатор орнатса, онда олардың іргетасы мен құрылымы қуаты 25 000 кВ·А екі трансформатор орнатуды қарастырады.

Негізгі төмендеткіш ҚС қуатын таңдау реактивті қуат бойынша энергия үнемдеуші ұйымдардың режимін ескерумен кәсіпорынның есептік жүктемесі бойынша жүргізіледі. Есептік жүктеменің тапсшырма әдістеріне байланысты транформаторлардың номиналды қуатын таңдауға екі тәсіл қолданылады: қалыпты және апаттан кейінгі режимдердің тәуліктік графикаларының белгілі сипаттамасы және сол режимдер үшін жүктемелердің есептік максимумдары бойынша.

Кәсіпорындарды электрмен жабдықтау сенімділігіне ҚС екі трансформаторды орнату есебімен қол жеткізіледі. Апаттық режимдерде (бір трансформатор ажыратылған жағдайда) жұмыста қалған екінші трансформатор кәсіпорынның қажетті жүктемесін қамтамасыз етеді. Қажетті қуатты жабу трансформатордың номиналды қуатын пайдалану ғана емес, сонымен қатар олардың жүктемелік қабілеттерінің есебімен (трансформаторлардың орнатылған қуатын төмендету мақсатында) іске асады.

Трансформатордың номиналды қуаты деп қоршаған ортаның қалыпты температура шарттарында 14209-69 және 11677-75 МЕМСТ сәйкес өзінің барлық қызмет мерзімінде (шамамен 20 жыл) үздіксіз жүктелуі болатын қуатты айтамыз:

а) қоршаған ортаның температурасы 20°С тең болуы керек;

б) салқындатқыш ортаның температурасында майдың орташа температурасының артуы: М және Д салқындату жүйесі үшін 44°С, ДЦ және Ц жүйесі үшін 36°С;

в) ҚТ шығындарының ХХ шығындарына қатынасы бес еселікке тең болуы керек (оқшаулатқыштың қызуы бойынша қорды қамтамасыз ету үшін ең жоғары мәнді аламыз);

г) номиналды жүктеме кезінде оқшауламаның температурасы орташадан 6°С өзгерген кезде оның мәні 85°С, оқшауламаның қызмет мерзімі екі есе өзгереді (температура жоғарылағанда қысқарады немесе температура төмендеген кезде артады);

д) өтпелі процестер кезінде майдың беткі қабаттарының ең жоғарғы температурасы тәулік ішінде 95°С аспау керек және орам металлының ең жоғарғы қызған нүктесі 140°С.

Жобаланатын ҚС сенімділік бойынша I және II санаттағы тұтынушылар қорек алатындықтан ЭҚЕ сәйкес [2] онда 2 күштік трансформатор орнатылу керек.

Трансформаторлардың техникалық қолайлы қуаты:

$$S_{рас.т} = \frac{P_{мак}}{\cos\varphi_н} \cdot \frac{k_{I,II}}{k_{ав}}; \qquad (3.3)$$

мұндағы $\cos\varphi_н$ – жүктеме қуатының коэффициенті;

$k_{уч.I\ және\ II}$ – I және II санаттағы тұтынушылардың максимум жүктемесе қатысу коэффициенті;

$k_{ав}$ – апаттық асқын жүктеме коэффициенті.

Жобаланатын ҚС трансформаторлары үшін апаттық асқын жүктеме коэффиицентін анықтаймыз.

ЭҚЕ [2] сәйкес апаттық жағдайларда трансформатордың 40% ($k_{ав}$=1,4) асқын жүктелуіне болады, жалпы ұзақтылығы 5 тәулік ішінде тәулігіне 6 сағат. Сонымен бірге, трансформатор жүктемесінің тәуліктік графигін толтыру коэффиициенті оның асқын жүктелу шартында 0,75 аспау керек. Егер шарттардың біреуі орындалмаса, онда ПТЭ [3] 120 минут ішінде 30% ($k_{ав}$=1,3) асқын жүктелуге рұқсат береді.

Апаттық асқын жүктеме коэффициентін ($k_{ав}$=1,4) деп аламыз, себебі жүктеме максимумының жалпы ұзақтығы 5 сағатты, ал жүктеменің тәуліктік графигін толтыру коэффициенті $k_{зап.}$=0,7 құрайды.

$$S_{рас.т} = \frac{2,5}{0,85} \cdot \frac{0,7}{1,4} = 1,47 \ \ МВА$$

МЕМСТ 9680-77 трансформатор қуаттарының стандартты мәндерінің шәкілі бойынша технико-экономикалық салыстыру үшін келесі нұсқаларды таңдаймыз:

а) номиналды қуаты $S_{ном.т}$=1600 МВА трансформаторлар;

б) номиналды қуаты $S_{ном.т}$=2500 МВА трансформаторлар.

ҚС қосылған тұтынушылардың қорегі үшін қажет кернеуге байланысты технико-экономикалық салыстыру трансформаторлардың келесі түрлеріне жүргізіледі:

а) ТДН – 1600/35;

б) ТДН – 2500/35.

Бұл трансформаторлардың параметрлері [4] 3.6 кестесі бойынша алынған және 3.1 кестеге енгізілген.

3.1 кесте – Технико-экономикалық салыстырудағы күштік майлы трансформаторлардың параметрлері

Түрі	U, кВ	Шығындар, кВт		Uк, %	Iхх,%	Салмағы, т		Бағасы, мың.тенге.
		Р хх	Рк			толық	май	
ТДН– 1600/35	35/10	4,3	18,5	6,5	0,9	32,0	14,5	7000
ТДН– 2500/35	35/10	5,1	26,5	6,5	0,85	44,5	19,7	8400

3.1 кестеде келесі белгілеулер қолданылған:
U – трансыорматор орамдарының номиналды кернеуі, кВ;
$P_к$ – трансформатордағы ҚТ шығындары, кВт;
$P_{хх}$ – трансформатордың бос жүріс шығындары, кВт;
$u_к$ – ҚТ кернеуі, %;
$I_{хх}$- трансформатордың бос жүріс тогы, %.

3.4 Жобаланатын ҚС күштік трансформаторларының қуатын таңдау бойынша технико-экономикалық есептеулер

Экономикалық тиімділіктің интегралды көрсеткіштері және олардың қолданылуы. Экономикалық тиімділікті бағалау кезінде міндетті түрде техникалық шешімдердің екі немесе одан көп нұсқасын қарастыру керек.

Жобаланатын нысанды электрмен жабдықтау сұлбасының әр түрлі нұсқасын және олардың кернеуін, негізгі ТҚС және цехтік ТҚС трансформаторлар қуаты мен санын, ЭБЖ сымдарының қимасын салыстыру және олардың жақсысын таңдау экономикалық тиімділікке қатысты интегралды көрсеткіштерді қолдану арқылы іске асады.

Әр түрлі жобаларды салыстыру кезінде (жоба нұсқаларын) олар сәйкес түрге келтірілу керек.

Экономикалық тиімділіктің интегралды көрсеткіштер санына келесілер жатады [3]:

- интегралды нәтиже (әсер) немесе таза дисконтталған табыс;
- табыстылық индексі;
- табыстылықтың ішкі нормасы.

Интегралды нәтиже ($Э_{инт}$) барлық есептік мерзімдегі ағымдағы (жылдық) сомма ретінде анықталады. $Э_{инт}$ шамасы (таза дисконтталған табыс) келесі формула бойынша анықталады:

$$Э_{инт} = ЧДД = \sum_{t=0}^{T} (R_t - З_t) \cdot \alpha_t - K \qquad (3.4)$$

мұндағы R_t – есептеудің t-ші айналымында қол жеткізілетін нәтиже (табыс), мың теңге;

$З_t$ – есептеудің t-ші айналымында іске асатын шығындар, мың теңге;

Т – есептік мерзімнің ұзақтылығы (ҚС жобалауға нормативиі құжаттарға сәйкес алынады), жыл;

$$\alpha_t = \frac{1}{(1+E)^t} \qquad (3.5)$$

мұндағы α_t– дисконттау коэффициенті;

Е – дисконт нормасы, (кенесшінің ұсынысы бойынша алынады);

t – есептеу айналымының нөмірі, жобаны іске асыруды бастау моментінен бастап, жыл бойынша.

Дисконтталған күрделі қаржы жұмсалымының шамасы:

$$К = \sum_{t=0}^{T} К_t \cdot \alpha_t, \qquad (3.6)$$

мұндағы К– дисконтталған күрделі қаржы жұмсалымының соммасы, мың теңге;

$К_t$ – t-айналымындағы күрделі қаржы жұмсалымы, мың теңге.

Табыстылық индексі келтірілген нәтижелердің соммасының дисконтталған күрделі қаржы жұмсалымдарының қатынасынан тұрады.

$$ИД = \frac{ЧДД}{К_д}, \qquad (3.7)$$

Табыстылықтың ішкі нормасы келтірілген нәтижелердің шамасы келтірілген күрделі қаржы жұмсалымдарына тең дисконттың $Е_{вн}$ нормасынан тұрады:

$$\sum_{t=0}^{T} \frac{(R_t - З_t)}{(1+Е_{вн})} = \sum_{t=0}^{T} \frac{К_t}{(1+Е_{вн})^t}, \qquad (3.8)$$

Егер жобаның интегралды нәтижесін есептеу дисконттың Е белгіленген нормасы кезінде тиімді немесе тиімді емес деген сұраққа жауап берсе, онда табыстылықтың ішкі нормасы есептеу процесінде анықталады және салыстырылады. Табыстылықтың ішкі нормасы инвесторлардың қажет ететін нормасына тең немесе жоғары болса, онда бұл жобаға күрделі қаржы жұмсалымдары ақталады.

Өтелімділік мерзімі – минималды уақыт аралығы (жобаны жүзеге асырғаннан бастап), олардың шегінде интегралды нәтиже кері болады. Басқаша айтқанда бұл – бастапқы қаржы салымдары және басқа шығындар жалпы нәтижелермен (табыстармен) жабылатын мерзім (жыл немесе ай бойынша өлшенеді).

Қаржылық тиімділіктің көрсеткіштері.

Жобаның экономикалық тиімділігінің интегралды көрсеткіштерін анықтағаннан кейін жобаның қаржылық жағдайын бағалау керек. Қаржылық бағалау белгісі ретінде өндіріс пен өнімнің пайдалылығы және өтімділік коэффициенті қолданылады.

Өндірістің пайдалылығы келесідей анықталады:

$$Р\%_{произ} = \frac{П_в}{\sum_{t=0}^{T} К_{п.ф}} \cdot 100, \qquad (3.9)$$

мұндағы $П_в$– есептік мерзімде өндірістік-шаруашылықтан түсетін білікті пайда Т, (мың теңге/жыл);

$\sum_{t=o}^{T} K_t$ – өндірістік қорлардың орташа жылдық құны (мың теңге).

Өнімнің пайдалылығы келесідей анықталады:

$$Р\%_{прод} = \frac{П_ч}{\sum_{t=0}^{T} R_t} \cdot 100, \qquad (3.10)$$

мұндағы $П_ч$– септік мерзімде өндірістік-шаруашылықтан түсетін таза пайда Т, (мың теңге/жыл);

$\sum_{t=o}^{T} R_t$ – жобаны іске асырудан түскен таза пайда (мың теңге/жыл).

Жобаның тиімділігін бағалауда құндылық көрсеткіштерге қосымша табиғи көрсеткіштерді, оның ішінде еңбек өнімділігі, меншікті шығындар және энергия шығындары, электрмен жабдықтау жүйесіне қызмет ету еңбегін, электрмен жабдықтау сенімділігін қолдану керек.

Экономикалық және қаржылық тиімділіктің мәндері салыстырылатын нұсқалар үшін 2 және 3 кестелерге енгізіледі.

Бастапқы мәндер:

Күрделі қаржы салымдарын анықтау кезінде дипломдық жобалау үшін анықтамалық материалдар [7] қымбаттау коэффициентін $k_{уд}$=35 ескеріп қолданылды:

1) 2·ТДН– 1600/35 ΔW1= 1393 мың. кВт сағ/жыл;

2·ТДН– 2500/35 ΔW2 = 1888 мың. кВт сағ/жыл.

2) К1=14000 мың. теңге

К2=16800 мың. теңге.

Табыстылық нормасы орташа пайызға сәйкес банктік кредиттер бойынша алынады (Е=10%).

Энергетикалық нысанды қызмет көрсетуді анықтау кезінде қызмет көрсету нормасы қаржы салымынан p_0=6% алынады.

Қайта жөндеу мерзімінің ұзақтылығын – 3 жыл, үшінші жылдың басынан бастап ҚС жұмысқа енгізіледі, қаржы салымын құрылыстың бірінші, екінші және үшінші жылдары бойынша 20%, 40% және 40% деп бөлеміз.

Есептік мерзімнің ұзақтылығын 10 жылға тең (2009-2018 ж.ж) аламыз, электр энергия тарифі мен дисконттау коэффициентін жобаның экономикалық

бөлінің жетекшісі береді, жүктеме максимумын пайдалану уақыты 5622 сағат, бір жылда жіберілетін электр энергияның саны 8434 МВТ·сағ.

3.2 сурет – Электрмен жабдықтау нұсқаларын технико-экономикалық негіздеу

Көрсеткіштер	Өлшем бірлігі	1 нұсқа	2 нұсқа
Кернеу	кВ	35/10	35/10
Қуат	кВА	1600	2500
Жүктеменің максимумын қолдану сағат саны	ч/год	3622	3622
Өнімдің пайдалылығы	%	29,37	28,89
Интегралды нәтиже	мың теңге	181996,2	172696,3
Өтелімділік мерзімі	лет	2,7	2,8

Экономикалық тиімділікті талдау негізінде өтелімділік мерзімі бойынша нұсқалар әр түрлі екенін көруге болады. анықтаушы белгі таза дисконтталған табыс болып табылады. Сондықтан, 1-ші нұсқаны, яғни ҚС қуаты 1,6 МВА ТДН-1600/35 түріндегі екі трансформаторды орнатуды іске асырған тиімді.

Трансформаторларды рұқсат етілген жүйелі жүктемелерге тексеру керек. Рұқсат етілген жүйелі жүктемелерге тексеру үшін 14209 – 85 МЕМСТ сәйкес жүктеменің қысқы тәуліктік графигін қолданамыз.

ҚС эквивалентті жүктемесі:

$$S_э = \frac{1}{\cos\varphi_н}\sqrt{\frac{\sum(P_i^2 t_i)}{\sum t_i}}, \qquad (3.11)$$

мұндағы P_i – жүктеме графигінің і-ші сатысының қуаты, МВт (Si үшін – барлық сатылар)

$$\frac{P_i}{\cos\varphi_н} < 2S_{нт},$$

t_i – жүктеме графигінің і-ші сатысының ұзақтылығы, сағат.

$$S_э = \frac{1}{0{,}85}\cdot\sqrt{\frac{2{,}5^2\cdot 5 + 2{,}35^2\cdot 2 + 2{,}2^2\cdot 3 + 2{,}05^2\cdot 7 + 1{,}9^2\cdot 12 + 1{,}75^2\cdot 19 +}{5+2+3+7+12+19}} = 2{,}3\text{МВА}$$

Эквивалентті жүктеме коэффициенті:

$$k_э = \frac{S_э}{2S_{нт}}. \qquad (3.12)$$

$$k_э = \frac{2,3}{2 \cdot 1,6} = 0,72.$$

Жүктеме графигінің максимумының уақыты 5 сағатты құрайды. Қоршаған ортаның эквивалентті температурасы [4] 1.37 кестесі бойынша Алматы облысы үшін

$$\Theta_{охл.э} = -14,1^{o}C.$$

Трансформаторлардың жүйелік асқын жүктемесінің максималды рұқсат етілген нормасы бойынша ([4] 1.36 кесте) салқындату жүйесі Д бар трансформаторларды алдын ала жүктеме коэффициенті $k_1 = 0,7$ кезде 6 сағаттың ішінде $k_2 = 1,46$ дейін асқын жүктеуге болады. Яғни, таңдалған трансформаторлар максималды рұқсат етілген жүйелік жүктеме бойынша келеді, себебі $k_2 > k_{2э}$ (1,46 > 0,72). Жүктеме графигінің максимум ұзақтығы 6 сағаттан аспайтындықтан, алдыңғы есептеулерде $k_{ав} = 1,4.$ шамалаймыз.

4 Электрлік қосылулардың негізгі сұлбасын таңдау және қысқа тұйықталу тогын есептеу

4.1 Сұлбаларды және олардың мақсатын таңдау

Электр станцияның (қосалқы станцияның) электрлік бөлігін жобалау кезінде негізгі сұлбаны таңдау анықтаушы болып табылады, себебі ол элементтердің толық құрамын және олардың арасындағы байланысты анықтайды. Таңдалған негізгі сұлба электрлік қосылулардың принциптік сұлбасын, өзіндік мұқтаждық сұлбасын және екінші қосылулар сұлбасы мен монтаждау сұлбаларын тұрғызу кезінде бастапқы болып табылады.

Сызбада негізгі сұлбалар қондырғының барлық элементтері ажыратылған жағдайда бір сызықты орындалуда көрсетіледі. Кейбір жағдайларда сұлбаның жеке элементтерін жұмыс жағдайында көрсетуге рұқсат етіледі (сызба бөлімінің 2 бетінде).

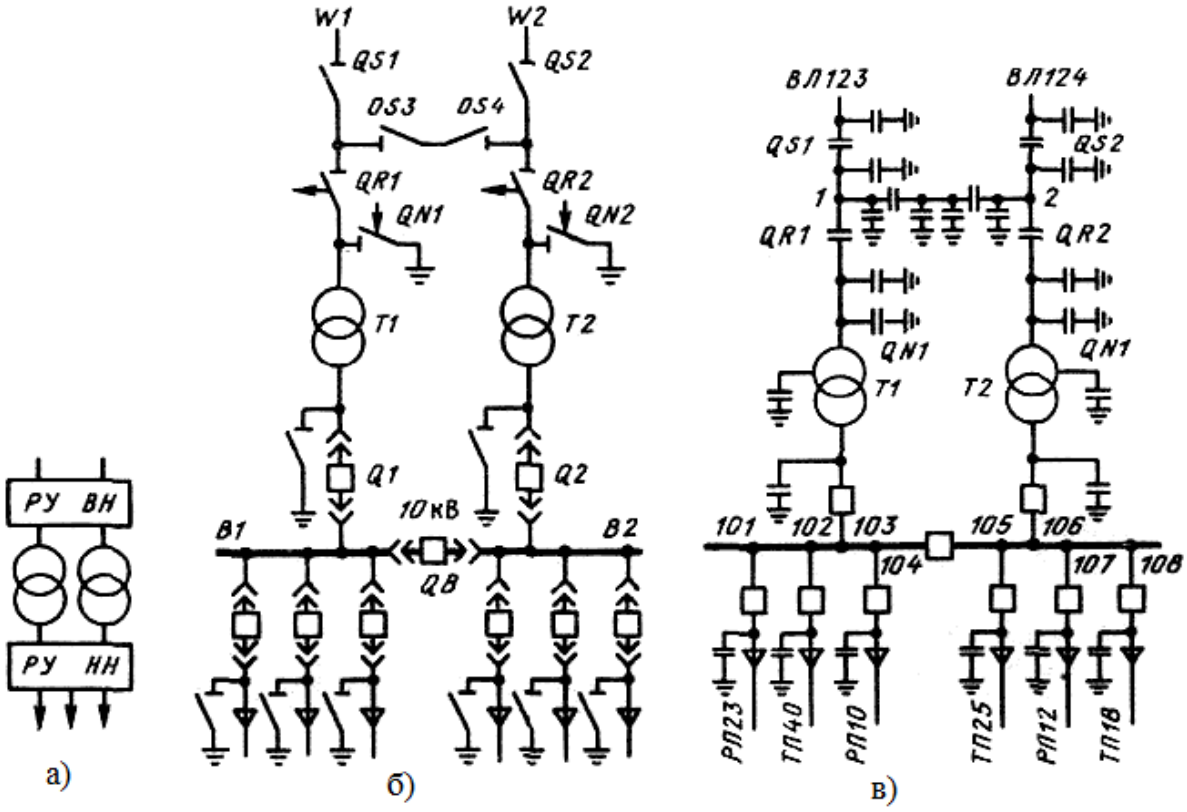
Сұлбаның барлық элементтері және олардың арасындағы байланыстар құрылымдық құжаттаманың стандарттарына сәйкес көрсетіледі.

Пайдалану шарттарында негізгі және принциптік сұлбамен қатар жеңілдетілген оперативті сұлбалар қолданылады, онда тек қана негізгі жабдықтар көрсетіледі. Әр кезектің кезекші қызметкері оперативті сұлбаны толтырады және оған кезекшілік уақытында болған ажыратқыштар мен айырғыштардың жағдайы туралы қажетті өзгертулерді енгізеді.

Электр қондырғыларын жобалау кезінде негізгі сұлбаны жасауға дейін электр энергияны жіберудің құрылымдық сұлбасы тұрғызылады, онда электр қондырғыларының негізгі қызметтік бөліктері (тарату құрылғылары, трансформаторлар, генераторлар) мен олардың арасындағы байланыстар көрсетіледі. Құрылымдық сұлба принциптік сұлбаны ары қарай толық және анық жасау, сонымен қатар электр қондырғыларының жалпы жұмысымен таныстыру үшін қолданылады.

Бұл сұлбалардың сызбаларында функционалды бөлімдер үш бұрыш немесе шартты сызбалық сурет түрінде көрсетіледі (4.1,а сурет). Сұлбада ешқандай аппаратура (ажыратқыштар, айырғыштар, ток трансформаторлары және т.б.) көрсетілмейді.

4.1, б суретте осы ҚС негізгі сұлбасы бірнеше аппараттарсыз – ток трансформаторлары, кернеу, разрядтауыштарсыз крсетіледі. Мұндай сұлба электрлік қосылулардың жеңілдетілген принциптік сұлбасы болып табылады. Толық принциптік сұлбада (графикалық бөлімнің 2 парағы) бірінші тізбектің барлық аппараттары, айырғыштардың және бөлшектегіштердің жерлендіргіш пышақтары, қолданылатын аппараттардың түрлері көрсетіледі. Оперативті сұлбада (4.1,в сурет) айырғыштар мен жерлендіргіш пышақтар шартты түрде көрсетілген. Бұл аппараттардың нақты жағдайларын (қосылған, ажыратылған) сұлбада әр кезектің кезекші қызметкері көрсетеді.



4.1 сұлба – Сұлбалардың түрлері

Электрлік сұлбалардың әріптік-сандық белгілері 2.710-81 МЕМСТ сәйкес үш бөліктен тұрады: біріншісі - элементтің түрін; екіншісі – оның реттік санын; үшіншісі – оның қызметін көрсетеді. Түрі мен нөмірі шартты әріптік-сандық белгінің міндетті бөлігі болып табылады және нысанның барлық элементтері мен құрылғыларына берілуі керек. Элементтің қызметін көрсеткіш (белгінің үшінші бөлігі) міндетті емес.

Бірінші бөлімде латын алфабитінің бір немес бірнеше әріпі жазылады (электрлік сұлбалардың элементтері үшін әріптік кодтар қосымшадағы кестеде келтірілген), екінші бөлімде – бір немесе бірнеше арап сандары, элементтің реттік нөмірін сипаттайды. Мысалы QS1 – айырғыш №1, Q2 — ажыратқыш № 2, QB – секциялы ажыратқыш. Жүргізуші жобалық ұйымдарда функционалды топтардың күрделі белгілері қолданылады.

4.2 Электр қондырғыларының негізгі сұлбаларына қойылатын талаптар

Электр қондырғыларының сұлбасын таңдау кезінде келесі факторлар ескерілуі керек:

1. Энергетикалық жүйе үшін электр станциялары мен ҚС мәні мен рөлі.

Энергетикалық жүйеде параллель жұмыс жасайтын электр станциялар өзінің мақсаты бойынша бөлінеді. Олардың біреуі базисті, негізгі жүктемені орындайды, басқалары шекті, максималды жүктеме уақытында толық емес

тәулікте жұмыс жасайды, үшіншілері жылу тұтынушыларымен анықталатын электрлік жүктемені орындайды. Электр станцияларының әр түрлі мақсаттары электрлік сұлбаларды қолдану тиімділігін анықтайды, қосылулар саны бірдей болған жағдайда да.

ҚС жеке тұтынушыларды немесе үлкен ауданды және энергетикалық жүйенің бөліктері мен әр түрлі энергетикалық жүйелерді қоректендіру үшін арналуы мүмкін. ҚС рөлі оның сұлбасын анықтайды.

2. Электр станциялары мен ҚС, тораптағы кереулер мен сұлбалардың энергетикалық жүйедегі жағдайы. Электр станциялары мен ҚС жоғары кернеу шиналары энергетикалық жүйенің түйіндік нүктелері болуы мүмкін, бірнеше электр станцияларының параллель жұмыстарын біріктіруді іске асырады. Бұл жағдайда шиналар арқылы қуат ағыны, энергетикалық жүйенің бір бөлігінен екіншісіне – қуат тасымалдау пайда болады. мұндай электр қондырғыларының сұлбасын таңдау кезінде бірінші кезекте қуат тасымалдауды сақтау қажеттілігі ескеріледі.

ҚС тұйықты, өтпелі, біріктіруші болып бөлінеді: мұндай ҚС сұлбалары трансформаторлардың қуаттыры мен сандары бірдей кезде әр түрлі болуы мүмкін.

6-10 кВ тарату құрылғыларының сұлбалары тұтынушыларды электрмен жабдықтау сұлбаларына байланысты болады: бір немесе параллель желілер бойынша қоректендіру, тұтынушыларда резервті кірмелердің болуы және т.б.

3. Электрмен жабдықтау сенімділігінің дәрежесі бойынша тұтынушылардың дәрежеге (категориясы). Барлық тұтынушылпр электрмен жабдықтау сенімділігі жағынан қарағанда үш дәрежеге (категорияға) бөлінеді.

I дәрежедегі электр қабылдағыштар – электрмен жабдықтау үзілісі адам өмірі үшін қауіп төндіретін, халық шаруашылығына зиян келтіретін, қымбат тұратын жабдықтардың бұзылуына және өнімнің жарамсыздығына, күрделі технологиялық процестің бұзылуына, коммуналды шаруашылықтың маңызды элементтернің жұмысына бөгет келтіретін жағдайларды тудыруы мүмкін жағдайлардағы электр қабылдағыгштар. I дәрежедегі электр қабылдағыштардың құрамынан электр қабылдағыштардың ерекше тобы анықталады, олардың үздіксіз жұмысы адам өміріне қауіпті, жарылысты, өртті және қымбат жабдықтардың бұзылуының алдын алу мақсатында қажет. I дәрежедегі электр қабылдағыштар қоректі екі тәуелсіз қорек көздерінен қамтамасыз етілуі керек, үзіліс қоректі автоматты қалпына келтіру уақытында ғана рұқсат етіледі.

I дәрежедегі электр қабылдағыштардың ерекше топтарын электрмен жабдықтау үшін үшінші тәуелсіз қорек көзінен қосымша қорек қарастырылады. Тәуелсіз қорек көздері жергілікті электр станциялары, энергетикалық жүенің электр станциялары, үздіксіз қоректің арнайы агрегаттары, аккумуляторлы батареялар болуы мүмкін.

II дәрежедегі электр қабылдағыштар – электр жабдықтау үзілісі өнімнің шықпауына, жұмыстың, механизмдердің және өндірістік көліктердің тоқтауына, қалалық және ауылдық тұрғындардың санының бұзылуына

әкелетін электр қабылдағыштар. Бұл электр қабылдағыштарды бір бірін өзара резервтейтін екі тәуелсіз қорек көзінен қамтамасыз ету қарастырылады, ол үшін кезекші қызметкер резервті қорек көзін қосу үшін керек уақытта үзіліске рұқсат болады.

II дәрежедегі электр қабылдағыштарды бір әуе желісі бойынша қоректендіруге рұқсат етіледі. Ортақ бір аппаратқа қосылған кем дегенде екі кабельден тұратын кабель желісі бойынша қоректендіруге рұқсат етіледі. Трансформаторлардың орталықтандырылған резерві және зақымдалған трансформаторды 1 тәулік ішінде ауыстыру мүмкіндігі болған кезде бір трансформатордан қоректендіруге болады.

III дәрежедегі электр қабылдағыштар - I және II дәрежедегі электр қабылдағыштардың анықтамасына келмейтін барлық электр қабылдағыштар. Бұл электр қабылдағыштары үшін электрмен жабдықтау үзілістері 1 тәуліктен аспайтын шарттарда бір қорек көзі арқылы орындалады.

4. Электр станциялары мен ҚС дамыту және кеңейту келешетері. Таратушы құрылғылардың сұлбасы мен құрастырылуы энергетикалық жүйені дамыту кезінде қосылулардың санын арттыру мүмкіндігін ескеру арқылы таңдалуы керек. Үлкен электр станциялардың құрылысы кезекпен жүргізілетіндіктен, электр қондырғыларының сұлбасын таңдау кезінде агрегеттар мен бірінші, екінші және үшінші кезекте енгізілетін желілердің саны ескеріледі.

ҚС сұлбасын таңдау үшін жоғары және орташа кернеу ижелілерінің сандарын, олардың жауапкершілік деңгейін ескеру керек, сондықтан энернетикалық жүйені дамытудың әр түрлі кезеңдерінде ҚС әр түрлі болуы мүмкін.

Электр станцияның немесе ҚС таратушы құрылғыларының сұлбасын кезеңмен дамытуда түбегейлі өзгерістер болмау керек. Бұл, сұлбаны таңдау кезінде оны дамыту келешегі ескерілетін жағдайда ғана мүмкін.

Электр қондырғыларының сұлбасын таңдау кезінде ҚТ тогының рұқсат етілген деңгейлері ескеріледі. Қажет жағдайларда тораптарды секциялауға, электр қондырғыларын тәуелсіз жұмыс істейтін бөліктерге бөлуге, арнайы ток шектеуіш құрылғыларын орнатуға рұқсат етіледі. Электр қондырғыларының негізгі сұлбасын таңдауға әсер ететін шарттардың күрделі кешенінен сұлбаларға негізгі талаптарды бөлуге болады:

1) тұтынушыларды электрмен жабдықтау сенімділігі;
2) жөндеу жұмыстарын жүргізуге бейімділігі;
3) электрлік сұлбаның оперативті икемділігі;
4) экономикалық тиімділігі.

Сенімділік – электр қондырғыларының, электрлік тораптың немесе энернетикалық жүйенің тұтынушыларды электр энергияның нормаланған сапасымен үздіксіз жабдықталуын қамтамасыз ететін қасиеті. Сұлбаның кез келген бөлігінде электр жабдықтарының зақымдалуы мүмкіндігінше электрмен жабдықтауды, энергетикалық жүйеге электр энергияның жіберілуін, шиналар арқылы қуат тасымалдауды бұзбау керек. Сұлбаның

сенімділігі осы электр жабдықтарынан қоректі алатынтұтынушылардың сипатына (категориясына) сәйкес келу керек.

Электрлік сұлбаның оперативті икемділігі оның пайдалану режимдерін құру және оперативті ауыстыруларды жүргізу үшін бейімділігімен анықталады.

Егер оперативті ауысулар ажыратқыштармен немесе басқа қарымталаушы аппараттармен жүргізілсе, онда сұлбаның ең жоғарғы оперативті икемділігі қамтамасыз етіледі. Егер барлық операциялар алшақтан немесе автоматика құралдарымен жүргізілсе, онда апаттық жағдайды жою тездетіледі.

Оперативті икемділік оперативті ауысулардың ұзақтылығымен, күрделілігімен және санымен анықталады.

Сұлбаның экономикалық пайдалылығы келтірілген шығындармен қондырғылардың құрылысына, оны пайдалануға, электрмен жабдықтаудың бұзылуына қаржы салымдарымен анықталады.

4.3 Қосалқы станцияның негізгі сұлбалары

ҚС электрлік қосылуларының негізгі сұлбасы энергетикалық жүйенің электрлік тораптарын немесе ауданды электрмен жабдықтауды дамыту сұлбасын ескеру арқы таңдалады.

Барлық ҚС торапқа қосылу тәсілдері бойынша тұйықталған, тармақталған, өтпелі, түйінді болып бөлінеді.

Тұйықталған ҚС – бұл электр энергиясын бір электр қондырғыдан бір немесе бірнеше параллель желілер бойынша алатын ҚС.

Тармақталған ҚС бір немесе бірнеше өтпелі желілерге терең дәнекерін кетіру арқылы қосылады.

Өтпелі ҚС бір жақты немесе екі жақты қорегі бар бір және екі желінің жаруына қосылады.

Түйінді ҚС – бұл бір немесе бірнеше электр қондырғылардан келетін қоректендіргіш тораптардың екі желісіне қосылатын ҚС.

Мақсаты бойынша тұтынушы және жүйелік ҚС болып бөлінеді. Жүйелік ҚС шиналарында энергетикалық жүйенің жеке аудандарының немесе әр түрлі энергетикалық жүйенің байланысыс іске асады. Әдетте бұл кернеуі 750 – 220 кВ ҚС болып табылады. ҚС электр энергиясын тұтынушылар арасында тарату үшін арналады.

ҚС сұлбасы қоректендіргіш торапқа қосалқы станцияның қосылу тәсілдерімен және мақсатымен тығыз байланысады, сонымен қатар келесілерді атқарады:

1) ҚС тұтынушыларын электрмен жабдықтау сенімділігін қалыпты және апаттан кейінгі режимдерде магистральді немесе жүйе аралық байланыстар бойынша қамтамасыз етеді;

2) даму келешегін ескереді;

3) барлық кернеудегі ТҚ кеңейту мүмкіндігін қарастырады;

4) апатқа қарсы автоматика талаптарын ескереді;

5) сұлбаның жеке элементтерінде пайдалану және жөндеу жұмыстарының жүргізілуін қамтамасыз етеді.

Бұл талаптарға сәйкес 6 - 750 кВ ҚС тарату құрылғыларының типтік сұлбасы жасалған, олар ҚС жобалау кезінде қолданылуы керек.

Типтік емес негізгі сұлба технико-экономикалық есептеулермен негізделуі керек.

35 – 220 кВ жоғары кернеу жағында ажыратқыштары жоқ жеңілдетілген сұлба кеңінен қолданылады (4.2 сурет).

Жобаланатын ҚС 35 кВ жағындағы ең жоғарғы жұмыс тогы:

$$I_{раб.макс} = \frac{k_{ав} S_{нт}}{\sqrt{3} U_н}, \qquad (4.1)$$

мұндағы $U_н$ – тораптың номиналды кернеуі, кВ.

$$I_{раб.макс} = \frac{1{,}4 \cdot 1{,}6}{\sqrt{3} \cdot 35} = 37 \text{ А}.$$

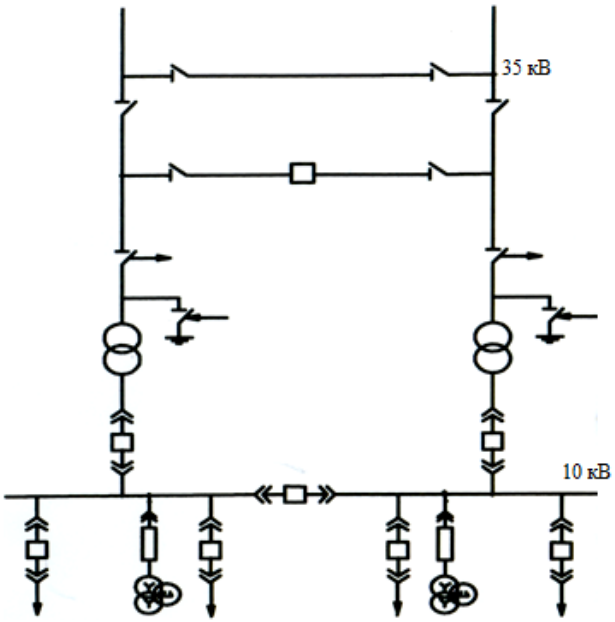
Мұндай мән $I_{раб.макс}$ 35 кВ – ТҚ бөлгіштері мен қысқа тұйықтағыштары бар жеңілдетілген сұлбаны қолдануға мүмкіндік береді, себебі 35 кВ кернеуде қолданылатын бөлгіштерде ұзақ мерзімдегі рұқсат етілген ток $I_{доп} = 1000$ А. Сұлбаның икемділігін және оның сенімділігін арттыру үшін 35 кВ жағында ажыратқышы бар көпірше қосамыз.

Мойнақта ажыратқышы бар сұлба желіде зақымдалу кезінде және бір трансформатор ажыратылған жағдайда оны екінші желіге қосылу мүмкіндігін қамтамасыз етеді.

Мойнақтағы ажыратқыш ҚС қалыпты жұмыс режимінде қосылып туру керек, себебі ҚТ кезінде ҚС тұтынушыларының қорегін сұлбаның зақымдалған бөлігін тез ажырату және резервті автоматты қосу арқылы қалпына келтіру мүмкіндігі болу керек.

Жөндеуші мойнақ айырғыштардан ажыратқышты қорек режимін бұзбай шығаруға мүмкіндік береді.

ҚС электрлік қосылуларының бір сызықты негізгі сұлбасы және ҚС жоспары, сонымен қатар ЖКТҚ ұяшықтары бойынша қималар және ТКТҚ толтыру сұлбасы дипломдық жобаның сызба бөлімінде көрсетілген.



4.1 сурет – Электрлік қосылулардың негізгі сұлбасы

4.4 Қысқа тұйықталу тогын есептеу

Қысқа тұйықталу кезінде үлкен токтардың әсерінен ток өткізгіш бөліктердің температурасы көтерілуі және оқшаулатқыш пен өткізгіштердің зақымдалуы мүмкін.

Осы кездегі пайда болатын электродинамикалық күштер электр жабдықтарын бұзуы мүмкін. ҚТ әсерінен кернеудің төмендеуі оның ұзақтылығы анықталған кезде электр қозғалтқыштың «аударылуына» әкелуі мүмкін. Магистральді тораптарды ҚТ электрлік жүйенің тұрақтылығын бұзуы мүмкін, бұл қатерлі және ұзақ мерзімдік апатқа әкеледі.

Демек, ҚТ тогынан кері әсерлерді минимумға дейін жеткізу үшін ҚС жобалау кезінде ҚТ тогына өз уақытында төтеп беретін қажет жабдықтарды дұрыс таңдау керек, ал ол үшін ҚТ тогына есептеу жүргізілуі тиіс.

ҚТ тогын есептеу ҚС жабдықтарын таңдау мен электродинамикалық және термиялық төзімділікке тексеру, релелік қорғаныс және апатқа қарсы автоматика құрылғыларын жөндеу, найзағайдан қорғаныс сұлбалары мен құралдарын таңдау, сонымен қатар жерлендіргіш құрылғыларын есептеу үшін қажет.

ҚТ тогын есептеуді атаулы және салыстырмалы бірлікте жүргізуге болады. бірақ, күрделі сұлбаларды атаулы бірліктердің көмегімен түрлендірген қолайсыз және ол есептеуді қиындатады. Сондықтан ҚТ тогын есептеуді салыстырмалы базистік бірлікте жүргіземіз. Негізгі базистік бірлік ретінде базисті қуатты аламыз, ол $S_б$=100МВА.

Электрлік тізбекке кіретін әрбір элемент өзінің кедергісімен анықталады. Ол үшін сұлбаның эквивалентті кедергісін табу және барлық кедергілерді бір базистік кернеуге келтіру керек. Базистік кернеу ретінде стылардың біреуінің 1,05 $U_н$ көбейтілген кернеуін аламыз.

Электрмен жабдықтаудың жобаланатын сұлбасы үшін кернеудің әрбір сатысында орташа номиналды кернеуге тең базисті кернеу орнатылады:

$$U_{б1} = 37 \text{ кВ}; U_{б2} = 10,5 \text{ кВ}; U_{б3} = 0,4 \text{ кВ}.$$

ҚТ тогын есептеу кезінде келесі жорамалдарды аламыз:

Желінің орташа бойлық кедергісі $x_o = 0,4$ Ом/км;

Жобаланатын ҚС бір трансформаторы жөндеуге шығарылған, ҚС барлық жүктемесі екінші трансформаторға қосылған.

ҚТ есептік түрлері:

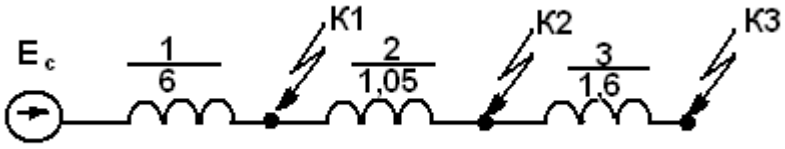
- үш фазалы қысқа тұйықталу (максималды ток);
- екі фазалы қысқа тұйықталу (минималды ток);
- бір фазалы қысқа тұйықталу (максималды ток).

Есептік токтар:

- ҚС 35 кВ жағында (К1);
- ҚС 10 кВ құрама шиналарында (К2);
- ең ұзын 10 кВ желінің соңында.

Үш фазалы ҚТ тогын есептеу.

Қабылданған жорамалдарды ескеріп, тораптық ауданның алмастыру сұлбасын тұрғызамыз.



4.2 сурет – Тораптық ауданның алмастыру сұлбасы

Алмастыру сұлбасының параметрлерін атаулы бірлікте есептейміз. Барлық параметрлерді 110 кВ кернеуге келтіреміз.

Жүйенің кедергісі:

$$X_c = \frac{U_c^2}{S_c''}, \qquad (4.2)$$

мұндағы U_c – жүйенің кедергісі, кВ;

S_c'' – жүйенің шинасындағы ҚТ қуаты, МВА, (еңбекші Қазақ ауданының АЭТ мәліметтеріне сәйкес $S_c'' = 640$МВА).

$$X_c = \frac{35^2}{640} = 1,9 \text{ Ом}.$$

35 кВ желінің кедергісін келесі формуламен анықтаймыз:

$$X_{л} = x_0 \cdot \ell = 0{,}42 \cdot 15 = 6{,}3\,Ом.$$

Трансформатор орамдарының кедергісі:
Трансформатордың кедергісін табамыз:

$$X_{тр} = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot S_{ном} \qquad (4.3)$$

мұндағы $U_{к\%}$ - трансформатордың ҚТ кернеуі, %;
$S_{ном}$ – трансформатордың номиналды кернеуі, кВА.

$$X_2 = \frac{10{,}5}{100} \cdot 10 = 1{,}05\ Ом.$$

ҚС жүктемесінің кедергісі:

$$X_{н} = X''_{н} \frac{U^2_{нг}}{К_{ав} \cdot S_{нт} \cdot \left(\frac{P_{макс}}{P_{в.макс}} \right)} \cdot К^2_{т}, \qquad (4.4)$$

мұндағы $X''_{н}$ – жүктеменің асқын өтпелі кедергісі, с.б. ($X''_{н} = 0{,}35$ [7]);
$U_{нг}$ – жүктеменің орташа кернеуі, кВ;
$k_{т}$ – ҚС трансформаторларының трансформациялану коэффициенті, с.б.;
$P_{макс}$ – ҚС максималды жүктемесі, МВт.

$$X_{н} = 0{,}35 \frac{10{,}5^2}{1{,}4 \cdot 1{,}6 \cdot \left(\frac{1{,}4}{2{,}5} \right)} \cdot \left(\frac{10{,}5}{37} \right)^2 = 25\,Ом.$$

Жүктеменің ЭҚК:

$$E''_{н} = E''_{н*} \frac{U_{нг}}{\sqrt{3}} k_{т}, \qquad (4.5)$$

$$E''_{З} = 0{,}85 \frac{10{,}5}{\sqrt{3}} \cdot \frac{37}{11} = 17{,}3\,кВ.$$

мұндағы $E''_{н*}$ – жүктеменің аса өтпелі ЭҚК, с.б. ($E''_{н*} = 0{,}85$ [7]).
Жүйенің ЭҚК:

$$E''_c = \frac{U_c}{\sqrt{3}}, \qquad (4.6)$$

$$E''_1 = \frac{35}{\sqrt{3}} = 20{,}2 \text{ кВ.}$$

Жобаланатын ҚС 35 кВ жағында токты есептеу.
Қысқа тұйықталу К1 нүктесінде орын алды.
Уақыттың бастапқы моментінде токтың периодты құраушысы:

$$I_{по}^{(3)} = \left(\Sigma \frac{E_i''}{X_i} \right) k_т, \qquad (4.7)$$

мұндағы E_i – і-ші активті тармақтың ЭҚК, кВ;
X_i – і-ші активті тармақтың кедергісі, с.б.

$$X_i = X_c + X_л = 1{,}9 + 6{,}3 = 8{,}2$$

$$I_{по.К1}^{(3)} = \frac{20{,}2}{8{,}2} = 2{,}46 \text{ кА.}$$

Екі фазалы ҚТ тогының мәнін анықтаймыз:

$$I_{по.К1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{поК}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2{,}46 = 2{,}14 \text{ кА}$$

Соққы тогы:

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} k_y I_{по}^{(3)}, \qquad (4.8)$$

мұндағы k_y – соққы коэффициенті ($k_y = 1{,}8$ деп алуға болады, [7]).

$$i_{у.К1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1{,}8 \cdot 2{,}46 = 6{,}2 \text{ кА.}$$

Соққы тогының мәні:

$$i_{уд}^{(3)} = i_{кз}^{(3)} \cdot \sqrt{1+2(k_у-1)^2} = 2{,}46 \cdot \sqrt{1+2(1{,}8-1)^2} = 3{,}71 \text{ кА.}$$

Жобаланатын ҚС 10 кВ шиналарында токтарды есептеу.

Қысқа тұйықталу К2 нүктесінде орын алды.

Уақыттың бастапқы моментінде үш фазалы ҚТ тогының периодты құраушысы (4.7) бойынша:

$$I_{по.КЗ}^{(3)} = \left(\frac{E_3''}{X_н} + \frac{E_1''}{X_1}\right) \cdot \frac{U_{б1}}{U_{б2}} = \left(\frac{17{,}3}{25} + \frac{20{,}2}{8{,}2}\right) \cdot \frac{37}{10{,}5} = 11{,}2 \text{ кА.}$$

Екі фазалы ҚТ тогының мәнін анықтаймыз:

$$I_{по.К2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{поК}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 11{,}2 = 9{,}74 \text{кА}$$

Үш фазалы ҚТ соққы тогын (4.8) бойынша анықтаймыз:

$$i_{у.КЗ}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1{,}8 \cdot 11{,}2 = 28{,}2 \text{ кА.}$$

мұндағы $k_у$ – соққы коэффициенті ($k_у$ =1,8).

Соққы тогының әрекет етуші мәні:

$$i_{уд}^{(3)} = i_{кз}^{(3)} \cdot \sqrt{1+2(k_у-1)^2} = 11{,}2 \cdot \sqrt{1+2(1{,}8-1)^2} = 14{,}3 \text{кА.}$$

ҚТ тогының алынған мәндерін 4.1 кестеге енгіземіз.

4.1 кесте – Жобаланатын ҚС ҚТ тогының мәндері

Есептік нүкте	$I_{по}^{(3)}$, кА	$I_{кз}^{(2)}$, кА	$i_у^{(3)}$, кА	$I_{уд}^{(3)}$, кА
К1	2,46	2,14	6,2	3,71
К2	11,2	9,74	28,2	14,3

ҚТ тогын шектеу қажет емес, себебі өндірісте шығарылатын қарымталаушы аппараттар жобаланатын ҚС барлық ҚТ тогын ажырата алады.

5 Негізгі жабдықтарды және ток өткізгіш бөліктерді таңдау

5.1 Жоғары вольтті ажыратқыштарды таңдау

10 кВ жағында орнату үшін ВБЭК – 10 сериясындағы вакуумды ажыратқыштарды және 10 кВ жағында сыртқа орнатуға К-59 сериясындағы кешенді тарату құрылғыларын (КТҚ) орнатуды жоспарлаймыз.

Секциялы ажыратқыштарды сәйкес кернеулерде кірмелер сияқты таңдаймыз.

10 кВ жағында кірме ажыратқыштар үшін таңдау және тексеру жүргіземіз (Q2, Q3).

Бір трансформатор жөндеуге шығарылған және барлық жүктеме екінші трансформаторға қосылған деп есептейміз.

Ең жоғарғы жұмыс тогы:

$$I_{раб.макс} = \frac{k_{ав} S_{нт} k}{\sqrt{3} U_{н}}, \quad (5.1)$$

мұндағы k – ҚС келетін қуаттың қай бөлігі осы ажыратқыштан ағатынын көрсететін коэффициент.

Кірме ажыратқыштар үшін:

$$k = \frac{P_{макс}}{P_{в.макс}}, \quad (5.2)$$

мұндағы $P_{макс}$ – максималды жүктеме, МВт.

Желілік ажыратқыштар үшін:

$$k = \frac{P_{л}}{P_{в.макс}}, \quad (5.3)$$

мұндағы $P_{л}$ – бір желінің жүктемесі, МВт.

$$k = \frac{0,72}{2,5} = 0,29;$$

$$I_{раб.макс} = \frac{1,4 \cdot 1,6 \cdot 0,29}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,038 \text{ кА}.$$

$$k = \frac{1,4}{2,5} = 0,56;$$

$$I_{раб.макс} = \frac{1,4 \cdot 1,6 \cdot 0,56}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,072 \text{ кА.}$$

ВВ/TEL –10– 20/1000 У3 вакуумды ажыратқыштарды таңдаймыз, желі үшін ВВ/TEL –10 –20/630 У3.

ҚТ симметриялы тогының ажырауына тексеру:

$$I_{н.откл} \geq I_{пτ}^{(3)}, \quad (5.4)$$

мұндағы $I_{н.откл}$ – ажыратқыштың ажырауының номиналды тогы, кА (таңдалған ажыратқыштар үшін $I_{н.откл} = 20$ кА);

$I_{пτ}^{(3)}$ – түйіспелердің айырылу моментінде ҚТ тогының периодты құраушысы, кА.

$$\tau = t_{сво} + 0,01, \quad (5.5)$$

мұндағы $t_{сво}$ – ажыратқыштың ажырауының өзіндік уақыты, с.

$$\tau = 0,055 + 0,01 = 0,065 \text{ с.}$$

Есептеулерді жеңілдетіу үшін $I_{пτ}^{(3)} = I_{по}^{(3)}$ деп аламыз, себебі егерде ажыратқыш $I_{пτ}^{(3)}$ тогынан көп $I_{по}^{(3)}$ токты ажырата алса, онда ол $I_{пτ}^{(3)}$ токты да ажырата алады.

Бұл шарт орындалады, себебі 20 кА > 7,39 кА.

ҚТ асимметриялы тогының ажырауына тексеру:

$$I_{н.откл}(1 + \beta_н) \geq I_{по}^{3)}(1 + e^{-\tau / T_a}), \quad (5.6)$$

мұндағы βн – апериодты құраушының нормаланған құрамы, с.б. (таңдалған ажыратқыштар үшін βн =0,4);

T_a – ҚТ апериодты құраушысының өшу уақыты, с (10 кВ кернеу үшін k_y=1,8, T_a = 0,045с және 35 – 110 кВ кернеу үшін k_y=1,8, T_a = 0,02с [8]).

$$20 \cdot (1 + 0,4) \geq 6,078 \cdot (1 + e^{-0,065 / 0,045}).$$

Шарт орындалады, себебі 28 кА > 12,462 кА.

Қосылу қабылетіне тексеру:

$$i_{вкл} \geq i_{у}^{(3)}, \quad (5.7)$$

мұндағы $i_{вык}$ – ажыратқыштың қосылуының номиналды тогының ең жоғарғы шыңы, кА (таңдалған ажыратқыштар үшін $i_{вык}$ =52кА).

Шарт орындалады, 52 кА > 18,81 кА.

Электродинамикалық төзімділікке тексеру:

$$I_{пред.скв} \geq I_{по}^{(3)}, \quad (5.8)$$

мұндағы $I_{пред.скв.}$ – шекті өтпе тогының мәні, кА (таңдалған ажыратқыштар үшін $I_{пред.скв.}$ 20кА).

Шарт орындалады, 20 кА > 7,39 кА.

Термиялық төзімділікке тексеру:

$$I_{T}^{2} t_{T} \geq B_{к}, \quad (5.9)$$

мұндағы $I_{т.с.}$ – термиялық төзімділік тогы, кА (таңдалған ажыратқыштар үшін $I_{т.с.}$=20кА);

$t_{т}$ – термиялық төзімілік тогының рұқсат етілген уақтыты, с (таңдалған ажыратқыштар үшін $t_{т}$ =3 с);

$B_{к}$ – жылу импульсі, кА^{2}с.

$$B_{к} = (I_{по}^{(3)})^{2} (t_{откл} + T_{а}), \quad (5.10)$$

мұндағы $t_{отк}$- ҚТ тогының ажырауының есептік уақыты, с ($t_{отк}$=2 с, резервті қорғаныстың іске қосылу уақатына қарай).

$$I_{T}^{2} \cdot t_{T} = 20^{2} \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{K} = 11{,}2^{2} \cdot (2 + 0{,}045) = 256{,}52 \text{ кА}^2\text{с};$$

Бұл шарт сақталады, 1200 кА2с > 256,52 кА^{2}с.

Тексерудің барлық шарттары орындалады, сондықтан таңдалған ажыратқыштарды жобаланатын ҚС 10 кВ – ТҚ орнатуға болады.

Қалған ажыратқыштар осыған ұқсас таңдалады және тексеріледі. Таңдау және тексеру нәтижелері 5.1 кестеге енгізіледі.

5.1 кесте – Жоғары вольтті ажыратқыштарды таңдау және тексеру нәтижелері

Ажыратқыштың түрі	Есептік мәндері					Ажыратқыштардың номиналды мәндері				
	$U_{уст}$ кВ	$I_{раб.max}$ А	$I_{(3)п.о}$ кА	$i_{(3)у}$ кА	$B_к$ $кА^2с$	$U_н$ кВ	$I_н$ А	$I_{н.отк}$ кА	$i_{отк}$ кА	$I_{п.о2tп.о}$ $кА^2с$
МКП110Б 630-20-У1	35	26	2,46	6,2	20,5	35	630	20	20	1200
ВВ/TEL-10 20-1000У3	10	92,5	11,2	8,81	256,52	10	1000	20	20	1200

5.2 Айырғыштарды, бөлгіштерді және қысқа тұйықтағыштарды таңдау

Айырғыштар мен бөлгіштерді таңдауды номиналды кернеу $U_н$ және ең жоғарғы жұмыс тогы $I_{раб.макс}$ бойынша жүргіземіз, ол (5.8) бойынша анықталады. Қысқа тұйықтағыштар номиалды кернеу бойынша таңдалады. Жоғарыдағы аппараттың барлығы динамикалық (5.7) бойынша және термиялық (5.8) бойынша төзімділікке, сонымен қатар ҚТ тогына тексеріледі. Барлық аппараттар сыртқа орнату үшін арналған.

Айырғыштарды таңдау нәтижелері 5.2 кестеде, бөлгіштерді таңдау нәтижелері 5.3 кестеде, ал ҚТ таңдау нәтижелері 5.4 кестеде көрсетілген.

Айырғыштарда ПРН – 110У1 жетек орнатылған. Айырғыштар бойынша номиналды мәліметтер [4] 5.5 кесте бойынша алынған.

Бөлгіштерде ПРО – 1У1 жетек орнатылған. Бөлгіштер бойынша номиналды мәліметтер [4] 5.6 кесте бойынша алынған.

ҚТ ПРК – 1У1 жетек орнатылған. ҚТ бойынша номиналды мәліметтер [4] 5.6 кесте бойынша алынған.

5.2 кесте – Айырғыштарды таңдау және тексеру нәтижелері

Айырғыштың түрі	Есептік мәндері				Номиналды мәліметтері			
	$U_н$, кВ	$I_{раб.макс}$, А	$I_{по}^{(3)}$, кА	$B_к$, $кА^2с$	$U_н$, кВ	$I_н$, А	$I_{пред.скв}$, кА	$I_т^2t_т$, $кА^2с$
РНДЗ–2– 35/1000У1	35	26	2,46	20,55	35	1000	31,5	3969

5.3 кесте – Бөлгіштерді таңдау және тексеру нәтижелері

Бөлгіштің түрі	Есептік мәндері				Номиналды мәндері			
	$U_н$, кВ	$I_{раб.макс}$, А	$I_{по}^{(3)}$, кА	$B_к$, $кА^2с$	$U_н$, кВ	$I_н$, А	$I_{пред.скв}$, кА	$I_т^2t_т$, $кА^2с$
ОДЗ-1-35/630УХ	35	26	2,46	20,55	110	630	31,5	2976,75

5.4 кесте – ҚТ таңдау және тексеру нәтижелері

ҚТ түрі	Есептік мәндері			Номиналды мәндері		
	$U_н$, кВ	$I_{по}^{(3)}$, кА	$B_к$, кА^{2}с	$U_н$, кВ	$I_{пред.скв}$, кА	$I_т^2 t_т$, кА^{2}с
КЗ – 35Б – У1	35	2,46	20,55	35	12,5	468,75

5.3 Асқын кернеуді шектеуіштерді таңдау

Атмосфералық асқын кернеуден қорғау үшін кез келген жерлендіру жүйесі бар тораптарда өндірістің жиіліктің жабдықтарының оқшауламасында асқын кернеуді шектеуіштер (АКШ) қолданылады.

Жобаланатын ҚС қолданылатын разрядтауыштар 5.5 кестеде көрсетілген.

5.5 кесте – ҚС қолданылатын асқын кернеуді шектеуіштер

Түрі	Орнату орны	Кернеуі, кВ					
		Мәні		Ең жоғары амплитудалық мәні			
		Номиналды	Ең көп жіберілетін	Номиналды разрядтауыш ток, кА	Импульсті ток кезінде амплитудамен қалғаны, кА		
					0,5	5	10
ОПН-РС 10/12,5	10 кВ жағында	10	12,7	5	4,7	40	42
ОПН-9-35/73	35кВ жағында	35	73	10	185	218	233

5.4 Сақтандырғыштарды таңдау

10 кВ құрама шиналарда орнатылған кернеу трансформаторларын ішкі ҚТ токтарынан қорғау үшін ПКН001 – 10У3 балқыма сақтандырғыштар қолданылады.

Барлық кернеу трансформаторларын ҚТ тогынан қорғау үшін өлшеуіш аспаптарының тізбектерінде ПН2 балқыма сақтандырғыштар қолданылады.

Барлық сақтандырғыштар кернеу трансформаторларымен бірге жасалады.

5.5 Жерлендіргіштерді таңдау

Күштік трансформаторлардың беітараптамаларын жерлендіру үшін ЗОН – 35М - ІУ1 жерлендіргіштерді (5.6 кесте бойынша [4]). таңдаймыз. Жерлендіргіштер вентильді разрядтауыштармен параллель орнатылады.

Жерлендіргіштерде ПРН – 11У1 жетек орнатылған.

5.6 Ток өткізгіш бөліктерді таңдау

Жобаланатын ҚС ашық жағына АД31 ерінтіндісі бар алюминий шиналардың қатты шиналуын аламыз. Трансформаторларды АТҚ, сонымен қатар КТҚ қатты шиналарымен біріктіру АС маркасындағы темір алюминий сымдармен орындалады. КТҚ қатты шиналау қолданылады.

5.7 Қатты шиналарды таңдау

Құрама шиналардан басқа, барлық қатты шиналарды таңдау токтың экономикалық тығыздығы бойынша орындалады.

Шиналардың экономикалық тиімді қимасы:

$$q_{эк} = \frac{I_{раб}}{j_{эк}}, \qquad (5.11)$$

мұндағы $I_{раб}$ – жұмыс тогы, А;

$j_{эк}$ – токтың экономикалық тығыздығы, А/мм^2 ($j_{эк}$ =1,1 А/мм^2 деп аламыз, [2] сәйкес).

$$I_{раб} = \frac{S_{нт} k}{\sqrt{3} U_{н}}. \qquad (5.12)$$

Жобаланатын ҚС 10 кВ – ТҚ кірме шиналары үшін есептеу жүргіземіз.

$$I_{раб} = \frac{1{,}6 \cdot 0{,}545}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0{,}087 \text{ кА}.$$

$$q_{эк} = \frac{87}{1{,}1} = 79 \text{ мм}^2.$$

Тегіс шиналардың [4] сортамент бойынша тегіс бір жолақты шиналарды таңдаймыз, қимасы q = 60х3 =180 мм^2).

Жүктеменің максималды ұзақ тогына тексеру:

$$I_{раб.макс} \le I_{доп}, \qquad (5.13)$$

мұндағы $I_{доп}$ – жүктеменің рұқсат етілген тогы, А (таңдалған қиманың шинасы үшін $I_{доп}$ =330 А, [4] сәйкес).

Кірменің максималды жұмыс тогымен бірге кірмелер үшін $I_{раб.макс}$ =87 А, 5.1 кесте бойынша шарт орындалады, 87 А < 330 А.

ҚТ тогына термиялық төзімділігін тексеру:

$$q_{min} \le q, \qquad (5.14)$$

мұндағы $q_{мин}$ – шиналардың ҚТ тогымен қыздыру бойынша минималды рұқсат етілген қимасы, мм^2.

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_к}}{C_т} \qquad (5.15)$$

мұндағы $C_т$ – температуралық коэффициент, Ас1/2/мм^2 (алюминий шиналар үшін С=90Ас1/2/мм^2, [4] сәйкес).

Кірме шиналар үшін Вк=256,52 кА^{2}с (5.1 кесте бойынша), сонда

$$q_{min} = \frac{\sqrt{256{,}52 \cdot 10^6}}{90} = 178 \text{ мм}^2.$$

Бұл шарт сақталады, 178 мм^2 < 180 мм^2.

ҚТ тогына электродинамикалық төзімділігін тексеру:

$$\sigma_{расч} \le \sigma_{доп}, \qquad (5.16)$$

мұндағы $\sigma_{доп}$ – шиналардағы рұқсат етілген мехзаникалық кернеу, МПа (алюминий шиналар үшін $\sigma_{доп}$ = 75 Мпа, [1] сәйкес);

$\sigma_{рас}$ – шиналардағы есептік мезаникалық кернеу, МПа.

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} \qquad (5.17)$$

мұндағы М – иілу моменті, Н·м;

W – кедергі моменті, м^3.

$$M = \frac{f \cdot \ell^2}{10} \qquad (5.18)$$

мұндағы f – иілу күші, ұзындықтың бірлігіне қосылады, Н/м;

ℓ - оқшаулатқыштар арасындағы қашықтық, м (КТҚ үшін ℓ - 0,95м [1]).

$$f = \sqrt{3} \cdot (i_y^{(3)})^2 \cdot \frac{k_ф \cdot 10^{-9}}{\alpha}, \qquad (5.19)$$

мұндағы а – фаза осьтері арасындағы қашықтық, м (КТҚ үшін а=0,22 м [1]);

$k_ф$ – форма (пішін) коэффициенті ($k_ф$ =1, себебі фазалар арасындағы қашықтық шиналар қимасының периметрінен кем [1]).

Тегіс шиналар үшін

$$W = \frac{h \cdot b^2}{6}, \qquad (5.20)$$

мұндағы h, b – шиналардың өлшемдері, м.

құбырлы (трубчатый) шиналар үшін

$$W = \frac{\pi(D^4 - d^4)}{32D,} \qquad (5.21)$$

мұндағы D, d – шинаның ішкі және сыртқы диаметрлері, м.

(5.19) – (5.21) формулаларды ескеріп (5.22) формула келесі түрде болады.

Тегіс шиналар үшін:

$$\sigma_{расч} = \frac{\sqrt{3}(i_y^{(3)})^2 k_ф 10^{-8} l^2 6}{ahb^2.} \qquad (5.22)$$

Құбырлы шиналар үшін:

$$\sigma_{расч} = \frac{\sqrt{3}(i_y^{(3)})^2 k_ф 10^{-8} l^2 32D}{a\pi(D^4 - d^4).} \qquad (5.23)$$

$$\sigma_{расч} = \frac{\sqrt{3} \cdot 28{,}2^2 \cdot 1 \cdot 10^{-8} \cdot 0{,}95^2 \cdot 6}{0{,}22 \cdot 0{,}008 \cdot 0{,}08^2} = 66\,\text{МПа}.$$

Шарт орындалады, 66 МПа < 75 МПа.

Тексерудің барлық шарттары орындалады, осылайша таңдалған шиналар жобаланатын ҚС 10кВ – ТҚ орнатылады. Қалған шиналар (ТҚ құрама шиналарынан басқа) осыған ұқсас таңдалады және тексеріледі. Таңдау және тексеру нәтижелері 5.6 кестеге енгізіледі.

Тегіс шиналардың номиналды мәндері [4] 7.3 кестесі, ал құбырлы шиналардың мәндері [4] 7.4 кестесі бойынша алынған.

Құрама шиналарды таңдау жүктеменің максималды жұмыс тогы бойынша орындалады (5.18).

10 кВ – ТҚ құрама шиналары үшін таңдау және тексеру жүргіземіз.

Олар үшін $I_{раб.макс.=}$ 92 А (5.1 кесте). Қимасы q=60х3=180 мм^2 тегіс бір жолақты алюминий шиналарды таңдаймыз, $I_{доп.=}$330 А.

ҚТ тогына термиялық төзімділігін тексеру (5.14) бойынша.

10 кВ жағы үшін есептеулерге сәйкес $q_{мин}$=178 мм^2, сондықтан бұл шарт орындалады 178 мм^2 < 180 мм^2.

ҚТ тогына электроинамикалық төзімділігін тексеру (5.16) бойынша.

$$\sigma_{расч} = \frac{\sqrt{3} \cdot 28{,}2^2 \cdot 1 \cdot 10^{-8} \cdot 0{,}95^2 \cdot 6}{0{,}22 \cdot 0{,}008 \cdot 0{,}08^2} = 66 \text{ МПа.}$$

Бұл шарт орындалады, 66 МПа < 75 МПа.

Тексерудің барлық шарттары орындалады, демек таңдалған құрама шиналарды 10 кВ – ТҚ орнатуға болады.

Тегіс шиналардың номиналды мәндері [4] 7.4 кестесі бойынша алынған.

Иілгіш ток өткізгіш бөліктерді таңдау.

Иілгіш ток өткізгіш бөліктерді таңдау токтың экономикалық тығыздығы бойынша (6.10) жүргізіледі. Иілгіш ток өткізгіш бөліктер жүктеменің максималды тогы (6.12) және ҚТ тогына термиялық төзімділігі (6.13) бойынша тексеріледі. Егер $I_к^{(3)} > 20$ кА болса иілгіш ток өткізгіш бөліктер электродинамикалық төзімділікке текеріледі. Жобаланатын ҚС барлық ҚТ токтары 20 кА аз (5.1 кесте), сондықтан ҚТ тогына электродинамикалық төзімділігіне тексеру жүргізбейміз. Күштік трансформаторлар мен кешенді ТҚ қосу үшін сымдар таңдаймыз. Олар үшін $q_{эк}$ =71 мм^2. Болат алюминий сымдардың каталогы бойынша [4] АС – 95/16 болат алюминий сымды таңдаймыз. Жалпы қимасы:

$$q = q_{ал} + q_{ст}, \qquad (5.24)$$

мұндағы $q_{ал}$ – сымның алюминий бөлігінің қимасы, мм^2;

$q_{ст}$ - болат өзекшенің қимасы, мм^2.

$$q = 95{,}4 + 15{,}9 = 111{,}3 \text{ мм}^2.$$

Бұл сым үшін рұқсат етілген ток $I_{доп} = 330$ А ([4] 7.35 кестесі бойынша). Максималды жұмыс тогы $I_{раб.макс} = 92$ А, сондықтан жүктеменің максималды ұзақ тогына тексеру шарттары орындалады, себебі 330А > 92 А.

5.6 кесте – Иілгіш ток өткізгіш бөліктерді таңдау және тексеру нәтижелері

Орнату орны және мақсаты	Есептік мәндері			Пішіні	Орнату әдісі	Шиналардың номиналды мәндері			
	$I_{раб.макс}$, А	q_{min}, мм^2	$\sigma_{расч}$, МПа			q, мм^2	b_{xh}, мм^2	$I_{доп}$, А	$\sigma_{доп}$, МПа
10 кВ – ТҚ, кірме	92	139	4,76	Тегі бір жолақты	плашмя	180	60х3	330	90
10 кВ – ТҚ, фидерлерге тармақталу	22	75	4,76		плашмя	90	30х3	180	
	25	88	4,76		плашмя	90	30х3	180	
	22	75	4,76		плашмя	90	30х3	180	
	23	79	4,76			90	30х3	180	

5.7 кесте – Шиналарды таңдау нәтижелері

Орнату орны	Есептік мәндері		Номиналды мәндері		
	$I_{раб}$, А	q_{min}, мм^2	Сымның маркасы	q, мм^2	$I_{доп}$, А
10 кВ – ТҚ	92	139	АС – 70/11	70	265
35 кВ – ТҚ	29	72	АС – 95/16	95	330

5.8 Оқшаулатқыштарды таңдау

Тіректі оқшаулатқыштарды таңдау келесі шарттар бойынша жүргізіледі. Номиналды кернеу бойынша:

$$U_н \le U_{н.и}, \tag{5.25}$$

мұндағы где $U_н$ – тораптың номиналды кернеуі, кВ;
$U_{н.и.}$ – оқшаулатқыштардың номиналды кернеуі, кВ.
Рұқсат етілген жүктеме бойынша:

$$F_{расч} \le F_{доп}, \tag{5.26}$$

мұндағы $F_{рас.}$ – оқшаулатқышқа әсер етуші күш, Н;
$F_{доп.}$ – оқшаулатқыштың басұшындағы рұқсат етілген жүктеме, Н.

$$F_{доп} = 0{,}6 \cdot F_{разр}, \tag{5.27}$$

мұндағы $F_{разр.}$ – иілуге бұзылу жүктемесі, Н.

$$F_{расч} = \sqrt{3}\frac{(i_y^{(3)})^2}{a} \cdot \ell \cdot k_h 10^{-7}, \tag{5.28}$$

мұндағы $k_п$ – шинаның биіктігіне түзету коэффициенті, (егер шиналар көлденең («плашмя»), онда то $k_п$ = 1,0 [1]).

$$F_{разр} \geq F'_{расч} = \frac{\sqrt{3} \cdot (i_y^{(3)})^2 \cdot l \cdot k_h 10^{-7}}{0{,}6a,} \qquad (5.29)$$

10 кВ – ТҚ тіректі оқшаулатқыштары үшін таңдау жүргіземіз. Олар үшін: $U_{н.и.} \geq 10$ кВ,

$$F_{разр} \geq \frac{\sqrt{3} \cdot 28200^2 \cdot 0{,}95 \cdot 1 \cdot 10^{-7}}{0{,}6 \cdot 0{,}22} = 990\,Н.$$

[4] бойынша ішкі орнату үшін арналған И4 – 80 УХЛ3 тіректі оқшаулатқыштарды таңдаймыз, $U_{н.и.} = 10$ кВ, ал $F_{разр.} = 4000$Н.

35 кВ – ТҚ үшін тіректі оқшаулатқыштар осыған ұқсас таңдалады. Таңдау нәтижелері 5.8 кестеде көрсетіледі.

5.8 кесте – Тіректі оқшаулатқыштарды таңдау нәтижелері

Орнату орны	Есептік мәндері		Номиналды мәндері		
	$U_н$, кВ	$F'_{расч}$, Н	Оқшаулатқыштың түрі	$U_{н.и}$, кВ	$F_{разр}$, Н
10 кВ – ТҚ	10	712	И4 – 80 УХЛ3	10	4000
35 кВ - ТҚ	35	115	ИОСПК-10-35/450-II-УХЛ1	35	

Өтпелі оқшаулатқыштарды таңдау.

Сыртқы КТҚ .шін өтпелі оқшаулатқыштарды таңдаймыз. Таңдау (5.8) және (5.9) шарттар бойынша жүргізіледі. Соынмен бірге, тағы да бір таңдау шарты орындалады:

$$I_{раб.макс} \leq I_{н.и}, \qquad (5.30)$$

мұндағы $I_{н.и.}$ – оқшаулатқыштың номиналды тогы, А.

Өтпелі оқшаулатқыштар үшін

$$F_{расч} = 0{,}5\sqrt{3}\,\frac{(i_y^{(3)})^2}{a} \cdot \ell \cdot 10^{-7}. \qquad (5.31)$$

$$F_{разр} \geq \frac{\sqrt{3}(i_y^{(3)})^2 \cdot \ell \cdot 10^{-7}}{0{,}6 \cdot a.} \qquad (5.32)$$

Сыртқы КТҚ кірмелері үшін $I_{раб.макс} = 92$

$$U_{н.и} \geq 10\,кВ,$$

$$I_{н.и} \geq 92\,А,$$

$$F_{разр} \geq \frac{0{,}5 \cdot \sqrt{3} \cdot 28200^2 \cdot 0{,}95 \cdot 10^{-7}}{0{,}6 \cdot 0{,}22} = 495\,Н.$$

[4] 5.18 кесте бойынша сыртқы – ішкі орнатуға ИП – 10/1000 – 1250 УХЛ1 өтпелі оқшаулатқыштарды таңдаймыз, $U_{н.и.}$=10 кВ, $I_{н.и.}$ =1000 А, $F_{разр}$=1250Н.

5.9 Ток және кернеудің өлшеуіш трансформаторларын таңдау

Өлшеуіш ток трансформаторларын таңдау.

Ток трансформаторларының коэффициенттері жүктеменің максималды жұмыс тогы бойынша таңдалады:

$$I_{раб.макс} \leq I_{1н}, \qquad (5.33)$$

мұндағы $I_{н.1}$. – ток трансформаторының бастапқы орамының номиналды тогы, А.

Ток трансформаторының номиналды кернеуі тораптың номиналды кернеуіне сәйкес келуі керек. Бақылау өлшеуіш аспаптарын (КИП) қосу үшін ток трансформаторларының дәлдік класы - 0,5 [2].

10 кВ жағында транформатор тізбегінде орнату үшін ТТ таңдаймыз. Олар үшін $I_{раб.макс.}$ = 809А (5.1 кесте). [4] бойынша ТЛ-10-Р/0,5-1000/5 У3 типтегі ТТ таңдаймыз, $I_{н.и.}$=1000А.

ҚТ тогына электродинамикалық төзімділігін тексеру:

$$i_y^{(3)} \leq i_{дин}, \qquad (5.34)$$

мұндағы $i_{дин}$ – электродинамикалық төзімділік тогы, кА (таңдалған ТТ үшін $i_{дин}$ =128 кА [4]).

28,2 кА < 128 кА болғандықтан, шарт орындалады.

ҚТ тогына термиялық төзімділігін тексеру:

10 кВ жағындағы жылу импульсі $B_к = 156{,}6$ кА^{2}с (5.1 кесте).

Таңдалған ток трансформаторлары үшін $I_т$=40кА, $t_т$ =3. Сонда

$$I_T^2 t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800\,кА^2с.$$

4800 кА^{2}с > 256,52 кА^{2}с болғандықтан, шарт сақталады.

Екінші жүктеме және дәлдік класы бойынша тексеру:

$$Z_{2н} \geq r_2, \tag{5.35}$$

мұндағы $Z_{2н}$ – ТТ екінші номиналды жүктемесі, Ом (таңдалған 0,5 дәлдік класында ТТ үшін $Z_{2н}$ = 0,8 Ом, [4] бойынша);

r_2 – ТТ есептік жүктемесі, Ом.

Ток трансформаторының екінші жүктемесі:

$$r_2 = r_{приб} + r_к + r_{пр}, \tag{5.36}$$

мұндағы $r_{приб}$ – ТТ екінші тізбегіндегі аспаптардың кедергісі, Ом;

$r_к$ – түйіспелердің кедергісі, Ом ($r_к$ = 0,1Ом, егер қосылған аспаптардың саны 3 көп болса, онда $r_к$ = 0,05Ом [1]);

$r_{пр}$ – байлоаныстырушы сымдардың кедергісі, Ом.

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2н}^2}, \tag{5.37}$$

мұндағы $S_{приб}$ – ТТ қосылған аспаптардың тұтынылатын жалпы кедергісі. ВА ;

$I_{2н}$ – ТТ екінші орамының номиналды тогы, А (таңдалған ТТ үшін $I_{2н}$=5А [4]).

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot \ell_р}{q}, \tag{5.38}$$

мұндағы ρ – байланыстырушы аспаптардың меншікті кедергісі, Ом·мм^2/м (алюминий үшін ρ =0,0283Ом·мм^2/м);

$\ell_{рас.}$ – байланыстырушы аспаптардың есептік ұзындығы, м ($\ell_{рас.}$=50 м [4]);

q – байланыстырушы аспаптардың қимасы, мм^2.

Таңдалған трансформаторлар үшін $S_{приб}$ =6ВА (5.9 кесте).

$$r_{приб} = \frac{6}{5^2} = 0{,}24 \text{ Ом}.$$

Ток трансформаторына қосылған аспаптар саны 3-тен көп болғандықтан, $r_к$=0,1 Ом.

5.9 кесте – Ток трансформаторының екінші жүктемесі

Орнату орны	Аспап	Түрі	$S_{приб}$, ВА
10 кВ жағында трансформатордың тізбегі	амперметр	Э – 335	0,5
	ваттметр	Д – 335	0,5
	активті энергия санауышы	СА3 И - 680	2,5
	реактиті энергия санауышы	СР4 И - 673	2,5
	барлығы		6
10 кВ жағындағы фидерлердің тізбегі	амперметр	Э – 335	0,5
	активті энергия санауышы	СА3 И - 680	2,5
	реактиті энергия санауышы	СР4 И - 673	2,5
	барлығы		5,5
0 кВ секциялы ажыратқыштар тізбегі, барлық тізбектер 110 кВ жағында	амперметр	Э – 335	0,5
	барлығы		0,5

Ток трансформаторлары мен бақылау өлшеуіш аспаптарын қосу үшін талсымдар қимасы 4 мм^2 АКРВГ бақылау кабелін таңдаймыз.

$$r_{пр} = \frac{0{,}0283 \cdot 50}{4} = 0{,}35 \text{ Ом};$$

$$r_2 = 0{,}24 + 0{,}1 + 0{,}35 = 0{,}69 \text{ Ом}.$$

69 Ом < 0,8 Ом болғандықтан шарт сақталады, сондықтан таңдалған ток трансформаторлары 0,5 дәлдік класында жұмыс істейді. Басқа ток трансформаторлары осыған ұқсас таңдалады және тексеріледі. Таңдау мен тексерудің нәтижелері 5.10 кестеге енгізіледі.

Өлшеуіштік ток және кернеу трансформаторларын таңдау.

Кернеу трансформаторларының номиналды кернеуі олар орнатылатын құрама шиналардың кернеуіне сәйкес келуі керек. Бақылау өлшеуіш аспаптарын қосу үшін кернеу трансформатрларының дәлдік класы – 0,5.

Таңдау екінші жүктеме бойынша жүргізіледі:

$$S_{2н} \geq S_{2\Sigma}, \qquad (5.39)$$

мұндағы $S_{2н}$ – кернеу трансформаторларының номиналды жүктемесі, ВА;

$S_{2\Sigma}$ – кернеу трансформаторының есептік жүктемесі, ВА.

Құрама шиналардың ірбір секциясындағы кернеу трансформаторларының екінші жүктемесі 5.11 кестеде көрсетілген, ол [1] 4.7 кестесі бойынша құралды.

10 кВ құрама шиналарда орнатылатын кернеу трансформаторларын таңдаймыз.

Кернеу трансформаторларының екінші жүктемесі:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2}. \qquad (5.40)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{87^2 + 194{,}73^2} = 213{,}28\,\text{ВА}.$$

10 кВ жағында сыртқы КТҚ орнатылғандықтан 3НОЛ.09 – 10 У2 кернеу транформаторларын таңдаймыз, ол үшін 0,5 дәлдік класында $U_н = 10\,\text{кВ}$, $S_{2н} = 75\,\text{ВА}$. Үш кернеу трансформаторы жұлдызша қосылған, қуаты:

$$S_{2н} = 3 \cdot 75 = 225\,\text{ВА},$$

$S_{2\Sigma} = 213{,}28$ ВА көп болған сайын, таңдалған кернеу трансформаторлары 0,5 дәлдік класында жұмыс жасайды.

Таңдау нәтижелері 5.12 кестеге енгізілген.

Кернеу трансформаторларының номиналды мәндері [4] 5.11 кестесі бойынша алынған.

Байланыстырушы сымдарда қуат шығыны аз болғандықтан, олардың қимасын механикалық беріктілік шарты бойынша таңдауға рұқсат етіледі [8].

Алюминий талсымдары бар кабельдер үшін механикалық беріктілік шарты брйынша минималды қима – 2,5 мм^2. Кернеу трансформаторларын бақылаушы өлшеуіш аспаптарымен қосу үшін АКРВГ бақылау кабелін таңдаймыз, талсыимдар қимасы 2,5 мм^2.

5.10 кесте – Өлшеуіштік ток трансформаторларын таңдау және тексеру нәтижелері

Орнату орны	Тізбек	Есептік мәндері					Ток трансформаторының номиналды мәндері						
		$U_н$, кВ	$I_{раб.макс}$, А	$B_к$, $кА^2с$	$i_у^{(3)}$, кА	r_2, Ом	Тип	$U_н$, кВ	$I_{1н}$, А	$I_{2н}$, А	$I_т^2 t_т$, $кА^2с$	$i_{дин}$, кА	$Z_{2н}$, Ом
10 кВ – ТҚ	Трансформатор тізбегі	10	92	256,52	28,210	0,69	ТЛ-10-Р/0,5--1000/5У3	10	1000	5	4800	128	0,8
	Фидерлер тізбегі		320			0,32	ТЛ-10-Р/0,5--300/5У3		300		1200	51	0,4
			55				ТЛ-10-Р/0,5--50/5У3		50		300		
			44										
			51										
	Секциялы ажыратқыш тізбегі		551			0,36	ТЛ-10-Р/0,5--600/5У3		600		4800	128	
35 кВ - ТҚ	Барлық тізбектер	35	28	20,5	6,3	0,92	ТФЗМ 110Б-Р/0,5-100/5У1	110	100	5	192	82	1,2

5.11 кесте – Кернеу трансформаторының екінші жүктемесі

Аспап	Түрі	S, ВА	Орамдар саны	cosφ	sin φ	Аспаптар саны	Р, Вт	Q, вар
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	0
Активті энергия санауышы	СА3 И-680	2 Вт	2	0,38	0,925	8	32	77,89
Реактивті энергия санауышы	СР4 И-673	3 Вт	2	0,38	0,925	8	48	116,84
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	4	0
					Барлығы		87	194,73

5.12 кесте – Өлшеуіштік кернеу трансформаторларын таңдау нәтижелері

Орнату орны	Есептік мәндері		Номиналды мәндері		
	$U_н$, кВ	$S_{2\Sigma}$, ВА	Түрі	$U_н$, кВ	$S_{2н}$, ВА
10 кВ – ТҚ	10	213,28	ЗНОЛ 09-10У2	10	225

6 Релелік қорғаныс және автоматика

6.1 Трансформаторларды қорғау

Күштік трансформаторлар үшін ЭҚЕ сәйкес [2] релелік қорғаныс құрылғылары қарастырылуы керек, олар қалыпты емес жұмыс режимдері мен және зақымдалудың келесі түрлерінен қорғау үшін қажет:

- орамдар мен шықпалардағы көп фазалы тұйықталудан;
- орамдардағы тармақты тұйықталудан;
- сыртқы ҚТ белгіленген орамдардағы токтардан;
- асқын жүктememен белгіленген орамдардағы токтардан;
- май деңгейінің төмендеуінен.

Газдың бөлінуінен, қаптаманың зақымдалуынан және май деңгейініі төмендеуінен қорғау үшін газдық қорғаныс қарастырылады.

Газдық қорғаныс майдың деңгейі төмендеуі мен әлсіз газдың пайда болуына және газ жылдам тарай бастағанда, майдың деңгейі одан әрі төмендегенде дабылға әсер етуі керек.

Шықпалардың зақымдалуынан, соынмен қатар ішкі зақымдалулардан қорғау үшін көлденең диференциалды қорғаныс қарастырылады. Ол трансформатордың барлық жағына ажырауына әсер етуі керек.

Жобаланатын ҚС трансформаторлар қоректендіргіш желілерге ажыратқышсыз қосылатындықтан, транформатордағы зақымдалуларды ажырату үшін қысқа тұйықтағыштарды орнату қарастырылады, ол бір фазаның жерге дасанды тұйықталуы үшін қажет.

Трансформаторлардың 110 кВ шықпаларындағы зақымдалуды қоректендіргіш желілерді қорғау арқылы жоюға рұқсат етіледі.

Сыртқы көп фазалы ҚТ белгілететін орамдардағы токтардан қорғау үшін максималды ток қорғанысы қарастырылады.

Асқын жүктememен белгіленетін орамдардағы токтардан қорғау үшін асқын жүктемеден токты қорғаныс қарастырылады.

Бір трансформатордың релелеік қорғансы сұлбасы дипломдық жобаның сызба бөлімінде көрсетілген.

6.2 Газдық қорғаныс

Газдық қорғаныс зақымдалған трансформатордың багында газ қалыптасу құбылысын қолдануға негізделген. Газ қалыптасуының жылдамдылығы зақымдалудың көлемі мен сипатына байланысты болады. Бұл газдық қорғаныстың зақымдалу деңгейін анықтау және оған байланыты әрекетті таңдау арқылы орындаға мүмкіндік береді.

Газдық қорғаныстың негізі элементі бак пен кеңейткіш арасындағы майсымдарда орнатылатын газдық реле болып табылады. Жобаланатын ҚС орнатылатын ТДН–10000/110 типтегі трансформаторларда екі пластмаст шар тәрізді поплавка бар BF–80/Q газды реле қолданылады.

Газдық қорғаныстың артықшылығы: сезімталдығы және бак ішіндегі барлық зақымдалуға әсері жоғары, іске қосылу уақыты аз (0,05 – 0,5 с), орындалуы қарапайым, сонымен қатар кез келген себептерде рұқсат етілмеген май деңгейінде трансформаторды қорғау қабілеті. Осылармен қатар, қорғаныстың кемшіліктері да бар, олардың негізгісі – трансформатор мен ажыратқыш арасындағы аумақтағы бактан тыс зақымдалуларды елемеуі.

6.3 ДЗТ – 11 реледе дифференциалды токтық қорғаныс

Қорғалатын трансформатордың барлық жағы үшін оның номиналды қуатына сәйкес бастапқы токтарын анықтаймыз:

$$I_{ном} = \frac{S_{нт}}{\sqrt{3}U_{нт}}, \quad (6.1)$$

мұндағы $U_{нт}$ – транформатор орамының номиналды кернеуі, кВ.

Осы токтар бойынша қорғаныс иығындағы екінші токтарды анықтаймыз, ток трансформаторларының түрлену коэффициенті $К_i$ және сұлба коэффициенті $k_{сх}$ [9] 2.1 кестесі бойынша анықталады:

$$I_{ном.в} = \frac{I_{ном} k_{сх}}{k_i}. \quad (6.2)$$

Есептеулер 6.1 кестеге енгізілген.

6.1 кесте – Қорғаныстағы бірінші және екінші токтарды есептеу

Шаманың атауы	Сандық мәндері	
	35 кВ	10 кВ
Қорғалатын трансформатор жағындағы бірінші токтар, А	28	92
Ток трансформаторының қосылу сұлбасы	Δ	Y
Ток трансформаторының түрлену коэффициенті	50/5	150/5
Қорғаныстағы екінші ток, А	3,62	4,37

ТТ түрлену коэффициенті Δ қосылған ТТ үшін $\sqrt{3}I_{ном}$ бірінші токка қарай 5 А кем болмайтындай алынған.

Жобаланатын ҚС үшін негізгі 10 кВ жағы болып табылады, себебі бұл жақ үшін қорғаныстағы екінші ток басқа жақтағы екніші токтарға қарағанда көбірек.

ТТ реленің тежеулік орамын қосылатын жағын таңдаймыз.

[9] 3.1.5 бөлімшесіне сәйкес реленің тежеулік орамын ТТ токтарының соммасына қосқан тиімді, себебі тежеулік орамды тек қана ТТ қосқан кезде қорғаныстың іске қосылу тогын таңдау үшін сыртқы ҚТ қалады.

Қорғаныстың іске қосылуының минималды тогы отстройка шартымен кернеу астындағы жүктелмеген трансформатордың қосылуы кезінде магниттелуші тоқтың лақтыруымен анықталады: Т

$$I_{сз.мин} = k_{отс} \cdot k_{выг} \cdot I_{ном.35}, \quad (6.3)$$

мұндағы $k_{отс}$ - отстройка коэффициенті ($k_{отс}$ 1,5);
$k_{отс}$ – тиімділік коэффициенті (ТТ үшін $k_{отс}$ = 1);

$$I_{сз.мин} = 15 \cdot 1 \cdot 25 = 42$$

Қанықтар ток трансформаторының (ҚТТ) жұмыс орамдарының тармақтар санын анықтаймыз.

Негізгі жақтағы реленің іске қосылу тогы:

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{сз.мин} k_{сх} k_{т}}{k_{i10}}, \quad (6.4)$$

мұндағы $k_{тт}$ – күштың трансформаторларының түрлену коэффициенті.

Реле ҚТТ жұмысшы орамдары тармақтарының саны негізгі жағы үшін:

$$\omega_{осн.расч} = \frac{F_{ср}}{I_{ср.осн}}, \quad (6.5)$$

мұндағы $F_{ср}$. –реленің іске қосылуы МДС ($F_{ср}$. 100 А [9]).

Негізгі емес жағы үшін реленің ҚТТ жұмыс орамыныҥ тармақтарының саны:

$$\omega_{расч} = \omega_{осн} \frac{I_{осн.в}}{I_{ном.в}}. \quad (6.6)$$

Есептеулер 6.2 кестеге енгізілген.

6.2 кесте – Реле ҚТТ жұмыс орамының тармақтар санын есептеу

Шаманың атауы	Белгілері	Сандық мәндері
Негізгі жақтағы реленің іске қосылу тогы, А	$I_{ср.осн}$	6,56
Негізгі жағы үшін реленің ҚТТ жұмыс орамының тармақтар саны: Есептік Қабылданған	$\omega_{осн.расч}$ $\omega_{осн} = \omega_{I.ур}$	 15,24 15
110 кВ жағы үшін реленің ҚТТ жұмыс орамының тармақтар саны: Есептік Қабылданған	$\omega_{II.расч}$ $\omega_{II} = \omega_{раб}$	 18,1 18

Пайдалануға тармақтардың келесі санын аламыз: $\omega_{раб.}$ =18 тармақ, $\omega_{II, ур.}$=16 тармақ және $\omega_{I, ур}$=15 тармақ, бұл қорғаныстың іске қосылуының минималды тогына сәйкес келеді $I_{сз.мин.}$=191,3 А.

Реле ҚТТ тежеуіш орамына қажет тармақтар санын таңдаймыз. Ол үшін жүйенің максималды жұмыс режимінде үш фаза арасындағы сыртқы ҚТ қарастырамыз. Төменгі кернеу жағында орнатылған ТТ ток соммасына тежеуіш орама қосылған кезде 10 кВ жағындағы ҚТ есептік болып табылады (тежеуіш орамның тармақтар санының үлкен мәні бойынша таңдалады). Токтардың алынған мәндеріне қарай (6.1 кесте) теңсіздіктің бастапқы тогын және тежеуіш орамының қажет тармақтар санын анықтаймыз.

Тежеуіш орамдағы нәтижнлеуші ток:

$$I_{торм} = k_{сх} I_{по}^{(3)}. \qquad (6.7)$$

Теңсіздіктің бірінші есептік тогы:

$$I_{нб.расч} = \left(k_a k_{одн} \xi + \Delta U_{рпн} k_{ток} + \left| \frac{\omega_{I.расч} - \omega_{II.ур}}{\omega_{I.расч}} \right| k_{ток} \pm \right.$$
$$\left. \pm \left| \frac{\omega_{II.расч} - \omega_{раб}}{\omega_{II.расч}} \right| k_{ток} \right) I_{по}^{(3)}, \qquad (6.8)$$

мұндағы k_a – ҚТ тогының апкериодты құраушысын ескеруші коэффициент, (k_a = 1);

$k_{одн}$ – ток трансформаторының бір типтілігк (бір типті ТТ кезінде $k_{одн}$=1);

ζ – ТТ салыстырмалы қателігі, с.б. (ζ =0,1);

$\Delta U_{рег.}$ – кернеу астында реттеу құрылғыларының реттеу деңгейі, с.б.;

$k_{ток}$ –ток тарату коэффициенті.

Реле ҚТТ тежеуіш орамының тармақтар саны:

$$\omega_{торм} = k_{отс} \frac{I_{нб.рсч} \omega_{расч}}{I_{торм} tg\alpha.} \quad (6.9)$$

Есептеу 6.3 және 6.4 кестеге енгізілген.

6.3 кесте – 35 кВ жағында ҚТ кезінде реле ҚТТ тежеуіш орамының тармақтар санын есептеу

Шаманың атауы	Сандық мәні
Тежеуіш орамдағы нәтижелеуші ток, А	6516
Теңсіздіктің бірінші есептік тогы, А	994,4
Реле тежеуіш орамының тармақтар саны: есептік қабылданған	 4,93 5

6.4 кесте – 10 кВ жағында ҚТ кезінде реле ҚТТ тежеуіш орамының тармақтар санын есептеу

Шаманың атауы	Сандық мәні
Тежеуіш орамдағы нәтижелеуші ток, А	6516
Теңсіздіктің бірінші есептік тогы, А	994,4
Реле тежеуіш орамының тармақтар саны: есептік қабылданған	 4,93 5

$\omega_{торм} = 9$ және $\omega_{торм} = 5$ мәндерін алдық. Релеге орнату үшін үлкен мәнді, яғни $\omega_{торм} = 9$ тармақты аламыз.

Қорғалатын аумақта темір (металл) ҚТ кезіндегі тежеу жоқ кезде, (10 кВ жағында орнатылған ТТ тогына реленің тежеуіш орамы қосылғанда тежеу жоқ болады) қорғаныстың сезімталдығын анықтаймыз. 10 кВ жағында екі фаза арасындағы ҚТ қарастырылады. ҚТ тогы 5.1 кестеде.

Қорғаныстың сезімталдық коэффициенті:

$$k_{ч} = \frac{I^{(2)}_{поКЗ} / k_{т}}{I_{сз.мин}} \frac{k^{(2)}_{сх}}{k^{(3)}_{сх}}. \quad (6.10)$$

$$k_{ч} = \frac{2140 / \frac{11}{35}}{191{,}3} \cdot \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{3}} = 14$$

$k_{ч}$ >1,5 болғандықтан, қорғаныс ЭҚЕ [2] сәйкес келеді, яғни сезімталдық бойынша өтеді.

6.4 Максималды ток қорғанысы

Қорғаныс РТ-40 ток релесінің, РНФ – 1М кері тізбектегі сүзгі-реле кернеуінің және РН-54 минималды реле кернеуәнің көмегімен іске асады.

Қорғаныстың бастапқы іске қосылу тогы:

$$I_{сз} = \frac{k_{отс}}{К_{в}} I_{ном}, \quad (6.11)$$

мұндағы $k_{отс}$ - отстройки коэффициент (РТ-40 реле үшін $k_{отс}$ =1,2 [9]);

$k_{в}$ – реленің қайтару коэффициенті (РТ – 40 реле үшін $k_{в}$ 0,8 [9]).

Қорғаныстың бастапқы іске қосылу кернеуі келесі шарттар бойынша анықталады.

Фаза аралық кернеуге қосылған минималды реле кернеу үшін:

Сыртқы ҚТ ажыратылғаннан кейін реленің қайтуын қамтамасыз ету:

$$U_{сз} \le \frac{U_{min}}{k_{отс} k_{в}}; \quad (6.12)$$

Жүктеменің тежелген қозғалтқыштарын АҚҚ немес АРҚ қосылуы кезінде өздігіен қосылу кернеуінен отстройки:

$$U_{сз} \le \frac{U_{зап}}{k_{отс}}, \quad (6.13)$$

мұндағы $U_{мин}$ – сыртқы ҚТ ажыратылғаннан кейін өздігінен іске қосылу шарттарында қорғаныс орнатылған орындағы фаза аралық кернеу ($U_{мин}$ =0,85 $U_{н}$ [9]);

$U_{зап}$ – жүктеме қозғалтқыштарының өздігінен іске қосылу шарттарында қорғаныс орнатылған орындағы фаза аралық кернеу ($U_{зап}$ =0,7 Uн [9]).

Кері реттіліктегі сүзгі-реле кернеуі үшін құрылғының минималды тағайыншамаға қарау (6В фаза аралық):

$$U_{2сз} = 0{,}06 \cdot U_{н}. \quad (6.14)$$

Реленің екінші іске қосылу тогы:

$$I_{ср} = I_{сз} \frac{k_{сх}}{k_{i}}. \quad (6.15)$$

Қорғаныс уақытының аралығы алдыңғы элементтердің көп фазалы ҚТ қорғаныс сатылары сезімталдығы шарты бойынша таңдалады.

$$t_{сз} = t_{сз.макс.пред} + \Delta t, \quad (6.16)$$

мұндағы $t_{сз.макс.}$ – қорғаныстың алдыңғы сатысының ең жоғарғы іске қосылу уақыты, с;

Δt – талғаулылық сатысы, с (Δt =0,5с).

Қорғансы сезімталдылығы келесі анықтама бойынша анықталады:

ток релесі үшін:

$$k_{чi} = \frac{I_{по}^{(2)}}{I_{сз}}; \quad (6.17)$$

кернеудің минималды релесі үшін:

$$k_{чU} = \frac{U_{сз} \cdot k_{в}}{U_{з.макс}}; \quad (6.18)$$

кері реттіліктегі кернеудің сүзгі-релесі үшін:

$$k_{ч2U} = \frac{U_{2з.мин}}{U_{2сз}}; \quad (6.19)$$

мұндағы $U_{з.мин}$ – қорғалатын аумақта ҚТ кезінде қорғанысты орнату орнындағы фаза аралық кернеудің бастапқы мәні, кВ;

$U_{2сз}$ – қорғалатын аумақта ҚТ кезінде кері реттіліктегі фаза аралық кернеудің бастапқы мәні, кВ.

Есептеу 6.5 кестеге енгізілген.

6.5 кесте – Кернеудің аралас іске қосылуы бар трансформатордың МТҚ есептеу

Қорғаныстыорнату орны	$I_{ном}$, А	$I_{сз}$, А	k_i,	$I_{ср}$, А	$U_{сз}$, В	$U_{2сз}$, В	$t_{сз}$, с	Сезімталдылығы					
								Негізгі аумақ			Резервті аумақ		
								$k_{чi}$	$k_{чU}$	$k_{ч2U}$	$k_{чi}$	$k_{чU}$	$k_{ч2U}$
10 кВ - ТҚ	92	1252,4	100/5	6,56	5833	600	1	2,35	1,512	5,06	1,202	1,212	2,59
35 кВ - ТҚ	28	104,7	50/5	10,87	64167	6600	1,5	2,34	1,51	1,57	1,201	1,201	1,205

Барлық сезімталдылық коэффициенттері (6.5 кесте) негізгі аумақта 1,5 көп, ал резервті аумақта 1,2 көп болғандықтан қорғаныс ЭҚЕ [2] шарттарына сәйкес келеді, яғни сезімталдылық бойнша өтеді.

6.5 Трансформатор орамдарындағы асқын жүктемеден пайда болатын токтардан максималды ток қорғанысы

Қорғаныс РТ-40 реле-ток көмегімен орындалады.

Қорғаныстың бастапқы іске қосылу тогы (6.15) бойынша анықталады. [9] бойынша $k_{отс} = 1{,}05$. Реленің іске қосылу тогы (6.3) бойынша анықталады. Есептеу нәтижелері 6.6. кестеге енгізіледі.

6.6 кесте – Қорғаныстағы бірінші және екінші токтарды есептеу

Шаманың атауы	Сандық мәндері	
	35 кВ	10 кВ
Қорғалатын трансформатор жағындағы бірінші ток, А	28	92
Қорғаныстың бірінші іске қосылу тогы, А	104,7	1252,4
Ток трансформаторларының қосылу сұлбасы	Δ	Y
Ток трансформаторларының трансформациялану коэффциенті	50/5	150/5
Реленің іске қосылу тогы, А	9,51	5,74

Қосалқы станцияның автоматикасы

ҚС желілік ажыратқыштарында автоматты қайта қосылу (АҚҚ) құрылғылары қарастырылады. Олардың мақсаты – ҚТ кезінде релелік қорғаныс ажыраған кейін кернеу астындағы желілерді автоматты қайта қосу. Егер ҚТ тұрақсыз болса, онда желі жұмыс істей береді, олай болмаса релелік қорғаныс тағы ажыратылады. Сондықтан, тұрақты ҚТ қайта қосуды болдырмау үшін АҚҚ бір рет іске қосылады.

АҚҚ принциптік сұлбасы желі үшін түзетілген оперативті токта 6.1 суретте көрсетілген. РПВ-58 кешенді құрылғыға: ЭВ-133 типтегі КТ реле уақыты, екі орамы бар KL1 аралық реле, С 20 мкФ) конденсатор, R2 зарядты резистор және R3 разрядты резистор кіреді.

АҚҚ сұлбасы релелік қорғаныс ажытқышы ажыратылғанда іске қосылады. Ажыратқыш пен кілттің орналасуының сәйкес еместігі 1-3 кілттің тұүйіспелері арқылы АҚҚ сұлбасына оперативті ток қосымша жіберілуімен сипатталады.

Реле уақыты іске қосылған кезде оның КТ.1 түйіспесі тарқалады және реле орамының тізбегіне қосымша кедергі енгізіледі. ҚТ белгіленген реле уақыты аяқталғанда С конденсаторына KL1 реленің параллель орамына КТ.2 түйіспесі қосылады. Сонымен қатар, KL1 реле конденсатордың разряд тогынан іске қосылады және ажыратқыштың қосылуына бегі береді. Ажыратқыш қосылады, оның қосымша ттүйіспесі SQ.1 тарқалады және KQT, KL.1, КТ реле бастапқы қалпына келеді.

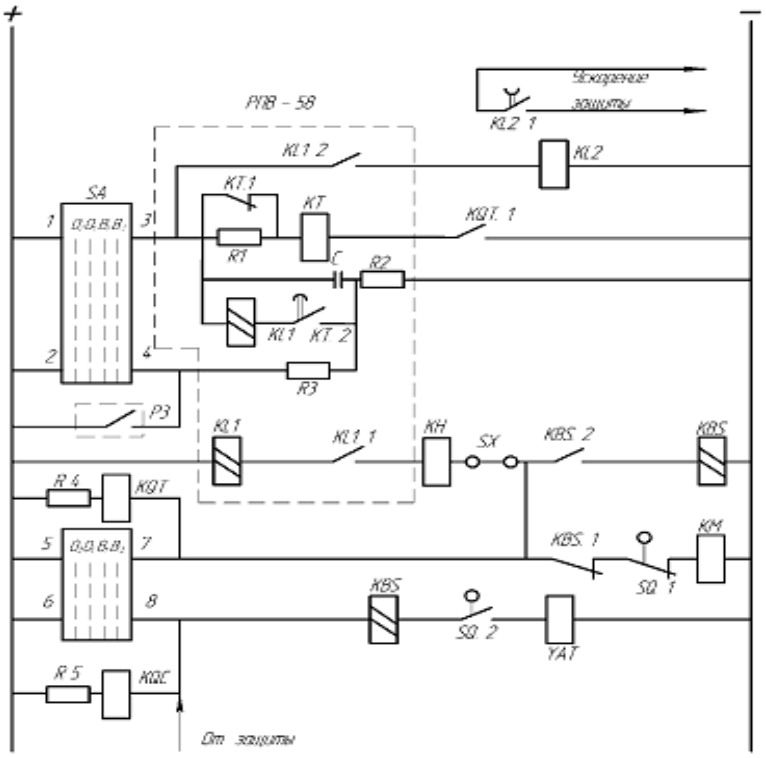
Егер желідегі зақымдалу тұрақсыз болса, онда ол жұмыс істей береді. Реле уақытының КТ.2 түйіспесі тарқатылғаннан кейін С конденсатор R2

зарядты резистор арқылы зарядтала бастайды, оның кедергісі конденсатордың зардталу уақыты 20-25 с болатындай таңдалады. Осылайша, көрсетілген уақыт өткеннен кейін АҚҚ жаңа әрекетке дайын болады.

Егер зақымдалу тұрақты болса, онда АҚҚ сұлбасының әсерінен ажыратқыш қайта ажыратылады және KQT, КТ релесі қайтадан іске қосылады. KL.1 реле екінші рет іске қосылмайды, себебі С конденсатор разрядталған. Осылайша қарастырылатын сұлба желедегі ҚТ кезінде бір реттілік әрекетті қамтамасыз етеді.

Релелік қорғаныс желісі ажыратылғанда АҚҚ әркеті қажет емес жағдайда R3 резисторы арқылы конденсатор разряды жүргізіледі.

Тұрақты ҚТ ажыратқыштың бірнеше рет қосылуының алдын алу үшін басқару сұлбасында РП-232 типтегі арнайы KBS аралық реле орнатылады. Бұл реле ажыратқыштың ажырау орауышы бойынша токтың өтуі кезінде іске қосылады КМ орамының тізбегі KBS.1 түйіспесімен тармақталады, осыған қарай ажыратқыштың қосылуының алдын алуға болады.



6.1 сурет – Түзулетілген оперативті токтағы желі үшін АҚҚ құрылғысының сұлбасы

ҚС құрама шиналарының секциялы ажыратқыштарында, сонымен қатар 110 кВ жағындағы кқпіршеде орнатылған ажыратқыштарда резервті автоматты қосу (РАҚ - АВР) құрылғылары болады. Олардың мақсаты – шиналардың бір секциясында кернеудің апатты шығыны кезінде ажыратқыштарды автоматты қосу, бұл секциядағы тұтынушылардың қорегін

құрама шиналардың екінші секциясынан қамтамасыз ету, бір қоректендіргіш желіге екі трансформаторды автоматты қосу болып табылады.

6.2 суретте секциялы ажыратқыш үшін түзетілген оперативті токта РАҚ сұлбасы келтірілген. Секциялы ажыратқыш Q3 дұрыс ажыратылған. Автоматика сұлбасы үшін оперативті ток Т3 және Т4 өзіндік мұқтаждық трансформаторынан жіберіледі. Сұлбаның ерекшелігі бір желіде (W1 немесе W2) кернеу жоғалған жағдайда РАҚ құрылғысы Q3 секциялы ажыратқышты қосады, желідегі кернеуді қалпына келтіру кезінде ҚС қалыпты сұлбасын автоматты қалпына келтіреді.

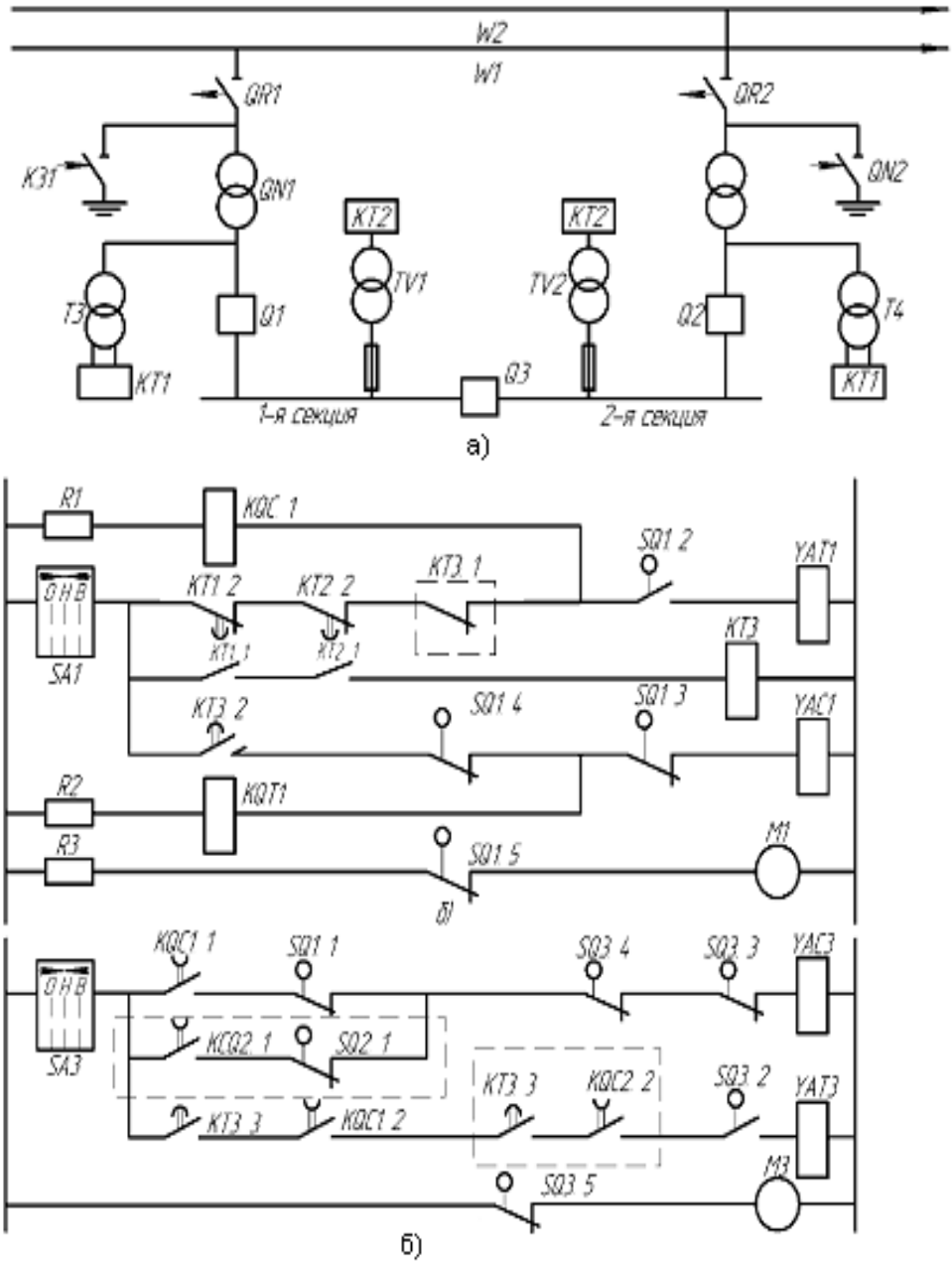
Автоматика сұлбасының іске қосу органы ЭВ-235 типтегі КТ1 және КТ2 реле уақыты болып табылады, олардың түйіспелері YAT1 тізбектеріне қатарынан қосылған. Релелердің түйіспелерімен қатар Т2 трансформаторының КТ3.1 реле уақытының лездік түйіспесі қосылған.

КТ1 және КТ2 реле орамдары іске қосу органының жалған қимылын болдырмайтын түрлі трансформаторларға қосылған (Т3 және TV1). Т1 ажыратқыш трансформаторына дейін орнатылған Т3 өзіндік мұқтаждық трансформаторына жалғанған КТ1 реле W1 желісі қосылуында Т1-де кернеудің туындауын бақылау үшін қолданылады.

W1 желісін өшіргенде кернеудің жоғалуы нәтижесінде КТ1 және КТ2 уақыт релесі қосылады және ЭВ-248 түріндегі КТ3 уақыт реле орамынан кернеуді түсіре отырып, өзінің лездік түйіспелерін КТ1.1 және КТ2.1 тұйықтайды.

АПВ желісі сұлбасының әсерімен кернеу ҚС қалпына келмесе, орнатылған уақыт аралығында КТ1.2 және КТ2.2 уақыт релесінің түйіспелері тұйықталады және Т1 трансформаторы Q1 ажыратқышының YAT1 ажырату орауышында тізбек құрайды. Q1 ажыратқышын өшіргенде оның көмекші түйіспесі SQ1.1 (6.2, в сурет) тұйықталады, YAC3 қосылу орауышының тізбегінде, Q3 секционды ажыратқышында KQC1.1 бір ретті қосылу релесінде тағы бір тұйықталған түйіспе арқылы болады. Секционды ажыратқыш қосылып,1-ші ҚС секциясына кернеу береді, сонымен қатар КТ2 уақыт релесі тартылады, КТ2.2 түйіспесін тұйықтайды және КТ2.2-ні ажыратады. КТ1 реле кернеусіз қалады, сондықтан КТ1.1 ажыратылған күйде қалады, ал КТ3 уақыт релесі бұрынғыдай ажыратылған күйде өзінің барлық түйіспелерін ұстаған қалыпта қала береді.

W1 желісіндегі кернеуді қалпына келтіру кезінде кернеу Т1 трансформаторында да пайда болады, себебі оның алыстатуышы қосулы қалған. Кернеу алған соң КТ1 реле тартылады, КТ1.1 түйіспесін тұйықтап, КТ1.2 түйіспесін ажыратады. КТ1.1 түйіспесінің тұйықталуы кезінде КТ3.3 сырғушы түйіспесімен Q1 ажыратқышының қосылуына тізбек жасайтын КТ3 уақыт релесі жұмыс істейді, ал КТ3.3 соңғы түйіспесімен Q3 секционды ажыратқышының өшуіне тізбек жасайды, бұл кезде автоматты түрде ҚС-ныі бастапқы сұлбасы қалпына келеді.



а) ҚС сұлбасы, б) басқару тізбегі және Q1 ажыратқыштың РАҚ,
в) басқару тізбегі және Q1 ажыратқыштың РАҚ

6.2 сурет – Екі трансформаторлы ҚС үшін оперативті токтағы секциялы ажыратқыштың РАҚ (АВР) сұлбасы

7 Еңбекті қорғау және техника қауіпсіздігі

7.1 Найзағайдан қорғау

ҚС таратушы тораптарындағы қауіпті найғағайлы асқын кернеулер тікелей найзағайдан зақымдалу және ӘЖ сымдарының найзағайлы толқындардан зақымдалуынан, тірек немесе апрқынсымның найзағай соққысына зақымдалуынан пайда болады.

Келетін толқындардан қорғаныс асқын кернеуді шектуіштердің көмегімен іске асады.

Найғазайдың тура соққысынан қорғау жерлендіргіштері бар жеке тұратын жайратқыштардың көмегімен іске асады.

Жобаланатын ҚС 4 жайратқыш қарастырылады.

Жайратқыштар арасындағы қашықтық:

- 1 және 2,3 және 4 арасында $l_1 = 36$ м;
- 1 және 4,2 және 3 арасында $l_2 = 31{,}6$ м.

Қорғалатын ҚС ең жоғарғы нүктесі $h_x = 8{,}25$ м.

[13] бойынша жайратқыштар арасындағы аралық қорғаныс аумағымен жабылады, егер:

$$D \le 7 \cdot h_a \cdot k_h, \qquad (7.1)$$

мұндағы D – жайратқыштардың орталығы арқылы өтетін шеңбердің диаметрі, м;

k_h – жайратқыштың биіктігіне тәелді коэффициент, Н;

h_a – жайратқыштың активті биіктігі – қорғалатын нысанның биіктігінен асады, h_x, м.

$$h_a = H - h_x. \qquad (7.2)$$

(7.1) және (7.2) формулалардан:

$$H \ge \frac{D}{7p} + h_x.$$

$$D = \sqrt{36^2 + 31{,}6^2} = 47{,}9 \text{ м;}$$

$$H \ge \frac{47{,}9}{7 \cdot 1} + 8{,}25 = 15{,}09 \text{ м.}$$

Жайратқыштың биіктігін Н=28 м деп аламыз.

Қорғалатын нысанның биіктігіндегі қорғаныс аумағының радиусы:

$$r_x = 1{,}6\frac{h_a}{1+h_x/H}\,р. \qquad (7.3)$$

$$h_a = 28-8.25 = 19.75\,м;$$

$$r_x = 1{,}6\frac{19{,}75}{1+8{,}25/28} = 24{,}4\,м.$$

Қорғалатын нысанның биіктігіндегі қорғаныс аумағының енін анықтау мүндетті емес, себебі ҚС аумағы жеке төрт жайратқыштың қорғаныс аумағымен толық жабылады. [13] талаптарына сәйкес жайратқыштар үшін болат үш оқтаушалы жерлендіргіш таңдалады, оқтаушалардың диаметрі d =15 мм, ұзындығы ℓ=2,5 м. Оқтаушалар арасындағы қашықтық с=5 м. Оқтаушалар өзара көлемі 40х4мм болат жолақтармен қосылған ([13] 2 кестесі бойынша). Жерлендіргіш жерге t=0,7 м. тереңдікке жерлендірілген. Токөткел диаметрі 6 мм домалақ болат сыммен орындалады ([13] 3 кестесі бойынша).

Импульсті жерлендіргіштің кедергісін есептейміз.

Жерлендіргіштің бір оқтаушасының кедергісі:

$$r_в = 0{,}366\frac{\rho_э}{\ell}\left(\lg\frac{2\ell}{d}+\frac{1}{2}\lg\frac{4t+\ell}{4t-\ell}\right). \qquad (7.4)$$

$$r_в = 0{,}366\cdot\frac{100}{2{,}5}\cdot\left(\lg\frac{2\cdot 2{,}5}{0{,}015}+\frac{1}{2}\cdot\lg\frac{4\cdot 0{,}7+2{,}5}{4\cdot 0{,}7-2{,}5}\right) = 46{,}04\,Ом$$

Барлық вертикаль жерлендіргіштердің кедергісі:

$$r_{в\Sigma} = \frac{r_в}{n\eta,} \qquad (7.5)$$

мұндағы n – вертикаль жерлендіргіштердің саны, дана;
η – пайдалану коэффициенті ([14] сәйкес η=0,86).

$$r_{в\Sigma} = 46{,}04/3\cdot 0{,}86 = 17{,}84\ Ом.$$

Қосу жолақтарының кедергісі:

$$r_{п\Sigma} = 0{,}366\frac{\rho_э}{nc\eta}\lg\frac{2nc}{bt,} \qquad (7.6)$$

мұндағы b –жолақтардың ені, м.

$$r_{п\Sigma} = 0{,}366\frac{100}{3\cdot 5\cdot 0{,}67}\lg\frac{2\cdot 3\cdot 5}{0{,}04\cdot 0{,}7} = 11{,}03\ \text{Ом}.$$

Жерлендіргіштің жалпы кедергісі:

$$r_{общ} = \frac{r_{в\Sigma} r_{п\Sigma}}{r_{в\Sigma} + r_{п\Sigma}}, \qquad (7.7)$$

$$r_{общ} = \frac{17{,}84\cdot 11{,}03}{17{,}84 + 11{,}03} = 6{,}82\ \text{Ом}.$$

Жерлендіргіштің импульті кедергісі:

$$r_{и.з} = \alpha_и r_{общ}, \qquad (7.8)$$

мұндағы $\alpha_и$ – импульсті коэффициент ($\alpha_и = 0{,}75$ [1]).

$$r_{и.з} = 0{,}75\cdot 6{,}82 = 5{,}12\ \text{Ом}.$$

Жайратқыштың жерлендіргішінің рұқсат етілгіен импульсті кедергісі $r_{доп}$=10 Ом [2] бойынша. 5,12 Ом < 10 Ом болғандықтан, жерлендіргіш ЭҚЕ талаптарына сәйкес келеді және ҚС орнатуға қабылданады.

7.2 Жерлендіргіш құрылғыларын есептеу

[2] ЭҚЕ сәйкес 35 кВ электр қондырғыларындағы жерлендіргіш құрылғылар рұқсат етілген жанасу кернеуіне немесе жерлендіргіш құрылғынаың кедергісіне $R_з \le 0{,}5$Ом қарай орындалады.

Рұқсат етілген кедергі $R_з \le 0{,}5$Ом бойынша есептеу өткізгіштік материалының өтелмейтін асқын шығынына және табиғи жерлендіргіштер жоқ, ауданы кіші ҚС үшін жерлендіргіш құрылғыларының құрылысы кезінде еңбек шығынына әкеледі. 100 кВ және одан жоғары ТҚ пайдалану тәжірбиесі $R_з$ шамасынан басқа жанасу кернеуін нормалауға көшуге мүмкіндік береді.

Жанасу кернеуінің нормасы бойынша орындалған жерлендіргіш құрылғылары жылдың кез келген уақытында жанасу кернеуін $U_{пр}$ ҚС барлық аумақ шегінде нормаланған мәнге дейін шектеуді қамтамасыз етеді, ал жерлендіргіш құрылғыларындағы кернеу $U_з$ 10 кВ жоғары болмауы керек.

35 кВ және одан жоғары қондырғылар үшін жерлендіргіш құрылғылары вертикаль жерлендіргіштерден, қосылу жолақтарынан, жабдықтың бойынша

орнатылған жолақтардан және көлденең бағытта төселетін түзулегіш жолақтардан орындалады.

Жерлендіргіш құрылғыларға рұқсат етілген жанасу кернеуі бойынша есептеу жүргіземіз.

Жанасу кернеуі әсерінің есептік ұзақтылығы:

$$\tau_в = 0{,}01 + t_{пв}, \qquad (7.9)$$

мұндағы $t_{п.в.}$ – ажыратқыштың толық ажырау уақыты (таңдалған ажыратқыш үшін бұл уақыт $t_{п.в.}$ =0,08 с).

$$\tau_в = 0{,}01 + 0{,}08 = 0{,}09\,с.$$

$\tau_в$=0,09 с үшін ең жоғарғы рұқсат етілген жанасу кернеуі

$$U_{пр.доп} = 1{,}5 \cdot \rho_ч \cdot I_к + I_ч + r_х = 1{,}5 + 83{,}5 \cdot 0{,}75 + 0{,}75 \cdot 1000 = 844 \text{ В}$$

Жанасу коэффициенті:

$$k_п = \frac{M\beta}{\left(\frac{\ell_в L_г}{a\sqrt{S}}\right)^{0{,}45}}, \qquad (7.10)$$

ұндағы $\ell_в$ – вертикаль жерлендіргіштің ұзындығы, м ([1] бойынша $\ell_в$=5м);

$L_в$ –горизонталь жерлендіргіштің ұзындығы, м ($L_в$ =980,2 м);

а – вертикаль жерлендіргіштер арасындағы қашықтық, м (а=10м);

S – жерлендіргіш құрылғыларының ауданы, м^2, ($S = 4800$ м^2);

M – ρ_1 / ρ_2 тәуелді есептік параметрі;

ρ – жер қабатының меншікті кедергісі, Ом·м;

β – адам денесінің кедергісі $R_ч$ және табаннан $R_с$ токтың ағу кедергісі бойынша анықталатын коэффициент.

$$\beta = \frac{R_ч}{R_ч + R_с}, \qquad (7.11)$$

$$R_с = 1{,}5\rho_1 = 1{,}5 \cdot 130 = 195 \text{ Ом};$$

$$\beta = 1000/(1000 + 195) = 0{,}837;$$

$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{130}{100} = 1{,}3$ үшін M=0,536 [1].

$$k_п = \frac{0,536 \cdot 0,837}{\left(\frac{5 \cdot 980,2}{10 \cdot \sqrt{4800}}\right)^{0,45}} = 0,169$$

Жерлендіргіштегі потенциал:

$$U_з = \frac{U_{пр.доп}}{k_п} = \frac{500}{0,169} = 2958,6В \qquad (7.12)$$

2958,6 В < 10000 В, бұл рұқсат етілгеннен төмен.

Жерлендіргіш құрылғыларының рұқсат етілген кедергісі:

$$R_{з.доп} = \frac{U_з}{I_з}, \qquad (7.13)$$

мұндағы $I_з$ – жобаланатын жерлендіргіш құрылғыларының бір фазалы ҚТ кезінде жерлендіргіштен ағатын ток, А.

$$I_з = I_{по}^{(1)} \cdot (1 - \frac{X_{от}}{X_{Т1}}), \qquad (7.14)$$

мұндағы $X_{т1}$- трансформаторлардың нөлдік реттіліктеге кедергісі, Ом.

$$I_з = 2,833 \cdot \left(1 - \frac{30,28}{56,87 + 35,71}\right) = 1,906 \text{ кА}.$$

$$R_{з.доп} = 2958,6/1906 = 1,55 \text{ Ом}.$$

Жерлендіргіш құрылғыларының нақты жоспарын есептік моделге түрлендіреміз $\sqrt{S} = \sqrt{4800} = 69,28$ м.

Квадрат жағы бойынша ұяшықтар саны:

$$m = \frac{L_г}{2\sqrt{S}} - 1. \qquad (7.15)$$

$$m = \frac{980,2}{2 \cdot 69,28} - 1 = 6,07$$

m = 6 деп аламыз.

Есептік үлгінің жолақтарының ұзындығы:

$$L'_г = 2\sqrt{S}(m+1). \quad (7.16)$$

$$L'_г = 2 \cdot 69{,}28 \cdot (6+1) = 969{,}92 \text{ м.}$$

Жақтардағы ұяшықтардың ұзындығы:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (7.17)$$

$$b = \frac{69{,}2}{6} = 11{,}55 \text{ м.}$$

Контур периметрі бойынша вертикаль жерлендіргіштердің саны:

$$n_в = 4\sqrt{S}/b. \quad (7.18)$$

$$n_в = 69{,}28 \cdot 4/11{,}55 = 24$$

Вертикаль жерлендіргіштердің жалпы ұзындығы:

$$L_в = \ell_в n_в. \quad (7.19)$$

$$L_в = 5 \cdot 24 = 120 \text{ м.}$$

Салыстырмалы тереңдігі:

$$t_{отн} = \frac{l_d + t}{\sqrt{S},} \quad (7.20)$$

мұндағы t – горизонталь өткізгіштерді орнату тереңдігі, м (t = 0,7 м).

$$t_{отн} = (5+0{,}7)/69{,}28 = 0{,}073$$

$t_{отн.}<0{,}1$ болғандықтан, есептік үлгіге түрлендірілген күрделі жерлендіргіштің жалпы кедергісі:

$$R_з = (0{,}444 - 0{,}84\Gamma_{отн})\frac{\rho_э}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_э}{L'_г + L_в,} \quad (7.21)$$

мұндағы $\rho_э$ – жердің эквивалентті меншікті кедергісі, Ом·м (ρ_1=ρ_2=100 Ом·м [1]).

$$R_з = (0{,}444 - 0{,}84 \cdot 0{,}073) \cdot \frac{100}{69{,}28} + \frac{100}{969{,}92 + 120} = 0{,}444$$

Бұл рұқсат етілгеннен $R_{з.\ доп.}$=0,5Ом төмен.

Жанасу кернеуі:

$$U_{пр} = k_п I_з R_з. = 0{,}169 \cdot 1906 \cdot 0{,}444 = 207{,}44 В \qquad (7.22)$$

Рұқсат етілген мәннен 8,444 В төмен.

Өткізгіштің ең аз рұқсат етілген қимасы термиялық төзімділік шарты бойынша келесі формуламен анықталады:

Горизонталь жерлендіргіштер үшін:

$$q_{ту} = I_з \sqrt{\tau_в} / 136. \qquad (7.23)$$

$$q_{ту} = 1906 \cdot \sqrt{0{,}09} / 136 = 4{,}2 \text{ мм}^2.$$

Вертикаль жерлендіргіштер үшін:

$$q_{ту} = I_з \sqrt{\tau_в} / 68. \qquad (7.24)$$

$$q_{ту} = 1906 \cdot \sqrt{0{,}09} / 68 = 8{,}4 \text{ мм}^2.$$

Механикалық төзімділік шарттары бойынша вертикаль жерлендіргіштер ретінде диаметрі 100 мм^2, қимасы q=78,5 мм^2 домалақ болат прутки қабылданады, ал горизонталь жерлендіргіштер ретінде қимасы q=4x12=48мм^2 болат жолақтарды таңдаймыз.

Найзағайдан қорғаны, жерлендіру және ҚС жарықтандыру дипломдық жобаның сызба бөлігінде көрсетілген.

7.3 Қауіпсіздік техникасы

Жобаланатын нысанның пайдалануы және монтаждауы кезінде мүмкін болатын қауіпті және зиян факторлардың сараптамасы.

Жобалантын 35/10 кВ және 35кВ ӘЖ. ҚС технологиялық өндірісі жоқ құрылғы болып табылады, сондықтан атмосфераға зиян заттардың шығуы жоқ.

Өрттің таралуында және трансформаторлы майдың апатты төгілуінде қоршаған аумақты ластанудан сақтау үшін жоба бір трансформатордан 100% майды ұстап қалатын май қабылдағыштың құрылысы қарастырылады.

Өртке қарсы шаралар және өрттен қорғаныс «Өртке қарсы шаралар, өрт сөндіру жүйесі және энергетикалық аймақтарда өртті анықтау жобасының шарттары бойынша» жобаланған және Қазақстанның энергетика және электрлендіру министрлігімен бекітіліп, Қазақстан ІІМ өрттен қорғаныс басқармасының басшысымен келісілген.

Жөндеу және пайдалану кезінде, құрылыс және жобаланушы ҚС реттелу жұмыстарын ұйымдастыру қауіпсіздігі ЭҚЕ [2] анықталған.

ҚС ашық тарату құрылғыларының (АТҚ) өртке төзімділік деңгейі І. Жобаланатын ҚС бірліктік қуаты бойынша (40 МВА дейін) ІІ топқа жатады, осыған байланысты ҚС өрт су құбыры және сутартқыштар қарастырылмайды. ҚС өрт сөндірудің бастапқы құралдарымен жабдықталған, жерлілікті өрт қызметімен телефонды байланысы бар.

Жобаланатын ҚС жабыдқтарын жөндеу және электрлік монтаждау кезінде механикалық жарақаттан (жаралап алу, жарақат алу), күюден, электрлік токпен зақымдалудан қорғаныс шараларын қолдануы керек. Жарақат алу мүмкіндігі болатын жұмыстар биіктікке көтерілу және ТҚ электр жабдықтарының (айырғыштар, бөлгіштер, қысқа тұйықтағыштар, тіректі оқшаулатқыштар) ауыр бөлшектерін бекітумен байланысты болуы мүмкін. Құрылыс құралымдарына бекітілген әр түрлі аппараттарды орнату үшін цемент ерітінділердың көмегімен ұстағыш құралдарды жоюға болмайды. Жабдықтардың биікке көтерілген барлық элементтері тікелей өз орындарында бекітілуі тиіс.

Айырғыштарды, қысқа тұйықтағыштарды және бөлгіштерді көтеру және қозғау кезінде оларды «қосулы» жағдайға орнату керек, себебі шаппалардың мұндай жағдайында жұмысшылардың кескіш түрдегі пышақты түйіспелермен зақымдалуы мүмкін болмайды.

Камералардың таратушы қалқандарын қозғалту және көтеру кезінде тіреуіш кермелердің көмегімен олардың аударылуының алдын алу керек.

Автоматты жетегі бар ажыратқыштарды және айырғыштарды реттеу процесінде жетектердің қосылуына немесе ажырауына қарсы шаралар қолданылуы керек. Бұл жағдайда электр монтаждау жұмысын орындаушылардың жарақаттануы мүмкін. Бұндай қосылулардың алдын алу үшін электромагнитті жетекті басқару тізбектеріндегі ерітпелі қыстырмалар шешіледі.

Егер реттеу процесінде оперативті токты қосу қажет болса, сақтандырғыш қыстырмаларын барлық адамдарды алыстатқаннан кейін ғана орнатуға рұқсат етіледі.

Трансформатордың шиналауы жөнделгеннен және оның орамдары ТҚ шиналарына қосылғаннан кейін, олардың сыртқы сымдарын қысқа тұйықтау керек және пайдалануға берілмеген трансформатордың кернеуіне жіберу кезінде жерлендіру керек.

Оқшауланған токөткізгіш бөліктерге жанасу және қауіпті жақындауды болдырмау үшін қоршау, бөгет, блоктау арқылыф қол жеткізілмеу қамтамасыз етілуі керек немесе токөткізгіш бөліктерді қол жетпейтін жерге немесе биікте орнату керек.

8 Жобаның технико – экономикалық көрсеткіштері

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.

Бакалаврдың бітіру жұмысының экономикалық бөлімі техникалық тарауларда экономикалық есептеулер көмегімен көрсетілген жобалық әзірлемелерге негізделетін міндетті бөлім болып табылады.

Экономикалық бөлімнің мәтіні АЭжБУ жұмыстарын дайындау талаптары мен стандартына негізделіп жасалуы тиіс және бітіруші жұмысының негізгі бөліміне сәйкес келуі керек.

Бітіруші жұмысында жалпы көлемі 10 беттен аспайтын жобаның қарапайым техникалық-экономикалық негіздемесі жасалады.

8.1 Жобаның техникалық-экономикалық негіздемесінің негізгі ережелері

Әдетте, барлық бітіруші жұмыстар саланың әртүрлі техникалық шешімдерін жүзеге асырумен байланысты болады. Экономикалық көзқарас тұрғысынан олардың негіздемесін төмендегідей қарастыру керек:

1) Техникалық қайта қаруландыру – өндірістің жеке салаларындағы техникалық деңгейді қазіргі заманғы деңгейге көтеру процесі.

2) Жаңғырту – қолданыстағы жабдықтың құрылымына оның техникалық деңгейін арттыратын, техникалық және экономикалық сипаттамалырн жақсартатын маңызды өзгерістерді енгізу.

3) Қайта құру (реконструкция) – техникалық және ұйымдастырушылық қайта жетілдіру, кешенді жаңарту және негізгі қорларды жаңғырту негізінде қолданыстағы өндірісті түпкілікті қайта құру процесі.

4) Энергия үнемдеу бойынша іс-шараларды енгізу.

5) Жаңа құрылыс.

Ғылыми-зерттеу жұмыстарының элементтерін әзірлеуге қатысты бітіруші жұмыстары бұл ережелерді жоққа шығарады (әдістеме төртінші бөлімде келтірілген).

Техникалық шешімдер тиімділік негіздемесі техникалық-экономикалық негіздемені (ТЭН) немесе бизнес-жоспарды жасаумен жүзеге асырылады.

Техникалық-экономикалық негіздеме (ТЭН) – экономикалық тиімділікті зерттеу, жасалынатын инвестициялық жобаның экономикалық көрсеткіштерін талдау және есептеу. Жоба мақсаты жаңа техникалық нысанды (объект) жасау немесе қолданыстағы нысанды қайта құру болуы мүмкін.

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

Алайда, кейде ТЭН-ге технология мен жабдық және оларды таңдау себептерін талдау туралы толық деректер қосымша келтіріліп өтетін жағдайлар да туындайды.

Энергетикада техникалық-экономикалық негіздеме энергетикалық нысанның инвестициялық жобасының техникалық және қаржылық (экономикалық) құрауыштары көрсетілген құжат болып табылады.

Қазақстан Республикасынды және басқа да мемлекеттерде техникалық-экономикалық негіздеме термині ресми түрде қабылданған термин, ал оның құрамы инвестициялар негіздемесінің құрамына жақын болады.

Жобада жобаланатын ҚС 10 кВ (0,38 кВ) шиналарынан жіберілетін электр энергия құнын есептеу керек. Есептеу үшін бастапқы мәндер [13]:

- жобада қабылданған электрмен жабдықтау сұлбасы;
- максималды жүктемені қолдану сағат саны ($T_{мах}$=3500 сағ);
- энергия шығынының сағат саны τ, сағат (τ = 2200 сағат);
- 10 кВ шиналардан жіберілетін электр энегияның құны, теңге/кВт·сағ.

Электр энергияны жіберудің толық өзіндік құны

Жіберудің толық өзіндік құны $С_{пол}$ келесідей анықталады [13]:

$$С_{пол} = С_{эксп} + С_{пот}, \quad (8.1)$$

мұндағы $С_{эксп}$ – электр тораптарын жөндеу, қызмет көрсетуге пайдалану шығындары, теңге/жыл;

$С_{пот}$ – электр энергия шығынының құны, теңге/жыл.

Пайдалану шығындары келесі жұмсалымдардан тұрады:

$$С_{экс} = С_{АМ} + С_{з.п} + С_{об} + С_{ос}, \quad (8.2)$$

мұндағы $С_{АМ}$ - амортизациялық аударымдар, теңге/жыл;

$С_{з.п}$ - еңбек ақысына жұмсалатын шығындар, теңге/жыл;

$С_{об}$ – жабдықтарға қызмет көрсетуге жұмсалымдар, теңге/жыл;

$С_{ос}$ - қоғамдық жұмсалымдар, теңге/жыл.

$С_{эксп}$ =1077+7728+298,8+2158,32=12672,57 мың.теңге/жыл.

Амортизациялық аударымдар.

Амортизацияға жұмсалымдар:

$$С_{АМ} = С_{р} + С_{к.р}, \quad (8.3)$$

мұндағы $С_{р}$ – реновацияға (қалпына келтіруге) жұмсалымдар, теңге/жыл;

$С_{к.р.}$ – күрделі жөндеуге жұмсалымдар, теңге/жыл.

Реновация (қалпына келтіру) негізгі қорларды толық қалпына келтіру болып табылады. $С_{АМ}$ мәні келесі формуламен анықталады:

$$С_{АМ} = \frac{Р_{АМ}\%}{100} \cdot К, \qquad (8.4)$$

мұндағы: $Р_{ам\%}$ - амортизациялық аударымдардың нормасы;
К – нысанға салынатын қаржы салымдары, теңге/жыл.
$Р_{ам\%}$ мәнін [13] бойынша алуға болады.

$$С_{АМ.ВЛ–10} = \frac{3,5}{100} \cdot 8500 = 297,5 \text{ мың.теңге;}$$

$$С_{АМ.ПС–110/10} = \frac{6,3}{100} \cdot 8500 = 535,5 \text{ мың.теңге;}$$

$$С_{АМ.ПС–110} = \frac{2,8}{100} \cdot 9200 = 238 \text{ мың.теңге;}$$

$$С_{АМ} = 297,5 + 535,5 + 238 = 1077 \text{ мың.теңге.}$$

Еңбек ақысы.
Еңбек ақыға жұмсалатын шығындар келесілерден тұрады:

$$С_{з.п} = С_{з.п.осн} + С_{з.п.доп} + С_{с.с}, \qquad (8.5)$$

мұндағы $С_{з.п.осн}$ -негізгі еңбек ақы, теңге/жыл;
$С_{з.п.доп}$ - қосымша еңбек ақы, теңге/жыл.
$С_{с.с}$ – арнайы сақтандыруға және зейнетақы қорына аударымдар, теңге/жыл.
Негізгі еңбек ақы $С_{з.п.осн}$ келесі формуламен анықталады:

$$С_{з.п.осн} = n_{пр} + С_{ср}, \qquad (8.6)$$

мұндағы $n_{пр}$ –өндірістік қызметкерлеодің саны, адам.
$С_{ср}$ – жылдағы орташа еңбек ақы, теңге/жыл.

$$С_{ср} = 64 \cdot 12 = 768 \text{ мың теңге.}$$

Сонда

$$С_{з.п.осн} = 7 \cdot 768 = 5376 \text{ мың теңге.}$$

Қосымша еңбек ақы келесі формуламен анықталады:

$$C_{з.п.доп} = (0{,}1 - 0{,}15) \cdot C_{з.п.осн} \text{ тенге/жыл.}$$

$$C_{з.п.доп} = 0{,}155376 = 806{,}4 \text{ мың.тенге.}$$

Әлеуметтік сақтандыруға және зейнетақы қорына аударымдар:

$$C_{с.с} = b \cdot (C_{з.п.осн} + C_{з.п.доп}) \text{ тенге/жыл} \quad (8.7)$$

мұндағы b – мемлекеттік органдардың нормативі бойынша әлеуметтік сақтандыру мен зейнетақы қорына аударымдардың үлесі,

$$C_{с.с} = 0{,}25 \cdot (5376 + 806{,}4) = 1545{,}6 \text{ мың.тенге.}$$

$$C_{с.п} = 5376 + 806{,}4 + 1545{,}6 = 7728 \text{ мың.тенге.}$$

Жабдықтарға қызмет көрсетуге шығындар

Бұл жұмсалымдар ағымдағы жөндеулер, қосамша материалдардың құнығ сыртқы ұйымдардың қызметі және басқа шығандардан тұрады:

$$C_{обс} = b \cdot C_{АМ} \quad (8.8)$$

мұндағы b=0,2-0,3 (төменгі кернеу тораптары үшін үлкен мәндер алынады).

$$C_{обс} = 0{,}25 \cdot 1077 = 259{,}25 \text{ мың тенге.}$$

Қоғамдық жұмсалымдар

Қоғамдық жұмсалымдар келесі формуламен анықталады:

$$C_{ос} = n_{рау} \cdot C_{рау} + \gamma \cdot (C_{АМ} + C_{обс}) \quad (8.9)$$

мұндағы $n_{рау}$ – басқару аппаратындағы жұмыскерлердің саны;

$C_{ср.рау}$ – басқару апаратындағы жұмыскерлердің орташа еңбек ақысы, тенге/жыл;

γ - 0,025-0,05 тең алынатын коэффициент,

$$C_{ос} = 1 \cdot 960 + 0{,}04 \cdot (1077 + 269{,}25) = 2073{,}85 \text{ мың тенге.}$$

Электрэнергия шығынының құны

Электр энергия шығынының құны келесі формуламен анықталады:

$$C_{пот} = \Delta A \cdot \alpha, \qquad (8.10)$$

мұндағы ΔА – электр энергияның жылдық шығындары, кВт·сағ;

α –электр энергияға меншікті шығындар, теңге/жыл.

Энергияның жалпы шығындары ΔА ӘЖ сымдарындағы шығындар мен $\Delta A_{ӘЖ}$ және трансформатордағы шығындардан $\Delta A_{тр}$ тұрады.

ӘЖ сымдарындағы шығындар келесі формуламен анықталады:

$$\Delta A_{эж} = \sum \left(\frac{S_i}{U_н^2} \cdot r_{oi} \cdot \ell_i \right) \cdot \tau \cdot 10 - 3, \qquad (8.11)$$

мұндағы і – желінің есептік бөлігінің нөмірі;

n – телімдер саны;

Si – і-ші телімдегі есептік қуат, кВА;

$U_н$ – ӘЖ номиналды кернеуі, кВ;

r_{oi} , l_i – і- ші телімнің меншікті активті кедергісі (Ом/км) және ұзындығы (км);

τ – шығын уақыты. (сағ). Тораптың жеке элементтері үшін орташа мәні:

трансформатордағы энергия шығындары келесі формуламен анықталады, кВт·сағ.

$$\Delta A_{тр} = \Delta P_{ст} \cdot 8760 + \Delta P_м \frac{S_{рас}}{S_{ном}} \cdot \tau, \qquad (8.12)$$

мұндағы Δ $P_{ст}$, $\Delta P_м$ – трансформатор мысындағы және болаттағы шығындар, кВт;

$S_{рас}$, $S_н$ – трансформатордың есептік және номинады қуаты, кВА.

Трансформатордағы электр энергия шығындары анықталады:

Шығындардың құны:

$$C_{пот} = 1190153 \cdot 1{,}2 \cdot 10 - 3 = 1488 \text{ мың.теңге.} \qquad (8.13)$$

Жіберілетін электр энергияның 1 кВт·сағ толық құны.

Жіберілудің толық құны q келесі формуламен анықталады:

$$q = \frac{C_{пол}}{A_{п.о}} \qquad (8.14)$$

мұндағы $C_{пол}$ – жіберілудің толық құны, теңге;

$A_{п.о}$. – электр энергияның пайдалы жіберілуі, кВт·сағ.

$A_{п.о}$ мәні келесі формуламен анықталады:

$$A_{п.о} = S_{расч} \cdot \cos\varphi \cdot T_{мах} - \Delta A, \qquad (8.15)$$

мұндағы $S_{расч}$ – желі басындағы есептік қуаты;
$\cos\varphi$ – қуат коэффициентінің орташа мәні (0,8-0,85);
$T_{мах}$ – жүктеме максимумын қолдану сағат саны, сағ.

$$A_{п.о} = 2500 \cdot 0{,}8 \cdot 3500 - 449051 = 15562247 \text{ кВт·сағ.}$$

$$C_{пол} = 12672{,}6 + 1488 = 14160{,}6 \text{ мың.теңге.}$$

$$q = \frac{14160{,}6}{15562247} = 0{,}90 \text{ теңге/кВт·сағ.}$$

ҚС 10 кВ (0,38 кВ) шиналардан жіберілетін электр энергияның өзіндік құны келесі формула бойынша анықталады:

$$q_{отп} = q_c + q \qquad (8.16)$$

мұндағы q_c – ҚР энергетикалық жүйесінде электр энергияның орташа шығыны, (q_c=1,25 теңге/кВт·сағ, директивті материалдар бойынша алынған).

$$q_{отп} = 1{,}25 + 0{,}90 = 2{,}15 \text{ теңге/кВт·сағ,}$$

Банк несиесін алған кезде ҚС 10 кВ (0,38 кВ) шинасынан электр энергия құны келесі формуламен анықталады:

$$\beta = \frac{E_б \cdot n_б \cdot K}{A_{п.о} + q_c + q} \qquad (8.17)$$

мұндағы $E_б$ – күрделі қаржы салымдарының өтелімділік коэффициенті;
$n_б$ – банк несиесі бойынша пайыздарды қайтарудың жылдық нормасы;
К – банк несиесі, теңге.

$$\beta = \frac{0{,}9 \cdot 0{,}25 \cdot 9{,}2 \cdot 106}{15562247 + 1{,}25 + 0{,}9} = 2{,}28 \text{ теңге/кВт·сағ,}$$

ҚС 10 кВ (0,38 кВ) шиналарынан жіберілетін электр энергия құны:

$$\beta_1 = \beta + m \cdot \beta \qquad (8.18)$$

мұндағы m – рентабелділік деңгейі, с.б.

$$\beta_1 = 2{,}28 + 0{,}2 \cdot 2{,}28 = 2{,}74 \text{ тенге/кВт·сағ},$$

ҚС 10 кВ (0,38 кВ) шиналарынан жіберілетін электр энергия құны, құнға қосылатын салықпен бірге:

$$\beta_{11} = \beta_1 + m_1 \cdot \beta_1 \qquad (8.19)$$

мұндағы m1 -НДС құраушысы, с.б..

$$\beta_{11} = 2{,}74 + 0{,}1 \cdot 2{,}74 = 3{,}014 \text{ тенге/кВт·сағ},$$

Қауіпті бағалау

Өндірістік, нарықтық және қаржылық қауіптерді болдырмау үшін қауіптің факторларын оқу керек, ол үшін сызба тәсілі қолданылады.

Сызбаны тұрғызу үшін келесі шамалар тұрғызылады:

Тұрақты жылдық ұсталымдар:

$$И_{пост} = С_{АМ} + С_{зп} + С_{ос} + С_{б} \qquad (8.20)$$

мұндағы $С_{АМ}$ - амортизацияға шығындар;

$С_{зп}$ – еңбек ақыға шығындар, әлеуметтік және зейнетақы қорына аударымдармен бірге;

$С_{ос}$ – қоғамдық жұмсалымдар;

$С_{б}$ – банк несиесі бойынша ақшаны қайтарудың жылдық соммасы.

$$И_{пост} = 1159{,}2 + 9056{,}6 + 2158{,}32 + 1656 = 14029{,}77 \text{ мың.тенге.}$$

Жылдық ауыспалы шығындар:

$$И_{пер} = С_{пот} + q_c + А_{п.о} \qquad (8.21)$$

мұндағы: $С_{пот}$ – электр энергия шығынының құны;

q_c – энергетикалық жүйеде электр энергияға меншікті шығындар;

$А_{п.о.}$ – жылдық пайдалы жіберілген электр энергия, кВт·сағ.

$$И_{пер} = 1725{,}88 + 1{,}25 + 15371691 \cdot 10 - 3 = 20940{,}5 \text{ мың.тенге.}$$

$С_{пр}$ - өнімнің құны, тенге/жыл;

$С_{рп}$ – іске асқан өнімнің жылдық құны (электр энергия), тенге/жыл.

$$С_{рп} = \beta_1 \cdot А_{п.о} = 2,78 \cdot 15371691 \cdot 10 - 3 = 42733,3 \text{ мың.тенге.}$$

Электр энергияны тасымалдау рентабелділігі келесі формуламен анықталады:

$$Р = \frac{ВП}{И_{пот} + И_{пер}} \cdot 100\% \qquad (8.22)$$

мұндағы: біліктік пайда (ВП= $С_{рп}$ - $И_{посТ}$ - $И_{пер}$)

$$ВП = \frac{4273,3}{20940,5 + 14029,27} \cdot 100\% = 7763 \text{ мың тенге,}$$

$$Р = \frac{7763}{20940,5 + 14029,77} = 22\%.$$

Электр энерпгияны тасымалдаудың жылдық пайдасы келесі формуламен анықталады:

$$П_р = (\beta_1 - \beta) \cdot А_{п.о} \qquad (8.23)$$

$$П_р = (2,74 - 2,28) \cdot 15371691 \cdot 10 - 3 = 7071 \text{ мың тенге.}$$

Қорытынды

Жұмыс барысында Алматы облысы, Еңбекші Қазақ ауданының тұтынушыларын электрмен жабдықтау үшін төмендеткіш қосалқы станция жоспарланды.

Жобада күштік рансформаторларға таңдау, трансформаторлардың, жоғары вольтті аппараттардың, ток өткізгіш бөліктердің және ҚС басқа жабдықтарының қуатын таңдау бойынша технико-экономикалық есептеу жүргізілді.

Жүргізілген есептеулердің нәтижесінде КТПБ – 35/10-5-М-2х1000-59У1 типтегі блоктардан тұратын типтік кешенді трансформаторлы ҚС қабылданды.

Тақырыпты жасау кезіндегі қорытындылар жобалық және пайдалану тәжірбиесінде қолданылуы мүмкін.

Әдебиеттер тізімі

1. Правила устройства электроустановок. ПУЭ - 4. - М.: Энергия, 2003.- 603с.

2. Правила устройства электроустановок. ПУЭ - 6. - М.: Энергоатомиздат, 2003. - 648 с.

3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. - М.: Энергия, 2003. - 224 с.

4. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.

5. Районная понизительная подстанция 35 - 220 кВ: Методика дипломного проектирования/ Под ред. Мишина Л. А. - Саратов, 1975. - 23 с.

6. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей ВУЗов/ Под ред. Блока В. М. - М.: Высшая школа, 1990. - 308 с.

7. ГОСТ 14209 - 85 (СТ СЭВ 3916 - 82). Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. - М.: Издательство стандартов, 1985. - 30 с.

8. Ульянов С. А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. - М.: Энергия, 1970. - 517 с.

9. Руководящие указания по релейной защите. Релейная защита понижающих трансформаторов 110 - 500 кВ. - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 96 с.

10. Беркович М. А. Автоматика энергосистем. - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 208 с.

11. Модернизированные КТПБ 110/10(6), 110/35/10(6), 110/20 и 35/10(6) различного назначения. Техническое описание и инструкция по монтажу и эксплуатации ОГК.412.070. - Куйбышев, 1982. - 92 с.

12. Кнорринг Г. М. Справочник для проектирования электрического освещения. - Л., 1960. - 342 с.

13. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. РД 34.21.122 - 87/ Минэнерго СССР. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 56 с.

14. Защитное заземление: Методические указания/ Под ред. Паниной О. А. - Саратов, 1995. - 16 с.

15. Справочник по проектированию подстанций 35 - 1150 кВ/ Под ред. Самойлова Я. С. - М.: Энергоатомиздат, 1992. - 302 с.

16. Синягин Н. Н. Система планово-предупредительных ремонтов оборудования и сетей промышленной энергетики. - М.: Энергия, 1978. - 408 с.

17. Инструкция по проектированию силового и осветительного электрооборудования промышленных предприятий. СН 357 - 77. М.: Госстрой СССР, 1977.

18. Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятий. СН 174 - 75. - М.: Госстрой СССР, 1976.