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 Умбеткулов Е.К
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)
_____ «_____» _____ **20___ ж.**
(қолы)

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

Тақырыбы: Алматы облысының, Қарасай ауданындағы 110/10 кВ қосалқы станциясын жобалау
мамандығы бойынша

Орындаған Сатымбай С. Ж 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 Абдимуратов Ж.С.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
_____ «____» _____ 20___ ж.
(қолы)

Мөлшер бақылаушы:
аға оқытушы, Соколова И.С.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
_____ «26» 05 20 16 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 Сатымбай Серікжан Жанартұлы
(аты - жөні)

Жоба тақырыбы Алматы облысының, Қарасай ауданындағы 110/10 кВ қосалқы станциясын жобалау
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 қ.с қосалқа сипаттамасы
2. Қуаттық трансформаторларды таңдау
3. Релелік қорғаныс және автоматтандыру
4. Өмір тіршілік қауіпсіздігі
5. Экономикалық бөлім.

Сызба материалдарының (міндетті түрде дайындалатын сызуларды көрсету) тізімі

1. Қосалқы станциянаң сұлбасы
2. Қосда тұйықтағыш бөлімі сұлбасы
3. Релелік қорғаныс және автоматтандыру

Негізгі ұсынылатын әдебиеттер

1. Правила устройства электроустановок ПУЭ-4-М: Энергия. 2003 - 603с.
2. МУ по расчету эл. нагрузок в сетях 0,38-110кВ с/х назначения. М: Сель энергопроект, 1981
3. Справочник по эл. аппаратом высокого напряжения. Под редакцией Афанасьева В.В. М: Энергоатомиздат, 1987.
4. Найфельд А.Р. заземление, защитные коммутации безопасности М.: Энергоатомиздат, 1985.

Жоба бойынша бөлімшелерге қатысты белгіленген кеңесшілер

бөлімшелер	кеңесші	мерзімі	қолы
Өмірттіршілік қауіпсіздік бөлімі	Абдишуратов Ж.С		
Экономикалық бөлім	Жакупов А.Л.		
Мемлекеттік бақылаушы	Соколова И.С		

Диплом жобасын дайындау

КЕСТЕСІ

№ р/с	Тарау аттары, әзірленетін сұрақтардың тізімі	Жетекшіге ұсыну мерзімдері	Ескерту
1.	Жалпы мәліметтер. Қосалқы станса сұлбасы	25.01.2016	
2.	Негізгі технологиялық шешімдер	1.02.2016	
3.	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., доцент Умбеткулов Е.К
(қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

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

Орындалатын тапсырманы қабылдаған студент _____ Сатымбай С.Ж.
(қолы) (аты -жөні)

Аннотация

Проектирования ПС110/10 кВ вызвано необходимостью перевести часть электрических нагрузок от существующих подстанций и необходимостью разгрузить электрические сети 110 кВ.

Для этого необходимо произвести анализ потребителей в проектируемом районе и расчет электрически нагрузок с учетом роста на проектируемый период 5-7 лет.

Выбор мощности и количества трансформатор на подстанции, главной схемы ввода, коммутационного оборудования и релейной защиты оборудования.

Annotation

Design PS110/10 kV due to the need to transfer part of the electrical load from the existing substations and the need to relieve the electrical network of 110 kV.

To do this, you must make an analysis of the consumer in the projected area and the calculation of electrical loads , taking into account the projected growth in the period of 5-7 years.

Selecting power and quantity of transformer substation , the main input circuit , switching equipment and relay protection equipment.

Андатпа

110/10 кВ қосалқы станциясын жобалау қолданыстағы электрлік жүктемелердің жартысын ауыстыру және 110 кВ электрлік тораптарды жүктен босату қажеттілігімен байланысты.

Ол үшін жобаланатын аудандағы талдау жүргізу және жобаланатын мерзімге 5-7 жыл электрлік жүктемелердің өсуін есептеу керек.

Қосалқы станциядағы трансформаторлар санын және қуатын, бас сұлбаны, қарымталаушы жабыдықтар мен релелік қорғаныс құрылығыларына таңдау жүргізілді.

Мазмұны

Кіріспе…….. 7
1 Электрмен жабдықтау жүйесінің және ауданның қысқаша сипаттамасы ……. 8
2 Электрлік жүктемелерді есептеу ……. 10
2.1. 10 кВ шиналарда электрлік жүктемелерді анықтау ……. 10
2.2 Кернеуі 110/10 кВ күштік трансформаторларды таңдау ……. 19
2.3 110 кВ электр тораптарын есептеу …… 20
2.4 Трансформатордағы кернеу шығынын анықтау …….. 22
3 10 кВ электрлік тораптарды есептеу ……. 25
3.1 10 кВ тораптағы сымдардың қимасын есептеу …… 25
3.2 Сымдардың таңдалған қимасын кернеудің рұқсат етілген шығыны тексеру ……. 28
4 Электрмен жабдықтау сұлбасын таңдау және қысқа тұйықталу тогын есептеу …….. 36
4.1 110/10 кВ ТП трансформаторлы ҚС сұлбасын таңдау …… 36
4.2 Қысқа тұйықталу тогын есептеу ……. 36
5 Электрлік аппараттарды таңдау және оларды ҚТ тогының әсеріне тексеру ……. 46
5.1 Шиналарды таңдау …….. 46
5.2 Қарымталаушы аппараттарды таңдау 48 ……..
5.3 Бақылау – өлшеуіш аспаптарын таңдау …….. 54
6. Релелік қорғаныс ……. 55
6.1 10/0,4 кВ трансформаторларын 10 кВ жағынан қорғау …… 55
6.2 10 кВ ӘЖ қорғау …….. 55
6.3 Кернеуі 110/10 кВ трансформаторларды қорғау…….. 61
6.4. Трансформатордың дифференциалды қорғанысы …….. 62
6.5 Газдық қорғаныс …….. 63
7 Өмір тіршілігі қауіпсіздігі……. 64
7.1 Қосалқы стансалардың қоршаған ортаға әсерін бағалау және талдау..... 64
7.2 Электр қауіпсіздігін қамтамасыз ету. Жерге қосу құрылғысына есеп жүргізу ……. 66
7.3 Жерге қосу құрылғысына есеп жүргізу…… 68
7.4 Қосалқы станцияны найзағайдан қорғау……. 70
8 Жобаның технико – экономикалық көрсеткіштері ……. 72
8.1 Жобаның техникалық-экономикалық негіздемесінің негізгі ережелері…….. 72
8.2 Электр энергия жіберілімінің толық өзіндік құны 73
8.3 Өндірістік жоспар ……. 79
Қорытынды ……. 81
Қолданылған әдебиеттер тізімі …….. 82

Кіріспе

Ауыл шаруашылығындағы өндірістік кәсіпорындарды және елді мекндерді электрмен жабдықтаудың қала мен өнеркәсіпті электрмен жабдықтаумен салыстырғанда өзіндік ерекшеліктері бар. Олардың негізгісі – электр энергиясын республиканың аумағындағы қуаты аз нысандар санына келтіру. Нәтижесінде тораптардың ұзындығы халық шаруашылығының басқа сласындағы шамадан көп есе асады, ал ауыл шаруашылығындағы электрмен жабдықтау құны жалпы электрлендіру құнының 75% құрайды.

Қазіргі уақытта ауыл шаруашылығын орталықтандырылған электрмен жабдықтау жүйесіне ауыстыру тапсырмасы шешілген. Ауыл шаруашылығының барлық нысандары электр энергиясын қолданады, ауылдық елді мекендердегі барлық тұрғын үйлерге электрлік енгізулер кіргізілген. Ауыл шаруашылығындағы электрлік жүктеме келесілердің әсерінен үздіксіз өсуде:

- ауылдық кәсіпорындардың, тұрмыс қызметтерінің және тікелей ауылдық үйлердің қажеттіліктеріне электр энергия шығындарының өсуі;
- фермаларды электрлендіру және механизациялау деңгейінің өсуі.

Ауылдық тұтынушылардың электр тұтынылуы 1998 – 2001 жылдармен салыстырғанда жоғарылаған. Ауылдық тораптарда жаңа құрылыстар қосалқы станциялар (ҚС) және әуе желілерін (ӘЖ) жүйелік қайта жөндеумен ауыстырылады. Қайта жөндеу кезінде ауылдық тұтынушыларды электрмен жабдықтау сенімділігін жоғарылату бойынша іс шаралар енгізілуі керек. Ол іс шаралар аса қатты дамымаған. Сонымен қатар кернеу тұрақтылығы туралы сұрақтар да қарастырылуы керек. Трансформациялану санының көптігі электрлік желілердегі сымдардың экономикалық тиімді қимасын таңдау кезінде кернеу шығыны көп болады және тұтынушыларда кернеудің ауытқуын тудырады.

Сондықтан, электр энергияның ауылдық тұтынушыларының кернеу сапасына қоректі электрлік жүйелерден алған кезде қол жеткізіледі, мысалы кернеуді реттеу құралдарын, бірінші кезекте кернеу астындағы трансформатор шықпаларында ауыстырып-қосқыштарды қолдану арқылы. Кернеудің жоғарғы сапасын қамтамасыз ету үшін құралдардың қымбаттылығына байланысты ауылдық тораптарда кернеудің ауытқуларына рұқсат етіледі.

1 Электрмен жабдықтау жүйесінің және ауданның қысқаша сипаттамасы

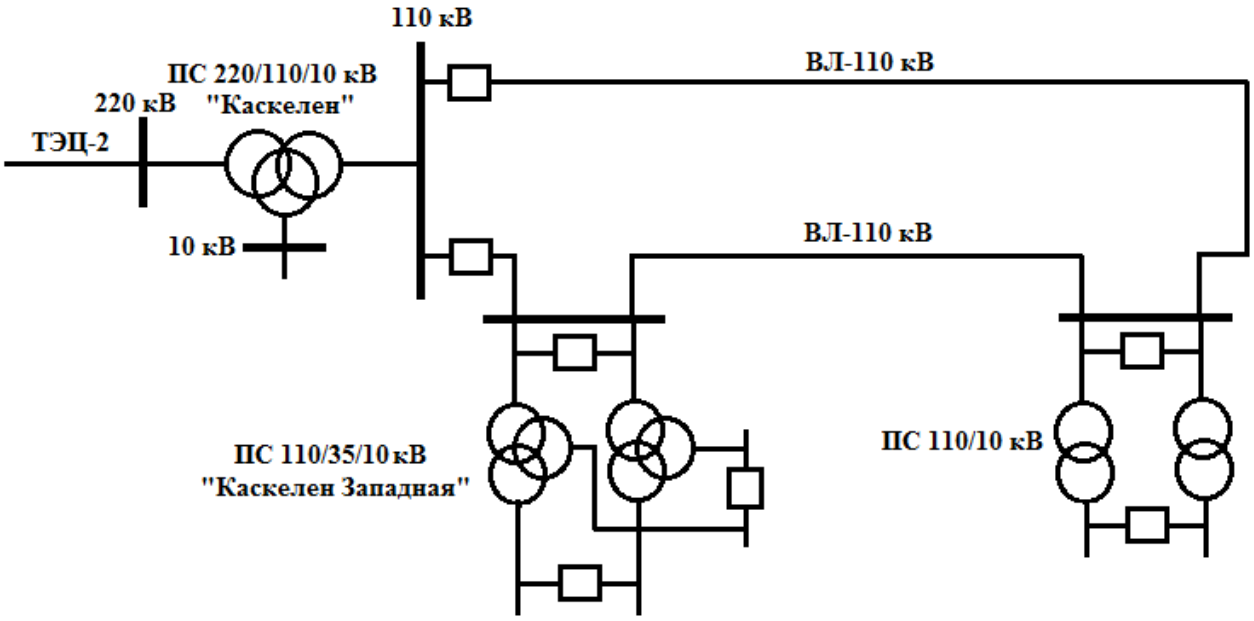
Жобалауға берілген тапсырмада 110/10 кВ қосалқы станцияны (ҚС) жобалау үшін арнайы тұтынушыларға талдау жүргізу қажет. Тұтынушылар қажетті электр энергияны 10 кВ желі бойынша алады деп жоспарланады.

Жобаланатын ҚС Алматы облысының шығыс бөлігінде орналасқан. Ауданның ауа райы бір қалыпты: жазғы уақыттағы орташа температура шамамен +24…+26°С, ал қысқы уақытта - 18…-23°С. Жер бедері тасты, кейбір жерлерде жыралар кездеседі. Бір жылдағы найзағайлы күндердің саны шамамен 10 – 12 күн. Көк тайғақты құбылыстар күзде және қыста пайда болады. көктайғақ қабырғасының қалыңдығы *в*=5 мм, желдің орташа жылдамдығы υ=21 м/сек. Жердің негізгі түрі – тасты балшық. ҚС электрмен жабдықтау 220/35/10 кВ «Қаскелең» трансформаторлы ҚС іске асады, ол өз кезегінде ЖЭО-2 қоректенеді.

Аймақта тұрғын үй кешендерінің құрылысы жүргізуде, сонымен қатар өндірістік және сауда кешендерінің құрылысы жоспарлануда.

Жоспарланатын ҚС 10 кВ электр тораптары бойынша электр энергия тұтынушыларының он орнын электрмен жабдықтау қарастырылады.

10 кВ әуе желісінің (ӘЖ) жалпы ұзындығы шамамен ℓ= 46 км. Таратушы желілерден қоректі кернеуі 10/0,4 кВ және жалпы орнатылған қуаты 8929 кВА 37 трансформаторлы ҚС алады.



1.1 сурет – Электрлік тораптың сұлбасы

Жобаланатын № 82А «Жаңа Тұрмыс» ҚС кернеуі 110/10 кВ өтпелі болып табылады және 220/110/10 кВ «Қаскелен» трансформаторлы ҚС

қоректенеді, «АЖК» АҚ Қарасай АЭТ теңгерімінде болады. жобаланатын ҚС қоректендіретін желі 110 кВ кернеуге бір тізбекті болып табылады.

110 кВ – ӘЖ бастап жақындағы қоректендіргіш трансформаторлы ҚС дейінгі қашықтық шамамен 9,8 км құрайды. Желі темір бетонды тіректерде АС – 185 сымдарымен орындалған.

Ауылдық елді мекендерді және ауылшаруашылықтағы өндірістік нысандарды электрмен жабдықтаудың қазіргі сұлбасының кемшіліктері:

- бір ғана күштік трансформатор болғандықтан электрмен жабдықтау сенімділігінің талаптарына сәйкес келмейді,
- 110 кВ қоректендіргіш торап және кернеуі 10 кВ таратушы тораптар 50 жылдары тұрғызылған, өткізгіштік қабілеті нашар және тұтынушылардағы кернеудің нормативті ауытқуын қамтамасыз ете алмайды;
- кейбір 10 кВ – ӘЖ релелік қорғаныс құрылғылары жоқ.

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

- 110/10 кВ күштік трансформаторларды орнату;
- электрмен жабдықтау сенімділігін жоғарылату бойынша құралдарды және таратушы тораптарда релелік қорғаныс құрылғыларын орнаъту.

2 Электрлік жүктемелерді есептеу

2.1. 10 кВ шиналарда электрлік жүктемелерді анықтау

Ауылдық аудандардағы электр тораптарынан электр энергиясының әр түрлі тұтынушылары қоректенеді, оларға арнайы аумақта орналастырылған және технологиялық процестермен біріктірілген электр энергияның қабылдағыштары жатады.

ҚС электрлік желісін жобалау үшін жеке тұтынущылардың немесе тұтынушылар топтарының жүктемелерін білу керек.

Электрлік жүктеме үздіксіз өзгеріп тұратын шама: бір тұтынушылар қосылады және біреуі ажыратылады.

Электр энергиясының ауыл шаруашылықтағы тұтынушыларының есептік жүктемелері тұтныушы кірмелеріндегі біруақыттық коэффициенті мен тұтынушының сипатына байланысты жүктеменің өсу коэффициентінің мәндерін қолдану арқылы анықталады, олардың мәндері төменде келтірілген.

10/0,4 кВ ҚС есептік жүктемесі есептік мерзімнің соңында келесі формула бойынша анықталады [1]:

$$S_р = S_{изм} \cdot k_р, \qquad (2.1)$$

мұндағы $S_{изм}$ – қолданыстағы электрлік жүктеме, кВА;

$k_р$ – жүктеменің өсу коэффициенті.

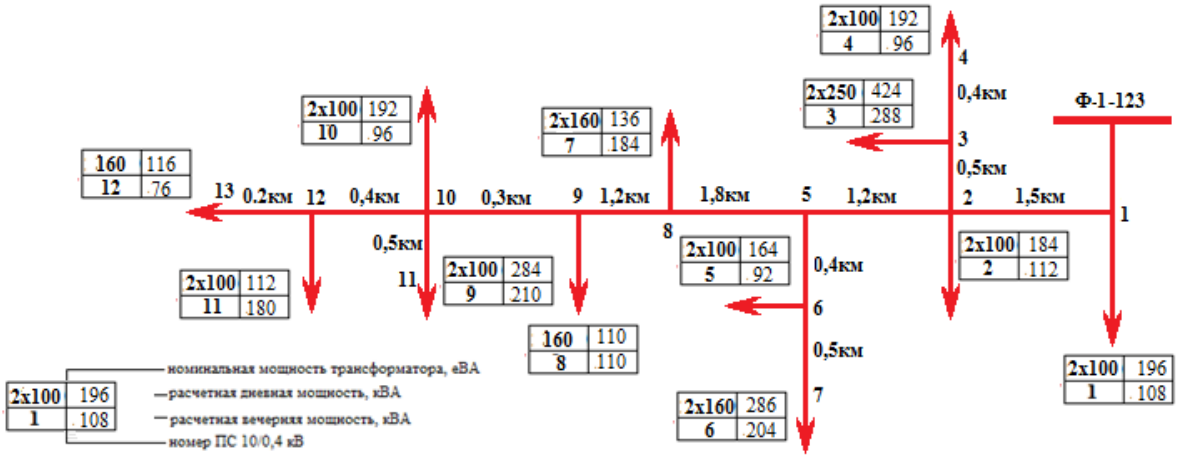
Қолданыстағы трансформаторлы ҚС үшін жүктеменің өсу коэффициентінің мәні ($k_р$) жүктеменің түріне байланысты [1] сәйкес:

- коммуналды – тұрмыстық – 1,3;
- өндірістік – 1,4;
- аралас – 1,4.

Электрлік жүктемелерді есептеу үшін бастапқы мәндері: тұтынулылардың кірмелеріндегі есептік жүктеменің мәндері мен біруақыттық коэффициенті болып табылады, олар электр қабылдағыштарының санына байланысты арнайы кестелер бойынша алынады.

Қолданыстағы Ф-1-123 ӘЖ қосалқы станциясынан сұлбаны есептік сұлбаға келтіреміз (2.1 сурет), онда 5-7 жыл есептік мерзімдегі жүктеменің өсу коэффициентімен есептік жүктемелер келтірілген.

Сұлбадағы шартты белгілер келесілерді білдіреді:



2.1 сурет – Тұтынушыларды Ф-1-123 электрмен жабдықтау сұлбасы

Есептік күндізгі максимал жүктеме

$$S_{д12-13}=S_{д13}=116 \text{ кВА}$$

$$S_{д10-12}=Д_{12-13}+\Delta S_{д12}=116+82=198 \text{ кВА}$$

$$S_{д10-11}=S_{д11}=284 \text{кВА}$$

$$S_{д9-10}=S_{10-12}+\Delta S_{д10-12}=294+168=462 \text{ кВА}$$

$$S_{д8-9}=S_{д9-10}+\Delta S_{д9}=462+80=542 \text{ кВА}$$

$$S_{д5-8}=S_{д8-9}+\Delta S_{д8}=542+102=644 \text{ кВА}$$

$$S_{д6-7}=S_{д7}=296 \text{ кВА}$$

$$S_{д5-6}=S_{д6-7}+\Delta S_{д6}=296+122=418 \text{ кВА}$$

$$S_{д2-5}=S_{д5-8}+\Delta S_{д5-6}=644+396=1040 \text{ кВА}$$

$$S_{д3-4}=S_{д4}=192 \text{ кВА}$$

$$S_{д2-3}=S_{д3}+\Delta S_{д3-4}=424+158=582 \text{ кВА}$$

$$S_{д1-2}=S_{д2-5}+\Delta S_{д2-3}+\Delta S_{д2}=1020+480+137=1637 \text{ кВА}$$

$$S_{д0-1}=S_{д1-2}+\Delta S_{д1}=1637+131=1768 \text{ кВА}$$

Есептік кешкі максимал жүктеме

$$S_{B12\text{-}13}=S_{B13}=76 \text{ кВА}$$

$$S_{B10\text{-}12}=S_{B10}+\Delta S_{B12\text{-}13}=180+58=238 \text{ кВА}$$

$$S_{B10\text{-}11}=S_{B11}=210 \text{ кВА}$$

$$S_{B9\text{-}10}=S_{B10\text{-}12}+\Delta S_{B10\text{-}11}+\Delta S_{B10}=238+190+78=506 \text{ кВА}$$

$$S_{B8\text{-}9}=S_{B9\text{-}10}+\Delta S_{B9}=506+80=586 \text{ кВА}$$

$$S_{B5\text{-}8}=S_{B8\text{-}9}+\Delta S_{B8}=586+138=724 \text{ кВА}$$

$$S_{B6\text{-}7}=S_{B7}=204 \text{ кВА}$$

$$S_{B5\text{-}4}=S_{B6\text{-}7}+\Delta S_{B6}=204+67=271 \text{ кВА}$$

$$S_{B2\text{-}5}=S_{B5\text{-}8}+\Delta S_{B5\text{-}6}=724+204=928 \text{ кВА}$$

$$S_{B3\text{-}4}=S_{B4}=96 \text{ кВА}$$

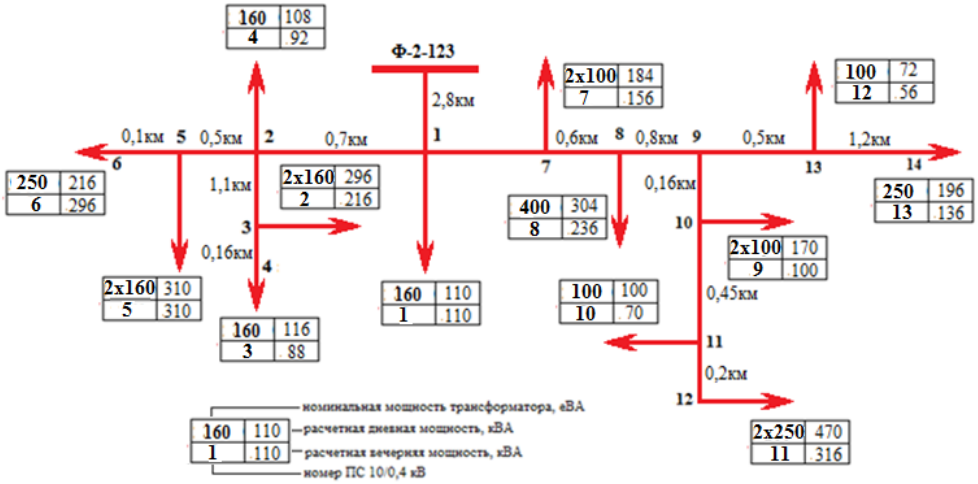
$$S_{B2\text{-}3}=S_{B3}+\Delta S_{B3\text{-}4}=228+72=300 \text{ кВА}$$

$$S_{B1\text{-}2}=S_{B2\text{-}5}+\Delta S_{B2\text{-}3}+\Delta S_{B2}=928+264+82=1274 \text{ кВА}$$

$$S_{B0\text{-}1}=S_{B1\text{-}2}+\Delta S_{B1}=1274+70=1344 \text{ кВА}$$

110/10 кВ ҚС шиналарын, 10 кВ ӘЖ кететін және Ф-2-123 ауыл шаруашылық нысандары мен елді мекендерді электрмен жабдықтауды қамтамасыз ететін электрлік жүктемелерді есептеу.

Электрмен жабдықтаудың қолданыстағы есептік сұлбасын келтіреміз, 2.2 сурет.



2.2 сурет – Тұтынушыларды Ф-2-123 электрмен жабдықтау сұлбасы

Есептік күндізгі максимал жүктеме

$$S_{д13\text{-}14}=S_{д14}=196 \text{ кВА}$$

$$S_{д9\text{-}13}=S_{д13\text{-}14}+\Delta S_{д13}=196+50=246 \text{ кВА}$$

$$S_{д11\text{-}12}=S_{д12}=235 \text{ кВА}$$

$$S_{д10\text{-}11}=S_{д11\text{-}12}+\Delta S_{д11}=235+72=307 \text{ кВА}$$

$$S_{д9\text{-}10}=S_{д10\text{-}11}+\Delta S_{д10}=307+126=433 \text{ кВА}$$

$$S_{д8\text{-}9}=S_{д9\text{-}10}+\Delta S_{д9\text{-}13}=433+184=617 \text{ кВА}$$

$$S_{д7\text{-}8}=S_{д8\text{-}9}+\Delta S_{д8}=617+232=849 \text{ кВА}$$

$$S_{д1\text{-}7}=S_{д7\text{-}8}+\Delta S_{д7}=849+232=1081 \text{ кВА}$$

$$S_{д5\text{-}6}=S_{д6}=216 \text{ кВА}$$

$$S_{д2\text{-}5}=S_{д5}+\Delta S_{д5\text{-}6}=310+198=508 \text{ кВА}$$

$$S_{д3\text{-}4}=S_{д4}=116 \text{ кВА}$$

$$S_{д2\text{-}3}=S_{3}+\Delta S_{д3\text{-}4}=296+85=381 \text{ кВА}$$

$$S_{1\text{-}2}=S_{д2\text{-}5}+\Delta S_{2\text{-}3}+\Delta S_{д2}=508+294+70=872 \text{ кВА}$$

$$S_{д0\text{-}1}=S_{\partial\ 1\text{-}7}+\Delta S_{д1\text{-}2}+\Delta S_{д1}=1081+709+80=1870 \text{ кВА}$$

Есептік кешкі максимал жүктеме

$$S_{В13\text{-}14}=S_{В14}=136 \text{ кВА}$$

$$S_{В9\text{-}13}=S_{В13\text{-}14}+\Delta S_{В13}=136+38=174 \text{ кВА}$$

$$S_{В11\text{-}12}=S_{В12}=316 \text{ кВА}$$

$$S_{В10\text{-}11}=S_{В11\text{-}12}+\Delta S_{В11}=316+52=368 \text{ кВА}$$

$$S_{В9\text{-}10}=S_{В10\text{-}11}+\Delta S_{В10}=368+72=440 \text{ кВА}$$

$$S_{В8\text{-}9}=S_{В9\text{-}10}+\Delta S_{В9\text{-}13}=440+130=570 \text{ кВА}$$

$$S_{В7\text{-}8}=S_{В8\text{-}9}+\Delta S_{В8}=570+170=740\ кВА$$

$$S_{В1\text{-}7}=S_{В7\text{-}8}+\Delta S_{В\,7}=740+116=856кВА$$

$$S_{В5\text{-}6}=S_{В6}=296\ кВА$$

$$S_{В2\text{-}5}=S_{В5}+\Delta S_{В5\text{-}6}=310+228=538\ кВА$$

$$S_{В3\text{-}4}=S_{В4}=88\ кВА$$

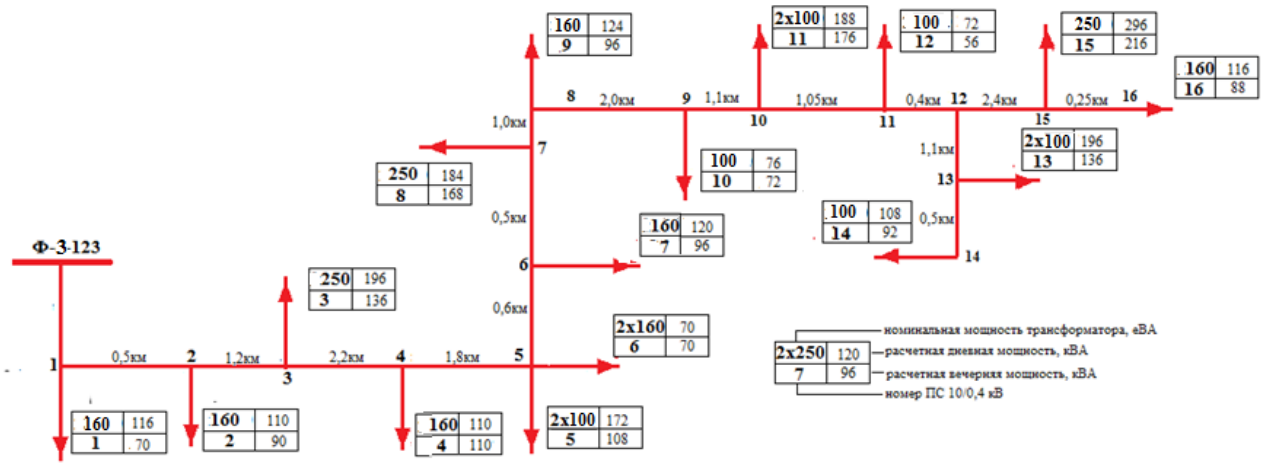
$$S_{В2\text{-}3}=S_{В3}+\Delta S_{В3\text{-}4}=216+64=280\ кВА$$

$$S_{В1\text{-}2}=S_{В2\text{-}5}+\Delta S_{В2\text{-}3}+\Delta S_{В2}=538+212+66=816\ кВА$$

$$S_{В0\text{-}1}=S_{В1\text{-}7}+S_{В1\text{-}2}+S_{В1}=856+636+80=1572\ кВА$$

10 кВ ӘЖ 110/10 кВ ҚС шиналарынан кететін Ф3-123 ауыл шаруашылық нысандары мен елді мекендерді электрмен жабдықтауды қамтамасыз ететін электрлік жүктемелерді есептеу.

Электрмен жабдықтаудың қолданыстағы есептік сұлбасын келтіреміз, 2.3 сурет.



2.3 сурет – Тұтынушыларды Ф3-123 электрмен жабдықтау сұлбасы

Есептік күндізгі максимал жүктеме

$$S_{Д15\text{-}16}=S_{Д16}=116\ кВА$$

$$S_{Д12\text{-}15}=S_{Д15}+\Delta S_{Д15\text{-}16}=296+94=390кВА$$

$$S_{Д13\text{-}14}=S_{Д14}=108\ кВА$$

$$S_{Д12\text{-}13}=S_{Д13}+\Delta S_{Д13\text{-}14}=196+92=288 \text{ кВА}$$

$$S_{Д11\text{-}12}=S_{Д12\text{-}15}+\Delta S_{Д12\text{-}13}=390+230=620 \text{ кВА}$$

$$S_{Д10\text{-}11}=S_{Д11\text{-}12}+\Delta S_{Д11}=620+64=684 \text{ кВА}$$

$$S_{Д9\text{-}10}=S_{Д10\text{-}11}+\Delta S_{Д10}=684+145=829 \text{ кВА}$$

$$S_{Д8\text{-}9}=S_{Д9\text{-}10}+\Delta S_{Д9}=829+63=892 \text{ кВА}$$

$$S_{Д7\text{-}8}=S_{Д8\text{-}9}+\Delta S_{Д8}=892+92=964 \text{ кВА}$$

$$S_{Д6\text{-}7}=S_{Д7\text{-}8}+\Delta S_{д7}=964+140=1104 \text{ кВА}$$

$$S_{Д5\text{-}6}=S_{Д6\text{-}7}+\Delta S_{Д6}=1104+90=1194 \text{ кВА}$$

$$S_{Д4\text{-}5}=S_{Д5\text{-}6}+\Delta S_{ДТП6}+\Delta S_{ДТП5}=1194+42+130=1366 \text{ кВА}$$

$$S_{Д3\text{-}4}=S_{Д4\text{-}5}+S_{Д4}=1366+82=1448 \text{ кВА}$$

$$S_{Д2\text{-}3}=S_{Д3\text{-}4}+S_{Д3}=1448+146=1594 \text{ кВА}$$

$$S_{Д1\text{-}2}=S_{Д2\text{-}3}+\Delta S_{Д2}=1594+82=1676 \text{ кВА}$$

$$S_{Д\,0\text{-}1}=S_{1\text{-}2}+\Delta S_{Д1}=1676+84=1760 \text{ кВА}$$

Есептік кешкі максимал жүктеме

$$S_{В15\text{-}16}=S_{В16}=88 \text{ кВА}$$

$$S_{В12\text{-}15}=S_{В\,15}+\Delta\ S_{В15\text{-}16}=136+62=198 \text{ кВА}$$

$$S_{В13\text{-}14}=S_{Д\,14}=92 \text{ кВА}$$

$$S_{В12\text{-}13}=S_{В\,12}+\Delta\ S_{В13\text{-}14}=136+74=210 \text{ кВА}$$

$$S_{В11\text{-}12}=S_{В12\text{-}13}+\Delta S_{В\text{-}12\text{-}15}=210+150=360 \text{ кВА}$$

$$S_{В10\text{-}11}=S_{В11\text{-}12}+\Delta\ S_{В11}=360+42=402 \text{ кВА}$$

$$S_{В9\text{-}10}=S_{В10\text{-}11}+\Delta\ S_{В10}=402+131=533 \text{ кВА}$$

$$S_{В8\text{-}9}=S_{В10\text{-}11}+\Delta S_{В9}=533+52=585 \text{ кВА}$$

$$S_{В7\text{-}8}=S_{В8\text{-}9}+\Delta S_{В8}=585+70=655 \text{ кВА}$$

$$S_{В5\text{-}6}=S_{В6\text{-}7}+\Delta S_{В7}=655+125=780 \text{ кВА}$$

$$S_{В4\text{-}5}=S_{В5\text{-}6}+\Delta S_{ВТП6}+\Delta S_{ВТП5}=780+25+80=885 \text{ кВА}$$

$$S_{В3\text{-}4}=S_{В4\text{-}5}+\Delta S_{В4}=885+80=965 \text{ кВА}$$

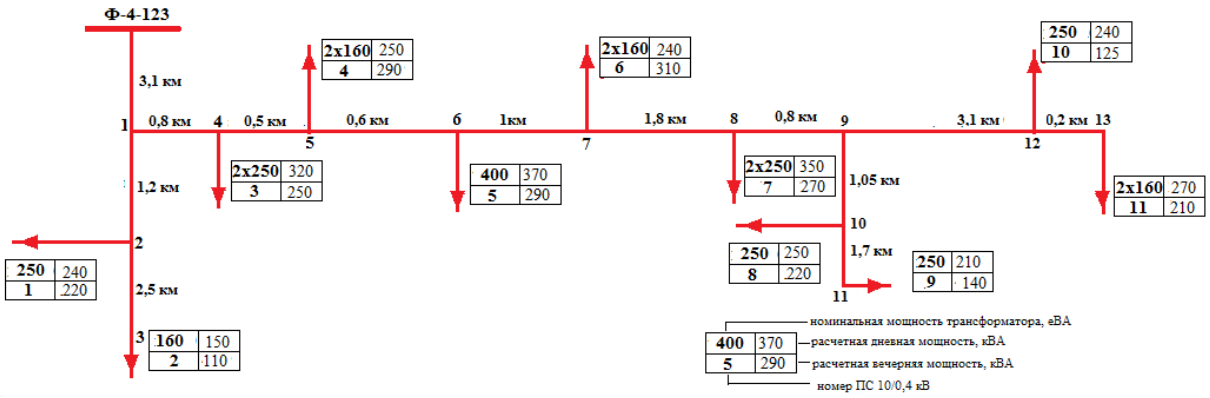
$$S_{В2\text{-}3}=S_{В3\text{-}4}+\Delta S_{В3}=965+101=1066 \text{ кВА}$$

$$S_{В1\text{-}2}=S_{В2\text{-}3}+\Delta S_{В2}=1066+34=1100 \text{ кВА}$$

$$S_{В0\text{-}1}=S_{В1\text{-}2}+S_{ВТП1}=1100+50=1150 \text{ кВА}$$

10 кВ ӘЖ 110/10 кВ ҚС шиналарынан кететін Ф4-123 ауыл шаруашылық нысандары мен елді мекендерді электрмен жабдықтауды қамтамасыз ететін электрлік жүктемелерді есептеу.

Электрмен жабдықтаудың қолданыстағы есептік сұлбасын келтіреміз, 2.4 сурет.



2.4 сурет – Тұтынушыларды Ф4-123 электрмен жабдықтау сұлбасы

Есептік күндізгі максимал жүктеме

$$S_{Д11\text{-}ТП11}=270 \text{ кВА}$$

$$S_{Д9\text{-}11}=S_{Д11\text{-}ТП11}+\Delta S_{ДТП10}=270+155=425 \text{ кВА}$$

$$S_{Д10\text{-}ТП9}=S_{ТП9}=210 \text{ кВА}$$

$$S_{Д9\text{-}10}=S_{ДТП8}+\Delta S_{Д10\text{-}ТП9}=250+180=430 \text{ кВА}$$

$$S_{Д8\text{-}9}=S_{Д9\text{-}10}+\Delta S_{Д\,9\text{-}10}=430+320=750 \text{ кВА}$$

$$S_{Д7\text{-}8} = S_{Д8\text{-}9} + \Delta S_{ДТП7} = 750 + 270 = 1020 \text{ кВА}$$

$$S_{Д6\text{-}7} = S_{Д7\text{-}8} + \Delta S_{ДТП6} = 1020 + 180 = 1200 \text{ кВА}$$

$$S_{Д5\text{-}6} = S_{Д6\text{-}7} + \Delta S_{ТП5} = 1200 + 286 = 1486 \text{ кВА}$$

$$S_{Д4\text{-}5} = S_{Д5\text{-}6} + \Delta S_{Д\ ТП4} = 1486 + 190 = 1676 \text{ кВА}$$

$$S_{Д1\text{--}4} = S_{Д4\text{-}5} + S_{ДТП3} = 1676 + 280 = 1956 \text{кВА}$$

$$S_{Д2\text{-}3} = S_{ДТП3} = 150 \text{ кВА}$$

$$S_{Д1\text{-}2} = S_{Д3} + S_{Д2} = 240 + 120 = 360 \text{ кВА}$$

$$S_{Д\ 0\text{-}1} = S_{1\text{-}4} + \Delta S_{Д\ 1\text{-}2} = 1956 + 320 = 2276 \text{ кВА}$$

Есептік кешкі максимал жүктеме

$$S_{В11\text{-}ТП11} = 210 \text{ кВА}$$

$$S_{В9\text{-}11} = S_{В11\text{-}ТП11} + \Delta S_{ВТП10} = 210 + 85 = 295 \text{ кВА}$$

$$S_{В10\text{-}ТП\ 9} = S_{ТП\ 9} = 140 \text{ кВА}$$

$$S_{В9\text{-}10} = S_{ВТП8} + \Delta S_{Д\ 10\text{-}ТП9} = 220 + 120 = 340 \text{ кВА}$$

$$S_{В8\text{-}9} = S_{В9\text{-}10} + \Delta S_{В9\text{-}11} = 340 + 250 = 590 \text{ кВА}$$

$$S_{В7\text{-}8} = S_{В8\text{-}9} + \Delta S_{В\ ТП7} = 590 + 230 = 820 \text{ кВА}$$

$$S_{В\ 6\text{-}7} = S_{В\ 7\text{-}8} + \Delta S_{В\ ТП6} = 820 + 270 = 1090 \text{ кВА}$$

$$S_{В\ 5\text{-}6} = S_{В\ 6\text{-}7} + \Delta S_{ТП5} = 1090 + 240 = 1330 \text{ кВА}$$

$$S_{В4\text{-}5} = S_{В5\text{-}6} + \Delta S_{В\ ТП4} = 1330 + 240 = 1570 \text{ кВА}$$

$$S_{В1\text{--}4} = S_{В\ 4\text{-}5} + S_{В\ ТП3} = 1570 + 220 = 1790 \text{ кВА}$$

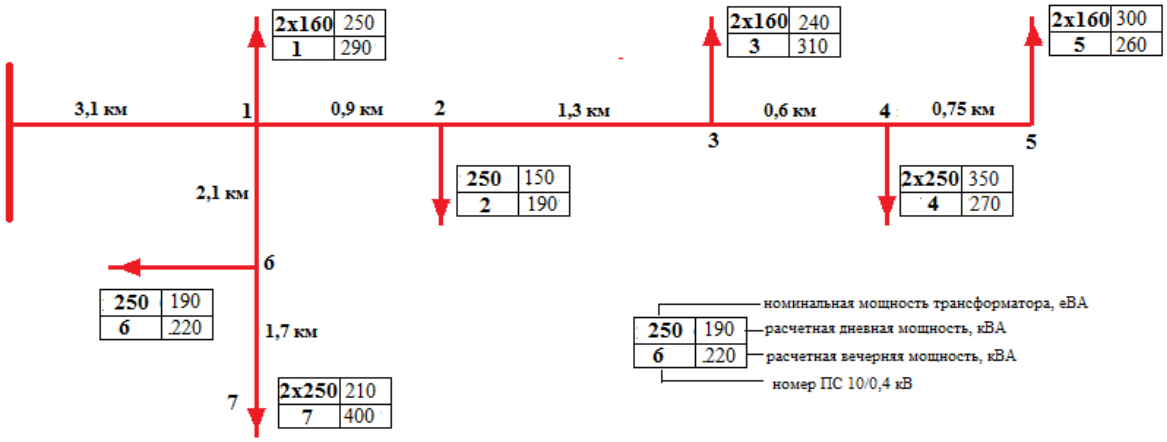
$$S_{В\ 2\text{-}3} = S_{В\ ТП\ 3} = 110 \text{ кВА}$$

$$S_{В1\text{-}2} = S_{В3} + S_{В2} = 220 + 90 = 310 \text{ кВА}$$

$$S_{В\ 0\text{-}1} = S_{\ В1\text{-}4} + \Delta S_{В1\text{-}2} = 1790 + 270 = 2060 \text{ кВА}$$

10 кВ ӘЖ 110/10 кВ ҚС шиналарынан кететін Ф5-123 ауыл шаруашылық нысандары мен елді мекендерді электрмен жабдықтауды қамтамасыз ететін электрлік жүктемелерді есептеу.

Электрмен жабдықтаудың қолданыстағы есептік сұлбасын келтіреміз, 2.5 сурет.



2.4 сурет – Тұтынушыларды Ф5-123 электрмен жабдықтау сұлбасы

Есептік күндізгі максимал жүктеме

$$S_{Д6\text{-}7} = S_{ДТП7} = 210 \text{ кВА}$$

$$S_{Д1\text{-}6} = S_{Д6\text{-}7} + \Delta S_{ТП6} = 210+174 = 384 \text{ кВА}$$

$$S_{Д4\text{-}5} = S_{Д\ ТП5} = 300 \text{ кВА}$$

$$S_{Д3\text{-}4} = S_{Д\ П4} + S_{Д4\text{-}5} = 350 + 230 = 580 \text{ кВА}$$

$$S_{Д2\text{-}3} = S_{Д\ 3\text{-}4} + \Delta S_{ТП3} = 580 + 170 = 750 \text{ кВА}$$

$$S_{Д1\text{-}2} = S_{Д2\text{-}3} + S_{ДП2} = 750 + 110 = 860 \text{ кВА}$$

$$S_{Д\ 0\text{-}1} = S_{1\text{-}6} + \Delta S_{Д\ 1\text{-}2} + \Delta S_{ТП1} = 860+210+185 = 1255 \text{ кВА}$$

Есептік кешкі максимал жүктеме

$$S_{В\ 6\text{-}7} = S_{В\ ТП7} = 400 \text{ кВА}$$

$$S_{В\ 1\text{-}6} = S_{В\ 6\text{-}7} + \Delta S_{ТП6} = 400 + 164 = 564 \text{ кВА}$$

$$S_{В4\text{-}5} = S_{В\ ТП5} = 260 \text{ кВА}$$

$$S_{В3\text{--}4} = S_{В\ П4} + \Delta S_{В4\text{-}5} = 270+196=466\ кВА$$

$$S_{В\ 2\text{-}3} = S_{В3\text{--}4} + \Delta S_{В\ ТП\ 3} = 466+230=696\ кВА$$

$$S_{В1\text{-}2} = S_{В2\text{-}3} + \Delta S_{ВТП2} = 696+134= 830\ кВА$$

$$S_{В\ 0\text{-}1} = S_{\ В1\text{-}2} + \Delta S_{В1\text{-}6} + \Delta S_{ВТП1} = 830 +450+220 = 1500\ кВА$$

110/10 кВ трансформаторлы ҚС есептік жүктемені анықтау

10 кВ – ӘЖ жеке фидерларының есептік максималды күндізгі және кешкі жүтемелері

2.1 кесте – 110/10 кВ ҚС 10 кВ фидерланынан кететін күндізгі және кешкі жүктемелердің есептік мәндері

Фидер атауы	Максимал есептік жүктеме, кВА		Орташа мәні cosφ	
	күндізгі	кешкі	күндізгі	кешкі
Фидер – 1-123	1768	1344	0,78	0,82
Фидер – 2-123	1870	1572	0,78	0,78
Фидер – 3-123	1760	1150	0,77	0,81
Фидер – 4-123	2276	2060	0,8	0,81
Фидер –5-123	1255	1500	0,82	0,8
110/10 кВ ҚС есептік қуат	8929	7626		

Орташа cosφ мәні [1,6] алынған. Желінің жүктемелерін жинақтау қуатты қосу арқылы күндізгі және кешкі максимумдар үшін жеке жүргізіледі.

Желінің есептік жүктемесі өсу динамикасының коэффициентін ескеріп алынады, ол [1,2] сәйкес $k_р$ =1,3.

$$\sum S_д = S_{д\ Ф\text{-}4\text{-}123} + \Delta S_{д\ Ф\text{-}2\text{-}123} + \Delta S_{д\ Ф\text{-}3\text{-}123} + \Delta S_{д\ Ф\text{-}1\text{-}123} + \Delta S_{д\ Ф\text{-}5\text{-}123} = 2276 +1484 +1200+1402+ 1196=7558\ кВА$$

$$\sum S_В = S_{ВФ4\text{-}123} + \Delta S_{ВФ\text{-}1\text{-}123} + \Delta S_{ВФ\text{-}2\text{-}123} + \Delta S_{ВФ\text{-}3\text{-}123} + \Delta S_{ВФ\text{-}5\text{-}123} = 2060+1008+ 1406+ 803+1014= 6291кВА$$

110/10 кВ ҚС максималды есептік жүктемесі 7558 кВА тең (күндізгі максимум).

2.2 Кернеуі 110/10 кВ күштік трансформаторларды таңдау

Екі трансформаторлы ҚС үшін трансформатордың номиналды қуаты S келесі шарттармен таңдалады [1,3]:

$$S_н = \frac{S_р}{k_п}, \quad (2.2)$$

мұндағы $S_р$ – ҚС максималды есептік қуаты, кВА ($S_{рас}$=7558 кВА);

$k_п$ – трансформатордың асқын жүктелу коэффициенті ($k_п \leq 1,4$).

Бұл шарттар технологиялық жобалау нормаларына сәйкес алынады: трансформаторлардың біреуі апатты ажыратылған жағдайда екіншісі 40% жүктелумен ҚС барлық тұтынушыларының қорегін қамтамасыз етуі керек:

$$S_н \geq \frac{7558}{1,4} \geq 5398 \text{ кВА}.$$

Орнатуға қосымша екінші транформатор қабылданады, қуаты:

$$S_н = 6300 \text{ кВА}.$$

Апатты режимдегі трансформатордың асқын жүктелуін анықтаймыз:

$$k_п = \frac{S_р - S_н}{S_н} \cdot 100 = \frac{7558 - 6300}{6300} \cdot 100 = 20\%$$

бұл 40% тең рұқсат етілген мәннен 20% асады, бұл жүктемені трансформаторлар есептік мерзімнің соңында қабылдайды, сондықтан қуаты 6300 кВА трансформатор қабылданады.

Трансформатордың паспорттық мәндері [7]:

- трансформатордың түрі – ТМН;
- номиналды қуаты $S_{н.т}$ =6300 кВА;
- номиналды кернеуі $U_{в.н}$ = 110 кВ; $U_{н.н}$ = 11 кВ;
- қысқа тұйықталу кернеуі $U_{к.з}$ =10,5 %;
- орамдардың қосылу сұлбасы мен топтары, λ/Δ;
- бос жүріс кезіндегі қуат шығыны $P_{хх}$ =11,5 кВт;
- орамдардағы қуат шығыны $P_{кз}$ = 44 кВт;
- бос жүріс шығыны $I_{хх}$ =0,8 %;
- тармақтардың ауысу түрі – кернеу астында реттеу (РПН);
- реттеу шектері және сатылар саны: жоғары кернеу жағында ± 9х1,78;
- трансформатордың активті кедергісі $R_т$=14,7 Ом;
- трансформатордың реактивті кедергісі $X_т$=220,4 Ом.

2.3 110 кВ электр тораптарын есептеу

110 кВ электр тораптарын есептеу кезінде негізгі тапсырма сымдардың қимасын таңдау болып табылады.

Электрлік сұлбалар кейбір жағдайларда ғана ұзындығы бойынша бір қимадағы сымдармен орындалады. Әдетте сымдардың қимасы бірдей болмайды және желінің соңына қарай азаяды.

Электр тораптарын есептеудің бірнеше әдістері бар: кернеудің рұқсат етілген шығыны бойынша, токтың тұрақты тығыздығында, түрлі түсті металлдың аз шығыны шарттары бойынша және т.б.

Электр тораптарын есептеу, яғни 110 кВ ӘЖ сымдарының қимасын таңдау токтың экономикалық тығыздығы бойынша анықталады.

Сымның экономикалық қимасы келесі формула бойынша анықталады:

$$F = \frac{I_{рас}}{j_э} \cdot \frac{I_р}{j_э}, \qquad (2.3)$$

мұндағы $I_{рас}$ – 110 кВ ӘЖ телімінің есептік тогы, А;

$j_э$ – токтың экономикалық тығыздығы, А/мм^2 (жобаланатын аудан шарттары үшін 1,1 А/мм^2).

Телімнің есептік тогы келесі формуламен анықталады:

$$I_р = \frac{S}{U_н \cdot \sqrt{3}} = \frac{7558}{1{,}73 \cdot 110} = 39{,}7 \text{ А.}$$

Осыған байланысты, экономикалық қима

$$F = \frac{39{,}7}{1{,}1} = 36 \text{ мм}^2$$

[1,4,8] сәйкес 110 кВ ӘЖ сымдарының қимасы магистральді желілерде 120 мм^2 кем болмау керек және маркасы А немесе АС болады. 110 кВ ӘЖ АС – 120 сымды қолданамыз.

Қалыпты режимде «Каскелен Западная» ҚС 110 кВ шиналарына дейін кернеу шығыны анықталады.

ӘЖ кернеу шығындары келесі формула бойынша анықталады:

$$\Delta U = \frac{Pr_о + Qx_о}{U_н} \cdot \ell \qquad (2.4)$$

мұндағы ℓ- телімнің ұзындығы, км;

$r_о$, $x_о$ – ӘЖ сымдарының меншікті активті және индуктивті кедергісі, Ом/км.

$$P = S_р \cdot \cos\varphi = 7558 \cdot 0{,}8 = 6046{,}4 \text{ кВт}$$

$$Q = S_р \cdot \sin\varphi = 7558 \cdot 0{,}6 = 4535{,}8 \text{ кВАр}.$$

$$\Delta U = \frac{6064{,}4 \cdot 0{,}249 + 4534{,}8 \cdot 0{,}427}{110} \cdot 15{,}8 = 494{,}4 \text{ В}.$$

Пайыздық қатынаста:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_н} \cdot 100 = \frac{494{,}4}{110000} \cdot 100 = 0{,}45\%$$

2.4 Трансформатордағы кернеу шығынын анықтау

110/10 кВ екі орамды трансформатордағы кернеу шығыны келесі формуламен анықталады:

$$\Delta U_т\% = \beta \cdot (U_А \cdot \cos\varphi + U_Р \cdot \sin\varphi) \qquad (2.5)$$

мұндағы β – трансформатордың жүктелу коэффициенті:
- екі трансформаторлы ҚС үшін;

$$\beta = \frac{S_р}{(2 \cdot S_{нт})} \qquad (2.6)$$

мұндағы $S_{рас}$ – 110/10 кВ ҚС 10 кВ шиналарындағы есептік қуат, кВА;ъ
$S_{нт}$ – трансформатордың номиналды қуаты, кВА:

$$\beta = \frac{S_{рас}}{n \cdot S_{ном}} = \frac{7558}{2 \cdot 6300} = 0{,}6$$

мұндағы n – ҚС трансформаторлар саны.
Қысқа тұйықталу кернеуінің активті құраушысы:

$$\Delta U_а\% = \frac{P_{кз}}{S_{нт}} \cdot 100 = \frac{44}{6300} \cdot 100 = 0{,}7$$

мұндағы $P_{кз}$ – 110/10 кВ трансформатор орамдарындағы қуат шығыны, кВт.

Қысқа тұйықталу кернеуінің реактивті құраушысы:

$$\Delta U_а\% = \sqrt{U_к\text{-}U_А} = \sqrt{10{,}5^2 - 0{,}7^2} = 10{,}47\%$$

мұндағы $U_к$ % - қысқа тұйықталу кернеуі.

Сонда

$$\Delta U_а\% = 0{,}6 \cdot (0{,}7 \cdot 0{,}8 + 10{,}47 \cdot 0{,}6) = 41\%$$

Кернеудің ауытқу кестесін тұрғызамыз.

Кернеудің ауытқуы – электрмен жабдықтау жүйесінің қалыптасқан жұмыс режиміндегі нақты кернеудің оның номиналды мәнінен ерекшелігі.

Торап нүктелерінде кернеудің ауытқуы жүктеменің өзгеруінен болады.

Номиналдыға жақын электр қабылдағыштарға кернеуді беру үшін басқа әдістермен қатар, сымдардың қимасының ауданын олардағы кернеу шығыны рұқсат етілген мәннен аспайтындай таңдалу керек. Кернеудің ауытқуы кернеудің шығынына байланысты болғандықтан кернеуді шектеумен қатар трансформация коэффициентін өзгерту арқылы трансформаторлардағы кернеуді реттеу бойынша шаралар қолданылады. Осыған сәйкес әрбір арнайы жағдайлар үшін торап элементтеріндегі рұқсат етілген шығындар таңдалады.

Кернеудің ауытқу кестесінің негізгі мақсаты тұтынушыларда кернеу ауытқуының норомасын сақтаған кезде 10 және 0,38 кВ тораптағы кернеу шығынының рұқсат етілген мәнін анықтауға келтіріледі (өндірістік жүктеме үшін):

- максималды жүктеме режимінде (жүктеме 100% кезде)

$$V^{100} = -5\% \cdot U_н; \qquad (2.7)$$

- минималды жүктеме кезінде (жүктеме 25% кезде)

$$V^{25} = +5\% \cdot U_н; \qquad (2.8)$$

Кернеудің ауытқу кестесі 10/0,4 кВ трансформаторлы пункттің 10 кВ шиналарына жақын және кернеуі 10/0,4 кВ алыстағы ТП 100% және 25% жүктеме режимдері үшін құрылады.

«Жаңа Тұрмыс» ҚС үшін кернеудің ауытқу кестесін құрамыз.

2.2 кесте – Кернеудің ауытқу кестесі

Электрмен жабдықтау сұлбасындағы элементтер атауы		Кернеудің ауытқуы, %			
		Алыстағы 10/0,4 кВ ТП		Жақындағы 10/0,4 кВ ТП	
		100%	25%	100%	25%
110 кВ шиналар		+3	-2	+3	-2
110 кВ ӘЖ қоректендіру		-0,45	-0,11	−0,45	−0,11
35/10 кВ трансформатор	Шығындар	-4,1	−1,025	−4,1	−1,025
	Тұрақты үстемелер	+10	+10	+10	+10
	Асқын кернеуді шектеуіштер	-2 х 1,78	−4х1,78	-1 х 1,78	−4х1,78
10 кВ шиналар		+4,89	-0,255	+4,89	-0,255
10 кВ торап		−8	−2	0	0
10/0,4 кВ трансформатор	Шығындар	-4	-1	-4	-1
	Үстемелер	+5	+5	+5	+5
	ПБВ	+2,5	+2,5	0	0
0,38 кВ торап		−5,39	0	−10,89	0
Тұтынушыдағы кернеудің ауытқуы		−5,0	+4,245<+5	−5,0	+3,745<+5

Кернеуі 10/0,4 кВ трансформатордағы кернеу шығыны максималды жүктеме кезінде - 4% тең алынады, яғни минималды жүктеме кезінде 100% және 1%, жүктеменің 25%.

3 10 кВ электрлік тораптарды есептеу

3.1 10 кВ тораптағы сымдардың қимасын есептеу

10 кВ – ӘЖ сымдарының қимасы [1,5,9] сәйкес экономикалық интервал бойынша таңдалады және кернеу шығыны бойынша тексеріледі.

ӘЖ сымдарының қимасын таңдау кезінде кестелік мәндер [1, 5] қолданылады. Сымдардың қимасы жүктемеге, ауданның ауа райы шартарына, тіректің материалына және жүктеменің арту қарқынына байланысты болады. ҚС жобалау ауданындағы ауа райының шарттары:

- көктайғақ қалыңдығы - в =5мм;
- желдің жылдамдығы - ν= 27 м /с;
- тіректің типі – темір бетонды тірек.

Сымның қимасын таңдауды есептеу келесі реттілікте жүргізіледі:

1. Телімнің есептік қуаты анықталады $S_р$;
2. Кесте бойынша [1] ӘЖ әрбір телімі үшін сымдардың қимасы анықталады;
3. Сымдардың таңдалған қималары үшін максималды есептік жүктеме кезінде кернеу шығыны анықталады;
4. Сымдардың қимасын таңдау кезінде технологиялық жобалау [3,8] нормасын ескеру керек;
5. 10 кВ ӘЖ магистралдарында ауыл шаруашфылық тұтынушыларын электрмен жабдықтау сенімділігінің шарты бойынша АС – 70 сымдарын, ал дәнекерлеушілерде АС-35 сымдарын қолдану ұсынылады [4].

10 кВ тораптарында сымдардың қимасын таңдау және кернеудің рұқсат етілген шығыны бойынша тексеруді экономикалық интервал әдісімен жүргізеді, телімнің максималды жүктемесін өсу динамикасының коэффициентіне көбейтеміз.

$$S_{экв} = S_{м.рас} \cdot k_q, \qquad (3.1)$$

мұндағы $S_{м.рас}$ – есептік телімдегі есептік максималды қуат, кВА.

k_q – жүктеменің өсу динамикасының коэффициенті, 0,7 тең алынады.

Ф1 – 123 фидерда сымдардың қимасын таңдау кестелік түрде жүргізіледі, 3.1 кесте.

3.1 кесте – Ф1 - 123 фидерда сымдардың қимасын таңдау

Есептік телім	$S_р$, кВа	k_q	$S_э$, кВа	$F_{пред.}$	$F_{окон.}$
0-1	863,5	0,7	604	АС -50	АС -50
1-2	796,5	0,7	557	АС -50	АС -50
2-3	285,6	0,7	199	АС -25	АС -35
3-4	95	0,7	66	АС -16	АС-35
2-5	506,4	0,7	354	АС -35	АС-35
5-6	204,5	0,7	391	АС -25	АС -35
6-7	145	0,7	101	АС-16	АС -35
5-8	348,9	0,7	244	АС -25	АС -35
8-9	296,9	0,7	207	АС -25	АС -35
9-10	276,5	0,7	193	АС -25	АС -35
10-11	90	0,7	63	АС -16	АС -35
10-12	135	0,7	94	АС -16	АС -35
12- ТП11	100,5	0,7	70	АС -16	АС-35
12-ТП12	55	0,7	38	АС -16	АС -35

Ф2 – 123 фидерда сымдардың қимасын таңдау кестелік түрде жүргізіледі, 3.2 кесте.

3.2 кесте – Ф2 - 123 фидерда сымдардың қимасын таңдау

Есептік телім	$S_р$, кВА	k_q	$S_э$, кВа	$F_{пред.}$	$F_{пред.}$
0-1	903	0,7	632	АС -50	АС-70
1-2	366,8	0,7	256	АС -35	АС-35
2-3	237	0,7	165	АС-25	АС -35
1-5	155	0,7	108	АС-35	АС -50
5-ТП2	110	0,7	77	АС-16	АС-35
5-6	153	0,7	107	АС -35	АС -35
6-7	20	0,7	14	АС -35	АС -35
7-8	140	0,7	98	АС-25	АС -35
6-ТП3	601,8	0,7	421	АС -16	АС -35
8-ТП9	534,8	0,7	374	АС -16	АС -35
8-9	419,8	0,7	293	АС -25	АС -35
9-ТП10	328	0,7	229	АС -25	АС -35
9-ТП11	284	0,7	198	АС -16	АС -35
7-10	60	0,7	42	АС -16	АС -35
10-ТП12	240	0,7	168	АС -16	АС -35
10-11	122,7	0,7	86	АС -16	АС -35
11-ТП13	109,7	0,7	77	АС -16	АС -35
11-ТП14	100	0,7	70	АС -16	АС -35

Ф3 – 123 фидерда сымдардың қимасын таңдау кестелік түрде жүргізіледі, 3.3 кесте.

3.3 кесте – Ф3 - 123 фидерда сымдардың қимасын таңдау

Есептік телім	$S_р$, кВа	k_q	$S_э$, кВа	$F_{пред.}$	$F_{окон.}$
0-1	736,8	0,7	515	АС -50	АС-70
1-2	720,3	0,7	504	АС 35	АС-50
2-3	691,9	0,7	484	АС-35	АС-35
3-4	659,5	0,7	461	АС-35	АС-35
4-5	55	0,7	38	АС-35	АС-35
5-6	544,9	0,7	381	АС -35	АС-35
6-7	500,9	0,7	350	АС -35	АС-35
7-8	476,5	0,7	333	АС -25	АС-35
8-9	402	0,7	281	АС-25	АС-35
9-10	377,6	0,7	264	АС-25	АС-35
10-11	310,6	0,7	217	АС-25	АС-35
11-ТП14	243,6	0,7	170	АС-16	АС-35
11-ТП15	106,5	0,7	74	АС-16	АС-35
11-12	90	0,7	63	АС-16	АС-35
12-ТП12	165,6	0,7	115	АС-16	АС-35
12-ТП13	95	0,7	66	АС-16	АС-35

Ф4 – 123 фидерда сымдардың қимасын таңдау кестелік түрде жүргізіледі, 3.4 кесте.

3.4 кесте – Ф3 - 123 фидерда сымдардың қимасын таңдау

Есептік телім	$S_р$, кВА	k_q	$S_э$, кВа	$F_{пред.}$	$F_{окон.}$
0-1	960	0,7	672	АС -50	АС-70
1-2	199	0,7	139,3	АС- 16	АС-35
2-3	155	0,7	108,5	АС-16	АС-35
1-4	807,3	0,7	565	АС-50	АС-70
4-5	705	0,7	494	АС-50	АС-50
5-6	630	0,7	441	АС -35	АС-35
6-7	487,8	0,7	341,5	АС -35	АС-35
7-8	420	0,7	294	АС -25	АС -35
8-9	353,8	0,7	248	АС-25	АС-35
9-10	192	0,7	134	АС-16	АС-35
10-11	205,6	0,7	144	АС-16	АС-35
10-ТП9	90	0,7	63	АС-16	АС-35
11-ТП11	135	0,7	95	АС-16	АС-35

Ф5 – 123 фидерда сымдардың қимасын таңдау кестелік түрде жүргізіледі, 3.5 кесте.

3.5 кесте – Ф3 - 123 фидерда сымдардың қимасын таңдау

Есептік телім	$S_р$, кВа	k_q	$S_э$, кВа	$F_{пред.}$	$F_{пред.}$
0-1	737	0,7	516	АС -50	АС-50
1-2	436,9	0,7	305,6	АС 35	АС-35
2-3	380	0,7	276	АС-25	АС-35
3-4	290	0,7	203	АС-25	АС-35
4-5	150	0,7	105	АС-16	АС-35
1-6	264	0,7	185	АС -16	АС-35
6-7	190	0,7	133	АС -16	АС-35

3.2 Сымдардың таңдалған қимасын кернеудің рұқсат етілген шығыны тексеру

Электр желілерінің сымдарының қимасын кернеудің түсуі рұқсат етілген шектен шықпайтындай таңдалады, яғни желінің соңында кернеу тұтынушылар үшін қажет деңгейде сақталуы керек, демек ±5%.

Электрлік есептеу сымдардың берілген қимасы кезінде кернеудің төмендеуін анықтауға келтіріледі, келесі формула қолданылады:

$$\Delta U_i = \frac{P_i \cdot r_{0i} + Q_i \cdot x_{0i}}{U_н} \cdot \ell_i, \qquad (3.2)$$

мұндағы P_i, Q_i – і-ші есептік телімдегі қуаттың активті және реактивті құраушысы, кВт, кВар;

r_{0i}, x_{0i} – і-ші есептік телімдегі таңдалған сымдардың ативті және индуктивті кедергісі, Ом/км;

ℓ_i - і-ші телімнің ұзындығы, км;

ΔU_i – і-ші телімдегі кернеудің түсуі, В;

$U_н$ – тораптың номиналды кернеуі, кВ.

Ф1-103 фидерда кернеудің түсуі

0 – 1 телім

АС маркасындағы сымның таңдалған қимасы r_0 =0,592 Ом/км; x_0=0,4 Ом/км; l_{0-1}=0,21км.

0-1 телімдегі кернеу шығынының есептік мәні

$$\Delta U_{0-1} = \frac{P_{0-1} \cdot r_{00-1} + Q_{0-1} \cdot x_{00-1}}{U_н} \cdot \ell_{0-1}, \text{В} \qquad (3.3)$$

0-2 телімдегі есептік активті қуат $P_{0-1}=S_{pmax0-1} \cdot \cos\varphi=863,5 \cdot 0.82=716,4$ кВт

0-1 телімнің есептік реактивті қуаты

$$\Delta Q_{0-1} = \sqrt{S^2{}_{p.max\,0-1} - P_{0-1}^2} = \sqrt{863{,}5^2 - 716{,}4^2} = 500 \text{ кВАр.}$$

Сонда

$$\Delta U_{0-1} = \frac{716{,}4 \cdot 0{,}592 + 500 \cdot 0{,}4}{10} \cdot 3{,}9 = 263 \text{ В.}$$

Кернеу шығынының номиналды кернеуге пайыздық қатынасы келесіні құрайды:

$$\Delta U_{0-1}\% = \frac{\Delta U_{0-1}}{U_н} \cdot 100 = \frac{263}{10 \cdot 10} \cdot 100 = 2{,}6\%.$$

1 – 2 телім

АС-50 маркасындағы сымның таңдалған қимасы

$r_0 =$ 0,592 Ом/км $x_0 =$ 0,4 Ом/км $l_{1\text{-}2} =$ 1,6км

1-2 телімдегі кернеу шығынының есептік мәні

$$\Delta U_{1-2} = \frac{P_{1-2} \cdot r_{1-2} + Q_{1-2} \cdot X_{1-2}}{U_{1-2}} \cdot l_{1-2}, \text{В} \qquad (3.4)$$

1-2 телімнің есептік активті қуаты

$$P_{1-2} = S_{p.max} \cdot \cos\varphi = 796{,}5 \cdot 0{,}8 = 637 \text{ кВт.}$$

1-2 телімнің есептік реактивті қуаты

$$Q_{1-2} = \sqrt{S^2{}_{p\,max\ 1\text{-}2} - P^2{}_{1\text{-}2}} = \sqrt{796{,}5^2} = 478 \text{ кВАр}$$

Сонда

$$\Delta U_{1-2} = \frac{637 \cdot 0{,}592 + 478 \cdot 0{,}4}{10} \cdot 1{,}6 = 89{,}3\text{В}$$

Кернеу шығынының номиналды кернеуге пайыздық қатынасы келесіні құрайды:

$$\Delta U_{1-2\%} = \frac{\Delta U_{1\text{-}2}}{Uн} \cdot 100 = \frac{89{,}3}{10000} \cdot 100 = 0{,}89\%$$

2-4 телім

Берілген есептік телімдегі АС-35 маркасындағы сымның қимасы

$$r_0 = 0{,}77\,\text{Ом/км},\ x_0 = 0{,}4\,\text{Ом/км},\ l_{2-5} = 0{,}4\,\text{км}.$$

2-5 телімдегі кернеу шығынының есптік мәні

$$\Delta U_{2-5} = \frac{P_{2-5} \cdot r_{2-5} + Q_{2-5} \cdot X_{2-5}}{U_н} \cdot l_{2-5}\,\text{В}$$

4-5 телімнің есептік активті қуаты

$$P_{2-5} = S_{p\,max\,2-5} \cdot \cos\varphi = 506 \cdot 0{,}8 = 405\,\text{кВт}$$

4-5 телімнің есептік реактивті қуаты

$$Q4\text{-}5 = \sqrt{S^2_{p\,max\ 2\text{-}5} - P^2_{2\text{-}5}} = \sqrt{506^2 - 405^2} = 303\ \text{кВАр}$$

сонда

$$\Delta U_{4-5} = \frac{405 \cdot 0{,}77 + 303 \cdot 0{,}4}{10} \cdot 0{,}4 = 17\,\text{В}$$

Кернеу шығынының номиналды кернеуге пайыздық қатынасы келесіні құрайды:

$$\Delta U_{4-5\%} = \frac{\Delta U_{2-5}}{U_н} \cdot 100 = \frac{17}{10000} \cdot 100 = 0{,}17\%.$$

5-6 телім

Берілген есептік телімдегі АС-35 маркасындағы сымның қимасы

$$r_0 = 0{,}77\,\text{Ом/км},\ x_0 = 0{,}4\,\text{Ом/км},\ l_{5-6} = 0{,}32\,\text{км}$$

5-6 телімдегі кернеу шығынының есептік мәні

$$\Delta U_{5-6} = \frac{P_{5-6} \cdot r_{5-6} + Q_{5-6} \cdot X_{5-6}}{U_н} \cdot l_{2-5}\,\text{В},$$

5-6 телімдегі есептік активті қуат

$$P_{5\text{-}6}=S_{pmax5\text{-}6}\cos\varphi=348\cdot0{,}8=278{,}4\ \text{кВт}$$

5-6 телімдегі есептік реактивті қуат

$$Q_{5-6}\sqrt{S^2_{p\,max\ 5\text{-}6}-P^2_{5\text{-}6}}=\sqrt{348^2-278{,}4^2}=209\ \text{кВАр}$$

сонда

$$\Delta U_{5-6}=\frac{278\cdot0{,}77+209\cdot0{,}4}{10}\cdot0{,}32=9{,}5\,\text{В}.$$

Кернеу шығынының номиналды кернеуге пайыздық қатынасы келесіні құрайды:

$$\Delta U_{5-6}\%=\frac{\Delta U_{5-6}}{U_н}\cdot100=\frac{9{,}5}{10000}\cdot100=0{,}09\%.$$

6-7 телім
Берілген есептік телімдегі АС-35 маркасындағы сымның қимасы

$$r_0=0{,}77\ \text{Ом/км},\ x_0=0{,}4\ \text{Ом/км},\ l_{6\text{-}7}=1{,}8\ \text{км}$$

6-7 телімдегі кернеу шығынының есептік мәні

$$\Delta U_{6-7}=\frac{P_{6\text{-}7}\cdot r_{6\text{-}7}+Q_{6-7}\cdot X_{6-7}}{U_н}\cdot l_{6-7}\,\text{В},$$

6-7 телімнің есептік активті қуаты

$$P_{6\text{-}7}=S_{pmax6\text{-}7}\cdot\cos\varphi=297\cdot0{,}8=238\ \text{кВт}$$

6-7 телімнің есептік реактивті қуаты

$$Q_{6-7}=\sqrt{S^2_{p\,max\,6-7}-P^2_{6-7}}=\sqrt{297^2-238^2}=178\,\text{кВАр}$$

Сонда

$$\Delta U_{6-7}=\frac{238\cdot0{,}77+178\cdot0{,}4}{10}\cdot1{,}8=46\,\text{В}$$

Кернеу шығынының номиналды кернеуге пайыздық қатынасы келесіні құрайды:

$$\Delta U_{6-7}\% = \frac{\Delta U_{6-7}}{U_н} \cdot 100 = \frac{49}{1000} \cdot 100 = 0{,}49\%$$

7-8 телім

Берілген есептік телімдегі АС-35 маркасындағы сымның қимасы

$$r_0=0{,}77\text{Ом/км},\ x_0=0{,}4\ \text{Ом/км},\ \ell_{7\text{-}8}=1{,}16\ \text{км}$$

Кернеу шығынының есептік мәні

$$\Delta U_{7-8} = \frac{P_{7\text{-}8} \cdot r_{7-8} + Q_{7-8} \cdot X_{7-8}}{U_н} \cdot l_{7-8}\,\text{В},$$

Есептік активті қуат

$$P_{7\text{-}8} = S_{\text{pmax } 7\text{-}8} \cdot \cos\varphi = 276{,}5 \cdot 0.8 = 221\,\text{кВт}$$

Есептік реактивті қуат

$$Q_{7-8} = \sqrt{S_{7-8}^2 - P_{7-8}^2} = \sqrt{276{,}5^2 - 221^2} = 166\,\text{кВАр}$$

сонда

$$\Delta U_{5-8} = \frac{276 \cdot 0{,}77 + 166 \cdot 0{,}4}{10} \cdot 1{,}16 = 32\,\text{В}.$$

Кернеу шығынының номиналды кернеуге пайыздық қатынасы келесіні құрайды:

$$\Delta U_{7-8}\% = \frac{\Delta U_{7-8}}{U_н} \cdot 100 = \frac{32}{10000} \cdot 100 = 0\text{б}32\%$$

8-9 телім

Берілген есептік телімдегі АС-35 маркасындағы сымның қимасы

$$r_0=0{,}77\text{Ом/км},\ x_0=0{,}4\ \text{Ом/км},\ \ell_{8\text{-}9}=0{,}16\ \text{км}$$

Кернеу шығынының есептік мәні

$$\Delta U_{8-9} = \frac{P_{8-9} \cdot r_{8-9} + Q_{8-9} \cdot X_{8-9}}{U_н} \cdot l_{8-9} \text{ В},$$

Есептік активті қуат

$$P_{8\text{-}9}=S_{\text{pmax}8\text{-}9} \cdot \cos\varphi = 100{,}5 \cdot 0.8 = 80 \text{ кВт}$$

Есептік реактивті қуат

$$Q_{8-9} = \sqrt{S^2_{\text{p max } 8-9} - P^2_{8-9}} = \sqrt{100{,}5^2 - 80^2} = 60 \text{ кВАр}$$

Сонда

$$\Delta U_{8-9} = \frac{80 \cdot 0{,}77 + 60 \cdot 0{,}4}{10} \cdot 0{,}16 = 1{,}5 \text{ В}$$

Кернеу шығынының номиналды кернеуге пайыздық қатынасы келесіні құрайды:

$$\Delta U_{8-9}\% = \frac{\Delta U_{8-9}}{U_н} \cdot 100 = \frac{1{,}5}{10000} \cdot 100 = 0{,}02\%$$

10 ТП 9 телімі

Берілген есептік телімдегі АС-35 маркасындағы сымның қимасы

$$r_0 = 0{,}77 \text{Ом/км}, \quad x_0 = 0{,}4 \text{Ом/км}, \quad \ell_{9\text{-}10} = 0{,}4 \text{ км}$$

Кернеу шығынының есептік мәні

$$\Delta U_{9-10} = \frac{P_{9-10} \cdot r_{9-10} + Q_{9-10} \cdot X_{9-10}}{U_н} \cdot l_{9-10} \text{ В},$$

Есептік активті қуат

$$P_{9\text{-}10} = S_{\text{pmax } 9\text{-}10} \cdot \cos\varphi = 60 \cdot 0.8 = 48 \text{кВт}$$

Есептік реактивті қуат

$$Q_{9-10} = \sqrt{S^2_{9-10} - P^2_{9-10}} = \sqrt{60^2 - 48^2} = 36 \text{ кВАр}$$

Сонда

$$\Delta U_{9-10} = \frac{48 \cdot 0{,}77 + 36 \cdot 0{,}4}{10} \cdot 0{,}4 = 9 \text{ В}.$$

Кернеу шығынының номиналды кернеуге пайыздық қатынасы келесіні құрайды:

$$\Delta U_{9-10}\% \frac{\Delta U_{9\text{-}10}}{Uн} \cdot 100 = \frac{9}{10000} \cdot 100 = 0{,}09\%$$

6 фидердің ең алыс нүктесінің соңындағы кернеу шығындары:

$$\sum \Delta U\% = \Delta U_{0-1} + \Delta U_{1-2} + \Delta U_{2-4} + \Delta U_{4-6} + \Delta U_{6-7} + \Delta U_{7-8} + \Delta U_{8-9} + \Delta U_{9-\text{ТП}-10} = 2{,}6 + 0{,}89 + \\ + 0{,}17 + 0{,}09 + 0{,}32 + 0{,}02 + 0{,}09 = 4{,}18$$

Бұл кернеудің ауытқу кестесінен алынған $\Delta U_{доп}$ = 8 % рұқсат етілгеннен аз, яғни сымдардың таңдалған қимасы шарттарға сәйкес келеді.

Қалған фидерлердегі кернеу шығынын рсыған ұқсас анықтаймыз. Есептеу нәтижелері 3.8 және 3.9 кестелерге енгізіледі.

3.8 кесте – Ф2-123 фидерде кернеу шығынын есептеу

Есептік телім	S_{pmax} кВт	P, кВт	Q, кВАр	r, ом/км	ℓ, км	Кернеу шығыны	
						Телім	ТП
0-1	903	726	544	0,42	7,92	4,16	4,16
1-5	601,8	477	359	0,592	3,84	1,1	5,26
5-6	534,8	429	321,7	0,77	0,4	0,2	5,46
6-7	419,8	341	256	0,77	0,4	0,14	5,6
7-8	328	269	202	0,77	0,16	0,05	5,65
8-9	284	223,6	167,7	0,77	0,48	0,11	5,76
9-ТП10	240	190,4	142,8	0,77	0,15	0,03	5,79
7-10	122,7	95,6	71,7	0,77	0,64	0,06	5,66
10-11	109,7	85,2	64	0,77	0,9	0,09	5,75
11-ТП13	100	76,8	57,6	0,77	0,32	0,03	5,78

$\Delta U_{доп}$=5,79% бұл кернеудің ауытқу кестесінен алынған $\Delta U_{доп}$=8 % аз. Яғни, сымдардың қимасы шарттарға сәйкес келеді.

3.9 кесте – Ф3-103 фидерде кернеу шығынын есептеу

Есептік телім	S_{pmax} кВт	P, кВт	Q, кВАр	r, Ом/км	ℓ км	Кернеу шығындары	
						телім	ТП
0-1	718	574,4	430,8	0,42	2,5	1,1	1,1
1-2	701,5	561,2	420,9	0,59	0,5	0,2	1,3
2-3	676,1	540	406,2	0,77	1,0	0,42	1,72
3-4	645,2	516	387	0,77	4,5	1,71	3,43
4-5	534,5	427,6	320,7	0,77	3,0	1,1	4,53
5-6	493	394,4	295,8	0,77	3,0	0,86	5,33

6-7	468,6	375	281	0,77	0,3	0,09	5,42
7-8	397,9	318,3	238	0,77	0,6	0,02	5,44
8-9	372,9	298	224	0,77	0,9	0,08	5,52
9-10	308,4	246,7	185	0,77	2,0	0,12	5,64
10-11	241,4	193	145	0,77	6,5	1,16	6,8
11-ТП14	92	73,6	55,2	0,77	0,5	0,25	7,05

$U_{доп}$=7,05% бұл кернеудің ауытқу кестесінен алынған $\Delta U_{доп}$=8 % аз. Яғни, сымдардың қимасы шарттарға сәйкес келеді.

4 Электрмен жабдықтау сұлбасын таңдау және қысқа тұйықталу тогын есептеу

4.1 110/10 кВ ТП трансформаторлы ҚС сұлбасын таңдау

«Жаңа Тұрмыс» ҚС трансформатор тізбегінде бөлгіші және қысқа тұйықтағышы бар типтік көпірлі сұлбаны аламыз.

10 кВ жағында секциялы ажыратқыш резервті қайта қосу (АВР) дайындығында болады.

10 кВ фидерлар 10 кВ шиналарына ажыратқыштар мен айырғыштар арықыл қосылған.

10 кВ ӘЖ екі реттік әрекеті бар автоматты қайта қосылулармен (АПВ) жабдықталған. 10 кВ шиналардың екі секциясында реле және аспаптардың қорегі үшін НТМИ-10 кернеу трансформаторы орнатылған, сонымен қатар 10 және 110 кВ жағында вентильді раздядтауыштар кешенінің қосылуы қарастырылған.

ҚС өзіндік мұқтаждық қорегі 10/0,4 кВ кернеу трансформаторлары арқылы іске асады. Олар Т1 және Т2 трансформатор шықпаларындағы 10 кВ шиналы көпірге тікелей қосылған.

4.2 Қысқа тұйықталу тогын есептеу

Қысқа тұйықталу кезінде үлкен токтардың әсерінен ток өткізгіш бөліктердәң температурасы жоғарылауы және оқшаулатқыштар мен 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.

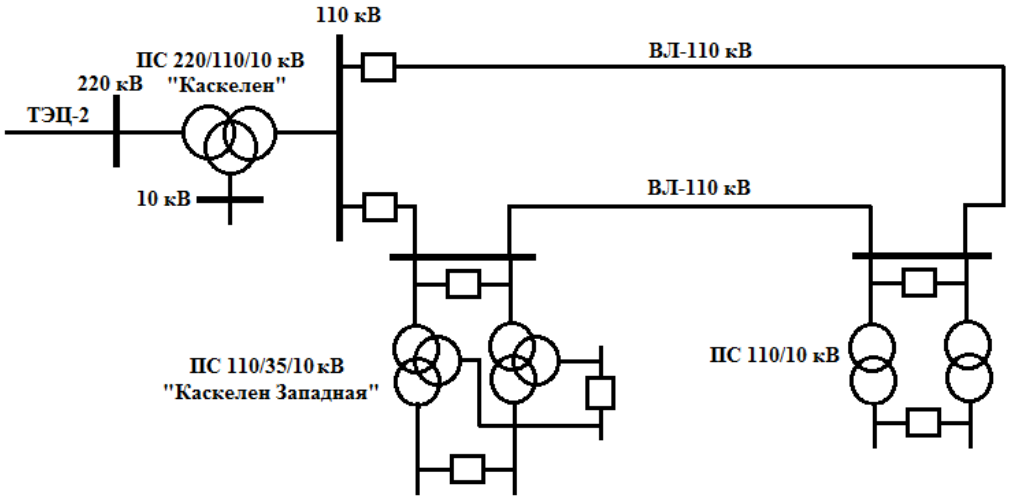
Электрлік тізбекке кіретін әрбір элемент өзінің кедергісімен анықталады. Ол үшін сұлбаның эквивалентті кедергісін табу және барлық кедергілерді бір базистік кернеуге келтіру керек. Базистік кернеу ретінде стылардың біреуінің 1,05 $U_н$ көбейтілген кернеуін аламыз.

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

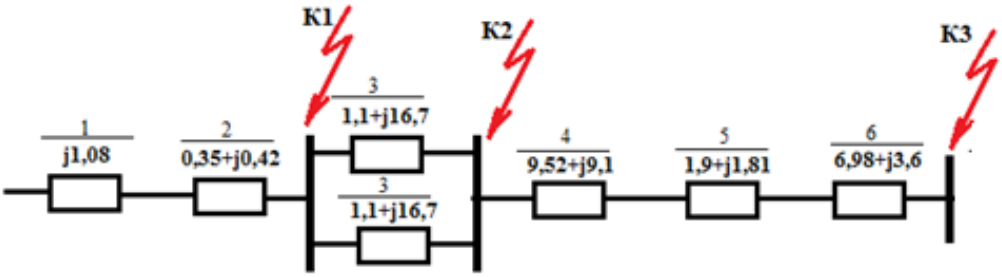
$$U_{б1} = 115\,кВ,\ U_{б2} = 10{,}5\,кВ;\ U_{б3} = 0{,}4\,кВ.$$

Қысқа тұйықталу тогын есептеу.

Электрмен жабдықтаудың электрлік сұлбасы келтірілген.



4.1 сурет – Тораптың есептік сұлбасы



4.2 сурет – Электрлік тораптың алмастыру сұлбасы

«АЖК» АЭТ мәліметтері бойынша 110 кВ тіректі ҚС шиналарында үш фазалы ҚТ токтарының мәні $I^{3}кз$=4,63 кА;

[1] бойынша ҚТ орнына дейін ӘЖ сымдарының меншікті активті және индуктивті кедергілері таңдалған.

$$АС\text{-}95 r_0 = 0{,}299\ Ом/км;\ x_0 = 0{,}4\ Ом/км;$$

АС-35r_0=0,773 Ом/км; x_0=0,4 Ом/км;

Кернеудің жеке сатыларында базисті токтарды анықтаймыз:

$$I_{б1} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{б1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5\,кА;$$

$$I_{б2} \frac{S_б}{\sqrt{3 \cdot U_{б2}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 55\,кА;$$

$$I_{б3} = \frac{S_б}{\sqrt{3 \cdot U_{б3}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0{,}4} = 1445\,кА;$$

Есептік сұлбаның жеке элементтеріндегі кедергіні салыстырмалы базисті бірлікте анықтайды:

Жүйенің кедергісі:

$$X_1 = \frac{I_{б1}}{I_{кз}^{(3)}} = \frac{5}{4{,}63} = 1{,}08.$$

Сұлба элементтерінің базисті бірлікке келтірілген кедергілері:

- 110 кВ қоректендіргіш желінің кедергісі:

активті:

$$r_2 = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{б1}^2} = 0{,}299 \cdot 15{,}8 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0{,}35$$

индуктивті:

$$X_2 = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{б1}^2} = 0{,}36 \cdot 15{,}8 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0{,}42$$

мұндағы l - желінің ұзындығы, км;

r_0 ,x_0 - АС-120 маркасындағы сымның меншікті активті және индуктивті кедергісі, Ом/км;

$S_б$, $U_б$ - кернеудің сатысы үшін кернеу мен қуаттың базисті шамасы.

- 110/10 кВ трансформатордың кедергісі:

активті

$$r_з = r_т = \frac{P_{кз}}{S_{н.т}} \cdot \frac{S_б}{S_{н.т.}} = \frac{44}{6{,}3} \cdot \frac{1000}{6300} = 1{,}1$$

индуктивті

$$x_3 = x_т = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{н.т.}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{6,3} = 16,7$$

- 10 кВ ЭБЖ кедергісі Ф3-103

активті

$$r_4 = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_б^2} = 0,42 \cdot 2,5 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 9,52$$

индуктивті

$$x_4 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_б^2} = 0,4 \cdot 2,5 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 9,1$$

активті

$$r_5 = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_б^2} = 0,42 \cdot 0,5 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,9$$

индуктивті

$$x_5 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_б^2} = 0,4 \cdot 0,5 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,81$$

активті

$$r_6 = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_б^2} = 0,77 \cdot 1,0 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 6,98$$

индуктивті

$$x_6 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_б^2} = 0,4 \cdot 1,0 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 3,6$$

10/0,4 транформатор кедергісі $S_{н.т.}$ =100 кВА

активті

$$r_7 = \frac{P_{кз}}{S_{н.т.}} \cdot \frac{S_б}{S_{н.т.}} = \frac{2,27}{100} \cdot \frac{1000}{0,1} = 227$$

индуктивті

$$x_7 = \frac{U_{кз}}{100} = \frac{S_б}{S_{н.т.}} \cdot \frac{4,7}{100} \cdot \frac{1000}{0,1} = 470$$

0,4 кВ ЭБЖ кедергісі (АС-35 маркасындағы сым, 0,08 км):
активті

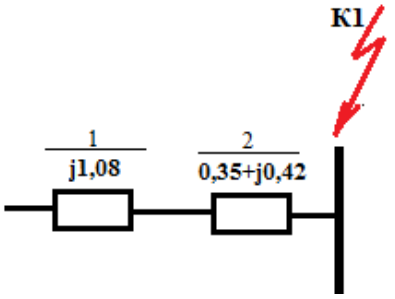
$$r_8 = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_б^2} = 0{,}77 \cdot 0{,}08 \cdot \frac{1000}{0{,}4^2} = 385$$

индуктивті

$$x_8 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_б^2} = 0{,}4 \cdot 0{,}08 \cdot \frac{1000}{0{,}4^2} = 200$$

4.3.1 Қысқа тұйықталу тогын есептеу

Электрмен жабдықтау жүйесінде қысқа тұйықталу тогын анықтауды келесі формулалар бойынша жүргізіледі:
К-1 нүктесіне дейін алмастыру сұлбасын келтіреміз.



КТ нүктесіне дейін эквивалентті кедергіні анықтаймыз.

$$x_{рез} = x_9 = x_1 + x_2 = 1{,}08 + 0{,}42 = 1{,}5$$

$$r_{рез} = r_9 = 0{,}35$$

$$Z_{рез} = \sqrt{R_{рез}^2 + X_{рез}^2} = \sqrt{0{,}35^2 + 1{,}5^2} = 1{,}54$$

К-1 нүктесіндегі ҚТ тогын анықтаймыз.
- үш фазалы ҚТ тогы (периодты құраушысы)

$$I_{кз}^3 = \frac{I_{б1}}{Z_{рез}} = \frac{5}{1{,}54} = 3{,}25\,кА$$

- екі фазалы ҚТ тогы (периодты құраушысы)

$$I_{кз}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз}^3 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3{,}25 = 2{,}8\,кА$$

Үш фазалы ҚТ соққы тогының лездік мәні

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{кз}^3 \text{ кА}$$

мұндағы k_y – соққы коэффициенті, оның мәні келесі формуламен анықталады:

$$k_y = 1 - e^{0,01/Ta}$$

мұндағы T_a – периодты құраушының уақыт тұрақтылығы.

T_a байланысты [5,6] кестеден немесе $X_{рез}/R_{рез}$ қатынасынан алынады.

$$T_a = \frac{x_{рез}}{315 \cdot r_{рез}}$$

Сондықтан

$$\frac{x_{рез}}{r_{рез}} = \frac{1,5}{0,35} = 4,28$$

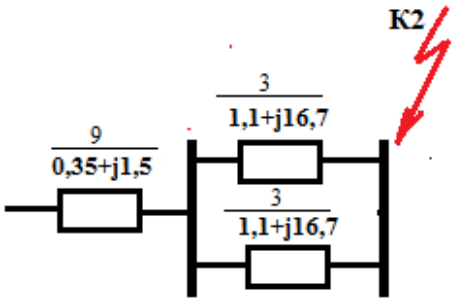
k_y=1,28 деп аламыз.

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{кз}^3 = 1,41 \cdot 1,28 \cdot 3,28 = 5,92 \text{ кА}$$

- үш фазалы ҚТ соққы тогының қолданыстағы мәні:

$$I_y^3 = I_{кз}^3 \cdot \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2} = 3,28 \cdot \sqrt{1 + 2(1,28 - 1)^2} = 3,53 \text{ кА}$$

К-2 нүктесінде ҚТ тогын анықтаймыз.
Алмастыру сұлбасын К-2 нүктесіне дейін келтіреміз.



Эквивалентті кедергіні ҚТ нүетесіне дейін келтіреміз.

$$X_{рез} = X_{10} = X_9 + \frac{X_3}{2} = 1{,}5 + \frac{16{,}7}{2} = 9{,}85$$

$$r_{рез} = r_{10} = r_9 + \frac{r_3}{2} = 0{,}35 + \frac{1{,}1}{2} = 0{,}9$$

$$Z_{рез} = \sqrt{r_{рез}^2 + X_{рез}^2} = \sqrt{0{,}9^2 + 9{,}85^2} = 9{,}9$$

К-2 нүктесіндегі ҚТ токтарын анықтаймыз.
- үш фазалы ҚТ тогы (периодты құраушысы)

$$I_{кз}^3 = \frac{I_{б2}}{Z_{рез}} = \frac{55}{9{,}9} = 5{,}56\,кА$$

- екі фазалы ҚТ тогы (периодты құраушысы)

$$I_{кз}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз}^3 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5{,}56 = 4{,}8\,кА$$

- үш фазалы ҚТ соққы тогының лездік мәні

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{кз}^3 = 1{,}41 \cdot 1{,}37 \cdot 4{,}8 = 9{,}3\,кА$$

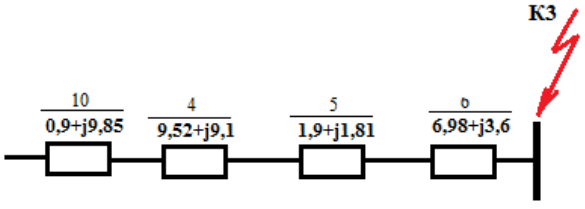
Сондықтан

$$\frac{x_{рез}}{r_{рез}} = \frac{9{,}85}{0{,}9} = 12{,}3$$

k_y=l, 23 деп аламыз.
үш фазалы ҚТ соққы тогының қолданыстағы мәні:

$$I_y^3 = I_{кз}^3 \cdot \sqrt{1 + 2(k-1)^2} = 4{,}8 \cdot \sqrt{1 + 2(1{,}23-1)^2} = 5{,}05\,кА$$

К-3 нүктесінде ҚТ тогын анықтаймыз.
Алмастыру сұлбасын К-3 нүктесіне дейін келтіреміз.



ҚТ нүктесіне дейін эквивалентті кедергіні анықтаймыз:

$$X_{рез}=X_{11}=X_{10}+X_4+X_5+X_6=9,85+9,1+1,81+3,6=24,36$$

$$r_{рез}=r_{11}=r_{10}+r_4+r_5+r_6=0,9+9,2+1,9+3,6=2,28$$

$$Z_{рез}=\sqrt{r_{рез}^2+x_{рез}^2}=\sqrt{15,92^2+24,36^2}=29,1$$

К-3 нүктесіндегі ҚТ токтары

- үш фазалы ҚТ тогы (периодты құраушысы)

$$I_{кз}^3=\frac{I_{б2}}{Z_{рез}}=\frac{55}{29,1}=1,89\ кА$$

- екі фазалы ҚТ тогы (периодты құраушысы)

$$I_{кз}^2=\frac{\sqrt{3}}{2}\cdot I_{кз}^3=\frac{\sqrt{3}}{2}\cdot 1,89=1,64\,кА$$

- үш фазалы ҚТ соққы тогының қолданыстағы мәні:

$$i_y^{(3)}=\sqrt{2}\cdot k_y\cdot I_{кз}^3=1,41\cdot 1,21\cdot 1,89=3,22\,кА$$

Сондықтан

$$\frac{r_{ркз}}{x_{рез}}=\frac{24,36}{15,92}=1,53$$

$k_{рез}$=1,21 деп аламыз.

- үш фазалы ҚТ соққы тогының қолданыстағы мәні:

$$I_y^3=I_{кз}^3\sqrt{1+2(k_y-1)^2}=1,89\cdot\sqrt{1+2(1,21-1)^2}=1,97\ \ кА$$

4.3 0,38 кВ тораптардағы бір фазалы қысқа тұйықталу тогын есептеу

0,38 кВ тораптардағы бір фазалы ҚТ тогын атаулы бірлік жүйесінде [1,7] келесі формула бойынша анықталады:

$$I_{кз}^{(1)} = \frac{U_{\varphi}}{\frac{Z_т}{3} + Z_п}$$

мұндағы $U_ф$ – тораптың фазалық кернеуі ($U_ф$=220 В);

$Z_т/3$ – 10/0,4 кВ трансформаторды қоректендіретін фазаның бір фазалы ҚТ тогының ағуына кедергісі, Ом;

$Z_п$ – бір фазалы ҚТ $I^{(1)}_{кз}$ тогының ағу кезінде «фаза – нөлдік» сымдарының тізбегіндегі толық кедергі (фаза-нөл ілмегі), Ом.

Қоректендіргіш трансформатор фазасының ($Z_т/3$) кедергісі келесі формула бойынша анықталады:

$$\frac{Z_П}{3} = \frac{1}{3}\sqrt{(r_{Т1} + r_{Т2} + r_{Т0})^2 + (X_{Т1} + X_{Т2} + X_{Т0})^2}.$$

мұндағы $r_{т1}$ және $x_{т1}$, $r_{т2}$ және $x_{т2}$, $r_{т0}$ және $x_{т0}$ – трансформатордың нөлдік, кері және тура реттіліктегі активті және индуктивті кедергілері, орамдардың қосылу сұлбасына, оның түріне және қуатына байланысты.

Тәжірбиеде $Z_т$ мәні кестеден алынады. Екінші кернеуі 380/220 В майлы трансформаторлар және үшін Y/Δ $Z_т$ қосылу сұлбалары [1,2] кестеде келтірілген.

Бұл жағдай үшін ($S_п$=160 кВА):

$Z_т$=0,49 Ом.

«Фаза-нөл» сымдарының ілмегінің толық кедергісін анықтау үшін келесі формула қолданылады:

$$Z_П = l \cdot \sqrt{(r_{0ф} + r_{0н})^2 + (x_0 + x_{0ф} + x_{0н})^2}.$$

мұндағы ℓ - желінің ұзындығы, м;

$r_{0ф}$, $r_{0н}$ – фазалық және нөлдің сымдардың меншікті активті кедергісі, Ом/км;

x_0 – «фаза-нөл» ілмектің меншікті сыртқы индуктивті кедергісі, Ом/км;

$x_{0ф}$, $x_{0н}$ – фазалық және нөлдік кедергілердің меншікті ішкі кедергісі, Ом/км (болат сымдар үшін ғана есептеледі).

Әуе сымдары үшін ішкі меншікті индуктивті кедергі 0,6 Ом/км тең алынады, ал ішкі меншікті индуктивті кедергі есептелмейді, себебі алюминий сымдар қолданылады.

Сонда

$$Z_{п} = 0{,}1 \cdot \sqrt{(0{,}83 + 0{,}83)^2 + 0{,}6^2} = 0{,}102 \text{ Ом}$$

осындан

$$I_{кз}^{(1)} = \frac{220}{0{,}102 + \frac{0{,}49}{3}} = 830 \text{ А}$$

ҚТ тогын есептеу нәтижелері барлық ҚТ нүктелері мен максималды және минималды режимдері үшін $I^{3}_{кз}$, $I^{2}_{кз,}$ і $i_{у}^{(3)}$, $I^{3}_{у}$ және $I^{1}_{кз}$ есептік мәндерінің жиынтық кестесіне енгізіледі.

4.1 кесте – ҚТ тогын есептеу нәтижелері

ҚТ нүктесі	ҚТ тогы				
	$I^{3}_{кз}$ кА	$I^{2}_{кз}$ кА	$i_{у}^{(3)}$ кА	$I^{3}_{у}$ кА	$I^{1}_{кз}$ кА
К-1	3,25	2,8	5,92	3,53	
К-2	5,56	4,8	9,3	5,05	
К-3	1,89	1,64	3,22	1,97	

5 Электрлік аппараттарды таңдау және оларды ҚТ тогының әсеріне тексеру

5.1 Шиналарды таңдау

Тарату құрылғыларының 110 кВ шиналары келесі шарттар бойынша таңдалады [1]:

$$I_{доп} \geq I_{рm}$$

мұндағы $I_{доп}$ –жүктеменің рұқсат етілген тогы, А;

$I_{рm}$ - жүктеменің максималды жұмыс тогы, А.

110 кВ штналар ретінде АС – 95 сымдары қолданылады, [1] $I_{доп}$ = 320 А,

$$I_{рm} = \frac{S_{рас}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} = \frac{7558}{\sqrt{3} \cdot 110} = 39{,}7 \text{ А}$$

39,7А < 320А болғандықтан, шарт орындалады.

Шиналарды тәждеуге келесі шарт бойынша тексереді [6]:

$$E = 0{,}9 \cdot E_0$$

мұндағы E_0 – сымның бетіндегі электрлік өрістің бастапқы тәждік кернеулілігі.

[6] сәйкес Е және E_0 келесі формула бойынша анықталады.

$$E = \frac{0{,}35 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{ср}}{r_0}},$$

$$E_0 = 3{,}03 \cdot m \cdot \delta \cdot \frac{(1 + 0{,}03)}{\sqrt{r_0} \cdot \delta}.$$

мұндағы U – сызықты кернеу, кВ (110 кВ);

$D_{ср}$ – үш фаза шиналары арасындағы орташа геометриялық қашықтық, М ($D_{ср}$=2,25м);

r_0 - шиналардың өткізгіштері бетіндегі тегіс еместік коэффициенті;

m – щина бетіндегі кедір-бұдырлық коэффициенті (көп желілі сымдар үшін m = 0,82);

δ - ауаның салыстырмалы тығыздығы, келесі формуламен анықталады:

$$\delta = \frac{293 \cdot 10^{-5} \cdot P}{T}$$

мұндағы Р - тығыздық, Па (Р = 89500 Па);
Т- температура, К (Т = 298 К),
Сонда

$$\delta = \frac{293 \cdot 10^{-5} \cdot 89500}{298} = 0{,}968.$$

Шиналар бір жазықтықта орнатылғандықтан, ортаңғы шинада [6] сәйкес кернеулілік 10% жоғары.

$$E_{ср} = 1{,}1 \cdot E = 1{,}1 \cdot 0{,}725 = 0{,}91 \text{ мВ/м},$$

2,97 > 0,91 яғни 110 кВ шиналар тәжделмейді.
110 кВ шиналарды термиялық төзімділікке тексеру.
Термиялық төзімділікке қарай шиналардың минималды қимасы келесі формула бойынша анықталады [1]:

$$F_{p\min} = \frac{\sqrt{B_к}}{c}$$

мұндағы B_k – ҚТ токгының жылу импульсі, $А^2$ С;
С – шинаның материалына тәуелді коэффициент, (алюминий үшін С=88).
Жылу импульсі келесі формула бойынша анықталады [1]:

$$B_k = I^{(3)2} \cdot (t_{откл} +, T_a),$$

мұндағы $t_{откл}$ – 110 кВ ӘЖ ҚТ ажырау уақыты, ($t_{откл}$= 3,0 с);
T_a – ҚТ тогының апериодты құраушысының өшу уақыты, (К1 нүктесі).

$$T_a = \frac{x_{рез}}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot Z_{рез}} = \frac{1{,}5}{2 \cdot 3{,}14 \cdot 50 \cdot 1{,}54} = 0{,}0136$$

К-1 нүктесіндегі үш фазалы ҚТ тогы – максималды режимде $I^{(3)}$ = 3,25 кА тең.
Сонда

$$B_к = 3{,}25^2 \cdot (3 + 0{,}0136) = 31{,}83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Шинаның минималды есептік қимасы келесіге тең:

$$F_{pmin} = \frac{\sqrt{31{,}83 \cdot 10^6}}{88} = 64\,мм^2$$

Бұл таңдалған қимадан аз (F=120мм^2).

5.2 Қарымталаушы аппараттарды таңдау

Ажыратқыштарды таңдау.

Ажыратқыштың параметрлері, таңдау шарттары және есептік мәндері 5.1 кестеге енгізілген.

5.1 кесте – Ажыратқышты таңдау шарттары және параметрлері

Есептік мәндер	Таңдау шарттары	Ажыртақыштың параметрлері
$U_у$=110	$U_н \geq U_у$	$U_н$=110 кВ
$I_{рm}$=39,7 А	$I_н \geq I_{рm}$	$I_н$ =630 А
$I_у$=3,25 кА	$I_{откл} \geq I_у$	$I_{откл}$=10 кА
$i_у$=5,92 кА	$i_{max} \geq i_у$	i_{max}=26 кА
$I^{(3)2}t_к$=31,83 кА^{2}с	$I^2_t \cdot t \geq I^{(3)2} \cdot t_к$	$I^2_t \cdot t = 10^2 \cdot 4$=400 кА^{2}с

Жетек ПП-67.

Айырғыштарды таңдау.

Айырғыштың параметрлері, таңдау шарттары және есептік мәндері 5.2 кестеге енгізілген.

5.2 кесте – Айырғышты таңдау шарттары және параметрлері

Есептік мәндер	Таңдау шарттары	РНДЗ-2-110/1000У1 айырғыштың параметрлері
$U_у$=110	$U_н \geq U_у$	$U_н$=110 кВ
$I_{рm}$ =39,7 А	$I_н \geq I_{рm}$	$I_н$ = 1000 А
$i_у$=5,92 кА	$i_{max} \geq i_у$	i_{max} = 64 кА
$I^{(3)2}t_к$=31,83 кА^{2}с	$I^2_t \cdot t \geq I^{(3)2} \cdot t_к$	$I^2_t \cdot t = 25^2 \cdot 4$=2500 кА^{2}с

Жетек ПР-90 ПУ1.

Кестеде келесі белгілеулер қолданылған.

$U_н$ – қондырғының номиналды кернеуі;

I^2_t, t – термиялық төзімділік уақытының (с) және токтың (кА) паспорттық мәндері;

$I_{рm}$ – жүктеменің максималды тогы;

$i_у$, $I^{(3)2}$ – максималды режимде 110 кВ шинадағы үш фазалы ҚТ тогы және соққы тогы;

$t_к$ – ҚТ ажырау уақыты.

$$(t_{р.з}+t_{откл}+T_а)=3с.$$

5.2 кестеден таңдалған айырғыштың есептік шарттарға сәйкес келетінін және шиналық айырғыш пен сызықты айырғыш ретінде, сонымен қатар жалғастырғышта орнатуға қабылданатынын көруге болады.

Бөлгіштерді таңдау.

Бөлгіштерді таңдау мәліметтері 5.3 кестеде көрсетілген.

5.3 кесте – Бөлгішті таңдау шарттары және параметрлері

Есептік мәндер	Таңдау шарттары	ОД-110 (630У) бөлгіштің параметрлері
$U_у$=110	$U_н \geq U_у$	$U_н$=110 кВ
$I_{рm}$=39,7 А	$I_н \geq I_{рm}$	$I_н$ =630 А
$i_у$=5,92 кА	$i_{max} \geq i_у$	i_{max}=80 кА
$I^{(3)2}t_к$=31,83 кА^{2}с	$I^2_t \cdot t \geq I^{(3)2} \cdot t_к$	$I^2_t \cdot t=12,5^2 \cdot 4=625$ кА^{2}с

Жетек ПРО – 1У1.

Қысқа тұйықтағышты таңдау.

Таңдау шарттары мен параметрлері 5.4 кестеде көрсетілген.

Қысқа тұйықтағыштарды таңдау шарттары және параметрлері 5.4 кестеде көрсетілген.

5.4 кесте – ҚТ таңдау шарттары және параметрлері

Есептік мәндер	Таңдау шарттары	КРН-110 У1 ҚТ параметрлері
$U_у$=110	$U_н \geq U_у$	$U_н$=110 кВ
$i_у$=5,92 кА	$i_{max} \geq i_у$	i_{max}=42 кА
$I^{(3)2}t_к$=31,83 кА^{2}с	$I^2_t \cdot t \geq I^{(3)2} \cdot t_к$	$I^2_t \cdot t=10^2 \cdot 4=400$ кА^{2}с

Жетек ПРК-1У1.

Ток трансформаторын таңдау шарттары, есептік мәндері және параметрлері 5.5 кестеде көрсетілген.

5.5 кесте – Ток трансформаторларын таңдау шарттары және параметрлері

Есептік мәндер	Таңдау шарттары	Ток трансформаторының параметрлері
$U_у$=110	$U_н \geq U_у$	$U_н$=110 кВ
$I_{рm}$=39,7 А	$I_н \geq I_{рm}$	$I_н$=150 А
$i_у$=5,92 кА	$i_{max} \geq i_у$	i_{max}=31,7 кА
$I^{(3)2}t_к$=31,83 кА^{2}с	$I^2_t \cdot t \geq I^{(3)2} \cdot t_к$	$I^2_t \cdot t=(65 \cdot 0,15)^2 \cdot 4=95$ кА^{2}с

5.5 кестеде келесі белгілеулер қолданылады:

$I_н$ – ТТ номиналбы бастапқы ток;
k_d – динамикалы төзімділік коэффициенті;
kt – термиялық төзімділік коэффициенті.

10 кВ тарату құрылғыларының (ТҚ) жабдықтарын таңдау.

10 кВ тарату құрылғылары (ТҚ) сыртқа орнату үшін ВК-10 типтегі майлы ажыратқыштары бар К-47 сериясында кешенді орындалған (КРУН).

10 кВ ТҚ екі шинадан тұрады, олар жеке-жеке жұмыс жасайды. Әрбір 10 кВ кірмеге РВО разрятауыштар және ПК-10 сақтандырғыштар арқылы өзіндік мұқтаждық трансформаторы қосылған.

Желідегі ұяшықтар (шкафтар) саны – 4. Барлық тізбектерде ТОЛ-10 екі өзекшесі бар бір типті ток трансформаторлары қолданылады. Әрбір шиналардың секциясынан ПКН сақтандырғыштары арқылы НТМИ-10 кернеу трансформаторлары қосылған.

10 кВ шиналарын таңдау.

10 кВ ТҚ шиналары қатты, жұмыс тогы бойынша таңдалады және динамкалық және термиялық төзімділікке тексеріледі.

Шинаны таңдау шарттары.

$$I_{доп} \geq I_{pm}$$

10 кВ кірмелеріндегі максималды жұмыс тогы.

$$I_{pm} = \frac{S_{pm}}{\sqrt{3}} \cdot U_н = \frac{7558}{(1{,}73 \cdot 10)} = 208\,А$$

Алюминий шиналар таңдалады: bh=30x4, мм^2

$I_{доп}$=365>178 А, шарт орындалады.

Шиналарды электродинамикалық төзімділікке тексеру.

Есептік күш келесі формула бойынша анықталады:

$$F_р = 1{,}73 \cdot i_y^{(3)^2} \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-1}\,Н,$$

мұндағы $i_y^{(3)}$ - максималды режимде 10 кВ шиналардағы үш фазалы ҚТ соққы тогы (К2 нүктесі, $i_y^{(3)}$=3,8 кА);

ℓ - тіректі оқшаулатқыштар арасындағы шиналар аралығының ұзындығы, м (ℓ = 1м);

а – шиналар арасындағы қашықтық, м (а=0,25 м).

$$F_р = 1{,}73 \cdot 3{,}2^2 \cdot \frac{1}{0{,}25} \cdot 10^{-1} = 10\,Н,$$

Иілу моменті анықталады:

$$M = \frac{F_{рас} \cdot l}{10} = \frac{10 \cdot 1{,}0}{10} = 1{,}0\ Н.$$

«Плашмя» орналасуы кезінде шиналардың кедергі моменті анықталады:

$$W_n = \frac{h \cdot b^2}{6} = \frac{0{,}004 \cdot 0{,}03^2}{10} = 0{,}6 \cdot 10^{-6}\ м^3$$

Шина материалында иілу кернеуі анықтайды:

$$\sigma_р = \frac{M}{W_п} = \frac{1{,}0}{0{,}6 \cdot 10^{-6}} = 16{,}7\ Н/м^2$$

Алынған мәндер рұқсат етілген кернеумен салыстырылады (алюминий АТ $\sigma_р$ =65 мПа).

16,7 < 65 мПа, шарт қамтамасыз етіледі.

Шиналарды термиялық төзімділікке тексеру келесі формуланың көмегімен жүргізіледі [5]

$$F_{m.c} = \alpha \cdot I^{(3)} \cdot \sqrt{t_п},$$

мұндағы $F_{m.c}$ - қиманың термиялық төзімділігі, мм^2;

$I^{(3)}$ – 10 кВ шиналардағы үш фазалы ҚТ тогы, кА ($I^{(3)}$=1,9 кА);

α – алюминий шиналар үшін алынатын коэффициент, α=11;

$t_п$ – ҚТ ажырау уақыты ($t_п$=2,5 с),

$$F_{m.c} = 11 \cdot 1{,}9 \cdot \sqrt{2} = 29{,}5\ мм^2$$

Бұл таңдалған қимадын төмен F= 120 мм^2.

Ажыратқыштарды таңдау.

5.6 кесте – Ажыратқыштарды таңдау шарттары және параметрлері

Есептік мәндер	Таңдау шарттары	ВК-10-630-31,5 ажыратқыштың параметрлері
$U_у$ =10 кВ	$U_н \geq U_у$	$U_н$=10 кВ
$I_{рm}$ =437 А	$I_н \geq I_{рm}$	$I_н$ =630 А
$I^{(3)}$=5,56 кА	$i_{max} \geq I_y^{(3)}$	i_{max}=80 кА
$i_y^{(3)}$=9,3 кА	$I_{откл} \geq i_y^{(3)}$	$I_{откл}$ =35,5 кА
$I^{(3)2}t_п$=5,56^2 ·2,5=77,3 кА^{2}с	$I^2_t \cdot t \geq I^{(3)2}t_п$	$I^2_t t$=31,5^2·4=3969 кА^{2}с

Жетек серіппелі.

Ажыратқыш параметрлері [10] кестесінен алынған.

Айырғыштарды таңдау.

Өзіндік мұқтаждық трансформаторының тізбектерінде айырғыштар таңдалады және тексеріледі. Айырғыштарды таңдау туралы мәліметтер 5.7 кестеге енгізіледі.

5.7 кесте – Айырғыштарды таңдау шарттары және параметрлері

Есептік мәндер	Таңдау шарттары	РВЗ-10/400 айырғыштың параметрлері
$U_у$ = 10 кВ	$U_н \geq U_у$	$U_н$=10 кВ
$I_{рт}$ =437 А	$I_н \geq I_{рт}$	$I_н$ =400 А
$i_у^{(3)}$=9,3кА	$I_{откл} \geq i_у$	$I_{откл}$=35,5 кА
$I^{(3)2}t_п$=1,63^2·2,5=77,3 кА^{2}с	$I^2_t \cdot t \geq I^{(3)2}t_п$	$I^2_t t$=16^2·4=1024 кА^{2}с

Жетек Пр-2УЗ.

Жерлендіргішті таңдау шарттары мен параметрлері 5.8 кестеде көрсетілген.

5.8 кесте – Жерлендіргішті таңдау шарттары

Есептік мәндер	Таңдау шарттары	ЗР жерлендіргіш параметрлері
$U_у$=10 кВ	$U_н \geq U_у$	$U_н$=10 кВ
$i_у^{(3)}$=9,3 кА	$I_{откл} \geq i_у$	$I_{откл}$=235 кА
$I^{(3)2}t_п$=1,63^2 ·2,5=77,3 кА^{2}с	$I^2_t \cdot t \geq I^{(3)2} \cdot t_п$	$I^2_t \cdot t$=90^2·1=8100 кА^{2}с

Ток трансформаторларын таңдау.

ҚТ тогының әсеріне минимал бастапқы номиналды тогы бар ТТ тексеріледі, яғни ТТ-Ф-3-123, $S_{рт}$ = 490 кВА.

Ф3-123 жұмыс тогы келесіге тең:

$$I_{рт} = \frac{S_{расф-3}}{\sqrt{3} \cdot U_н} = \frac{1760}{\sqrt{3} \cdot 10} = 102 \text{ А}$$

Ток транформаторын таңдау шарттары мен параметрлері 5.9 кестеде көрсетілген.

Кернеу трансформаторын таңдау.

Кернеу трансформаторлары (КТ) өлшеуіш аспаптардың және есептеу құралдарының параллель орамдарының қорегі үшін, сонымен қатар 10 және 35 кВ тораптардағы оқшауламаны бақылау үшін арналған.

5.9 кесте – Ток трансформаторын таңдау шарттары

Есептік мәндер	Таңдау шарттары	Ток трансформаторының параметрлері
$U_у = 10$ кВ	$U_н \geq U_у$	$U_н = 10$ кВ
$I_{рm} = 102$ А	$I_н \geq I_{рm}$	$I_н = 150$ А
$i_у^{(3)} = 3{,}32$ кА	$I_{откл} \geq i_у$	$I_{откл} = 49{,}3$ кА
$I^{(3)2} \cdot t_п = 1{,}89^2 \cdot 2{,}5 = 8{,}93$ кА^{2}с	$I^2_t \cdot t \geq I^{(3)2} \cdot t_п$	$I^2_t \cdot t = (10+1)^2 \cdot 4 = 10{,}24$ кА^{2}с

Кернеу трансформаторлары типі, номиналды бастапқы кернеуі бойынша таңдалады және екінші тізбектің жүктемесі бойынша тексеріледі.

Кернеу трансформаторының ұсынылатын түрлері (шиналардың әр секциясына):

- 10 кВ шиналарда – НТМИ – 10;
- 35 кВ шиналарда – 3хЗНОМ – 35.

Кернеу трансформатрының параметрлері.

$U_{1н}=10$ кВ; $U_{21н}=100/\sqrt{3}$; $U_у=100$ В.

Дәлдік класы үшін номиналды қуаты, ВА

Класс	0,5	1,0	3,0
$S_{2н}$, ВА	75	150	300

Максимальная қуат $S_{2н}=630$ ВА.

Өзіндік мұқтаждық трансформаторларын таңдау.

ҚС өзіндік мұқтаждық электр энергия тұтынушылары: трансформаторлар мен конденсаторларды салқындату жүйелері, таратушы шкафтар мен майлы ажыратқыштарды қыздыру құрылғылары, электрлік жылыту және жарықтандыру, өрт сөндіру жүйесі мен басқа да электр қабылдағыштар болып табылады.

ӨМ ең маңызды электр тұтынушылары басқару және телемеханика жүйелері болып табылады. Олар қоректі келесілерден алуы мүмкін:

а) айнымалы ток тораптарынан – түзеткіш және тұрлауландырғыштар арықылы;

б) энергияның тәуелсіз көздерінен – аккумуляторлы батареялар арқылы.

Қосалқы станцияның ӨМ электрмен жабдықтау үшін екінші кернеуі 380/220 В төмендеткіш ҚС қарастырылады, олар трансформатора мен ажыратқыш арасындағы аумақтағы негізгі трансформаторлардың төменгі кернеу кірмелеріне қосылады.

35/10 кВ қосалқы станцияның ӨМ трансформаторларының қуаты [10] сәйкес ПК қуатының 0,3-2% құрайды. Орнатуға ТМ-25/10 типтегі екі трансформатор алынады.

5.3 Бақылау – өлшеуіш аспаптарын таңдау

Токты, кернеуді, активті және реактивті қуатты, сонымен қатар электр энепргиясын өлшеу үшін стационарлы өлшеуіш аспаптары мен құрылғылары қолданылады. Сонымен бірге, жиілікті, қуат коэффициентін, оқшаулама кедергісін және басқа электрлік шамаларды өлшеген дұрыс.

Стационарлы өлшеуіш аспаптарының дәлдік класы 1,0 – 2,0 шамасында таңдалады. Қазіргі уақытта электронды сандық көрсеткіш және реттеуіш аспаптары кең таралған, оларды жобаланатын нысандарда қолданған тиімді болып саналады.

Өлшеуіш аспаптары мен құрылғылары нормативті құжаттардың [9] талаптарына сәйкес және кәсіпорынның ерекшелігін ескере отырып таңдалады.

6. Релелік қорғаныс

Кернеуі 110/10 кВ трансформаторлар үшін релелік қорғаныс құрылғылары қарастырылуы керек, олар қалыпты емес жұмыс режимдері мен және зақымдалудың келесі түрлерінен қорғау үшін қажет [11,12]:

- орамдар мен шықпалардағы көп фазалы тұйықталудан (көлденең дифференциалды қорғаныс);
- орамдардағы тармақты тұйықталудан және май деңгейінің төмендеуінен (газдық қорғаныс);
- сыртқы ҚТ белгіленген орамдардағы токтардан (максималды ток қорғанысы);
- асқын жүктememен белгіленген орамдардағы токтардан (дабылға әсер ету арқылы МТҚ);

Оқшауланған бейтараптамалары бар кернеуі 10 кВ желілер үшін көп фазалы ҚТ және жерге бір фазалы тұйықталудан қорғаныстар қарастырылуы керек. Көп фазалы тұйықталудан қорғау үшін екі сатылы ток қорғанысы орнатылуы керек, оның бірінші сатысы ток кеспемелі, ал екіншісі МТҚ түрінде орындалады. Жерге бір фазалы тұйықталудан қорғаныс оқшауламаны бақылау құрылғылары (ТН-НТМИ) қолдану арқылы орындалады.

6.1 10/0,4 кВ трансформаторларын 10 кВ жағынан қорғау

Жоғары кернеу жағынан тұтынушы трансфооматорларды қорғау ПКТ типтегі балқымалы сақтандырғыштар арқылы іске асады, балқымалы қыстырманың тогы [1] формула бойынша анықталады:

$$I_{вс} \geq k_н \cdot I_н ,$$

мұндағы $k_н$=1,2…2 – сенімділік коэффициенті;
$I_н$ - трансформатордың номиналды тогы.

$$I_н = \frac{S_{н.т}}{\sqrt{3} \cdot U_н} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 14{,}45\,А.$$

$$I_{вс} \geq 1{,}3 \cdot 14{,}45 = 18{,}78\,А,$$

Балқымалы қыстырманы аламыз $I_{вс}$ = 20 А.

6.2 10 кВ ӘЖ қорғау

Максималь ток қорғанысы.
Желінің максималды жұмыс тоыгн анықьаймыз:

$$I_{рт} = \frac{S_{рас.ф-3}}{\sqrt{3} \cdot U_н} = \frac{1760}{\sqrt{3} \cdot 10} = 102 \text{ А.}$$

Қорғаныстың іске қосылу тогы келесі шарттармен таңдалады [11]:
а) жүктеменің максималды тогынан жөндеу шарты бойынша

$$I_{сз1} = \frac{k_н \cdot k_{зап}}{k_в} \cdot I_{рас},$$

мұндағы $k_н$ -сенімділік коэффициенті, с.б.;
$k_в$ – реленің қайту коэффициенті, с.б.;
$k_{зап}$ – жүктеменің өздігінен қосылу коэффициенті, с.б.

ФЗ ТОЛ-10 ток трансформаторы ($I_{1н}$= 200 А, $I_{1н}$=5 А, $k_{тт}$ =40) және реле РТ-85/1 ($I_у$ = 4-10 А, $К_н$=1,2, $К_в$=0,8) орнатылған.
$К_{зап}$ – нақты мәндер жоқ болған кезде 1,1 тең деп алынады.
Сонда

$$I_{сз1} = \frac{1{,}2 \cdot 1{,}1}{0{,}8} \cdot 102 = 168{,}3 \text{ А},$$

ПКТ балқымалы қыстырмалары бар сақтандырғыштармен шарты бойынша

$$I_{сз2} \geq k_н \cdot I_{п5}$$

мұндағы $k_н$ – сенімділік коэффициенті, (РТ-85/1 $k_н$ = 1,4);
$I_{п5}$ – балқымалы қыстырманың тогы, типтік сипаттамасы бойынша анықталады ($t_п$=5 с);
$I_{п5}$ – балқымалы қыстырма үшін $I_{вс}$=10 А , 50 А тең.

$$I_{сз2} \geq 1{,}4 \cdot 50 = 70 \text{ А}$$

Қорғаныстың іске қосылу тогының екі шартынан келесі қабылданады:

$$I_{сз} = 168{,}3 \text{ А}$$

Реленің іске қосылу тогын табамыз:

$$I_{ср} = \frac{k_{сх}}{k_{тт}} \cdot I_{сз} = \frac{1{,}0}{40} \cdot 168{,}3 = 4{,}2 \text{А},$$

Тағайыншама тогы қабылданады $I_у$ =5 А

$$I'_{ср}=I_у \cdot k_{тт} =5 \cdot 40=200 \text{ А}$$

МТҚ сезімталдық коэффициенті келесі формула бойынша анықталады [11]

$$k_ч = \frac{I^{(2)}_{кз.мин}}{I'_{ср}} = \frac{1640}{200} = 8,2$$

мұндағы $I^{(2)}_{мин}$ – минималды режимде желі соңындағы екі фазалы ҚТ тогы $I^{(2)}_{мин5}$= 1640А, бұл [9] бойынша нормадан – 1,5 жоғары.

РТМ шунтталған релесі бар РТ-85 реледе орындалған қорғаныстар үшін көрсетілген реледегі сезімталдық бойынша шарттың қамтамасыз етілуіне қосымша тексеру жүргізу қажет.

РТМ реле үшін келесі шарттар орындалу керек [12]:

$$I_у \geq 1,2 \cdot I_{со} \text{ А},$$

мұндағы $I_{со}$ – РТМ реленің іске қосылу тогы, ($I_{со}$=5 А).

МТЗ уақытының тағайыншамасын келесі шарт бойынша таңдайды:

$$I_{сз} \geq 0,25 \cdot S_н ,$$

мұндағы $S_н$ - желіге қосылған 10/,04 кВ ТҚС трансформаторларының қондырылған қуаты, кВА.

Көрсетілген шарт орындалған кезде МТҚ іске қосылу уақыты $t_у$ = 0, ал орындалмаған кезде $t_у$ = 0,5с.

Ф-3-103 трансформаторларының барлық номиналды қуаты $S_н$= 2150 кВА.

Сонда

$$I_с \geq 0,25 \cdot 2150=537,5 \text{ А},$$

яғни, МТҚ уақыты:

$$t_у=t_{уст}+\Delta t=0,5+0,5=1,0 \text{ с}.$$

Максималды токкесер (МК)

МК іске қосылу тогы келесі шарттарға қарай таңдалады:

а) ТП-10/0,4 кВ трансформатордың магниттелу токтарының ырғуынан қайта тұрғызу шарты бойынша:

$$I_{сз} \geq 0,25 \cdot S_н=0,25 \cdot 2150=537,5\text{А},$$

б) ТП-10/0,4 кВ трансформаторлардың шиналарында ҚТ қайта тұрғызу шарты бойынша:

$$I_{со2} \geq k_н \cdot I_{0,38}\ А,$$

мұндағы $k_н$ – сезімталдық коэффициенті (РТ-85 реле үшін $k_н$=1,5);

$I_{0,38}$ – ең күшті трансформатордың 0,38 кВ шиналарындағы үш фазалы ҚТ тогы, ($I_{0,38}^{(3)}$=2,5кА).

10 кВ жағына келтірілген бұл ток келесіге тең:

$$I_{0,38}^{(3)} = \frac{U_{н(нн)}}{U_{н(нн)}} \cdot I_{кз}^{(3)} = \frac{0,4}{10} \cdot 2500 = 100\,А.$$

мұндағы $U_{н(НН)}$, $U_{н(ВН)}$ – 10/0,4 кВ трансформатордың жоғары және төмен жақтаныдағы номиналды кернеу, кВ;

сонда

$$I_{со2}=1,5 \cdot 100=150\ А.$$

Екі шарттан токкесер іске қосылу тогы келесіге тең деп алынады:

$$I_{со2}=537,5А.$$

Реленің іске қосылу тогы анықталады:

$$I_{сро} = \frac{k_{сх}}{k_{тт}} \cdot I_{со} = \frac{1,0}{40} \cdot 537,5 = 13,4\ А$$

РТ-85 реленің отсечки іске қосылу еселігін табамыз:

$$k_{отс} = \frac{I_{ср.о}}{I_у} = \frac{13,4}{5} = 2,7.$$

Токкесер сезімталдығының коэффициентін анықтаймыз:

$$k_г \geq \frac{I_{кх.мин}^{(2)}}{I_{со}} = \frac{2175}{537,5} = 4,0,$$

мұндағы $I^{(2)}_{min}$ – минималды режим кезінде кесуді орнату орнындағы екі фазалы ҚТ тогы, ($I^{(2)}_{min}$=2175 А);

бұл нормаланған мәннен 2,0 жоғары.

Ф3-123 және Ф4-123 фидерлерді резервтеу есебімен

$$\sum I_{л} = \frac{\sum S_{рас}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} = \frac{3394}{\sqrt{3} \cdot 10} = 196{,}2 \text{ А},$$

$$I_{сз} = 1{,}4 \cdot (120 + 196{,}2) = 442{,}65 \text{ А}.$$

ТОЛ-10 ток трансформаторы $I_{1н}$=600 А, $I_{2н}$=5 А, $k_{тт}$=120.
Екі шарттың ішінен келесі таңдалады:

$$I_{сз}=442{,}65 \text{ А}.$$

Реленің іске қосылу тогы анықталады:

$$I_{ср} = \frac{I_{чз}}{k_{тт}} = \frac{442{,}65}{120} = 3{,}69 \text{ А}.$$

Тағыайыншама тогы қабылданады $I_{у}$ = 4,0 А (РТВ-1).
Қорғаныстың іске қосылу тогы анықталады:

$$I'_{ср}=I_{у} \cdot k_{тт}=4{,}0 \cdot 120=480 \text{А}$$

Негізгі аумақ үшін сезімталдық коэффициенті табылады:

$$k_{ч.осн} = \frac{I^{(2)}_{кз}}{I'_{сз}} = \frac{1640}{480} = 3{,}4$$

бұл нормаланған – 1,5 мәннен жоғары.
Резервті аумақ үшін сезімталдық коэффициенті анықталады:

$$k_{ч.рез} = \frac{I^{(2)}_{кз.мин}}{I'_{сз}} = \frac{1340}{480} = 2{,}7$$

бұл нормаланған – 1,2 мәннен жоғары.

МТҚ реленің іске қосылу уақыты.
ҚТ тогы 70 А кезінде РТ-85 реледе МТҚ 10 кВ ӘЖ тәуелсіз бөлігінде жұмыс істейді, яғни:

$$t_{усв}=t_{увп}+\Delta t=1{,}0+0{,}5=1{,}5 \text{ с}.$$

10 кВ кірмедегі МТҚ.
Кірмедегі МТҚ РТВ реледе орындалған. Ток трансформатры - ТОЛ-10, $I_{1н}$=600 А, $I_{2н}$=5 А, k_{mm}=120.
Кірменің максималды жұмыс тогы:

$$I_{рас} = \frac{S_{рас}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} = \frac{7558}{\sqrt{3} \cdot 10} = 436{,}87\,А.$$

Қорғаныстың іске қосылу тогын табамыз, ол үшін жүктеменің максималды тогы қолданылады:

$$I_{сз1} = \frac{k_{н} \cdot k_{зап}}{k_{в}} \cdot I_{рас} = \frac{1{,}3 \cdot 1{,}1}{0{,}7} \cdot 436{,}87 = 892{,}5\,А,$$

Алдыңғы қорғаныспен келесі шарттары байынша қорғаныстың іске қосылу тогы табылады:

$$I_{сз2} \geq k_{нс}(I_{сз}+I_{сз}) \geq 1{,}4 \cdot (892{,}5+77) = 1357\ А.$$

Қорғаныстың қажетті сезімталдығын қамтамасыз ету шарты бойынша қорғаныстың іске қосылу тогы анықталады:

$$I_{ср.з} = \frac{I^{(2)}_{кз.мин}}{k_{ч}} = \frac{1640}{1{,}5} = 1093\,А.$$

Үш шартта қорғаныстың іске қосылу тогы келесіден аспау керек:

$$I_{сз} \leq 1357\ А.$$

Реленің іске қосылу тогы:

$$I_{ср} = \frac{k_{сх}}{k_{тт}} \cdot I_{ср.з} = \frac{1{,}0}{120} \cdot 1357 = 11{,}3\,А.$$

РТВ – 1 реле қабылданады, $I_{у}$=12 А.

МТҚ іске қосылу тогы анықталады:

$$I'_{с3} = I_{у} \cdot k_{тт} = 12 \cdot 120 = 1440\ \ А$$

Сезімталдық коэффициенті анықталады:

$$k_{ч} = \frac{I^{(2)}_{кз.мин}}{I'_{ср}} = \frac{1640}{1440} = 1{,}13$$

Бұл қажетті шарттарға сәйкес келмейді, яғни қорғаныстыы тереңдете жсау керек.

РТВ – 1 реле ток еселігі 1,13 кезінде және сипаттаманың тәуелсіз бөлігінде жұмыс істейді.

6.3 Кернеуі 110/10 кВ трансформаторларды қорғау

6.3.1 Максималды ток қорғанысы

Максималды ток қорғанысының (МТҚ) сұлбасы РТ-40 реледе, РП-341 аралық реледе және РВМ-12 уақыт релесінде қысқа тұйықталудың қосылу орауышын бөлшектеу принципі бойынша орындалады.

МТҚ, дифференциалды және асқын жүктеме қорғаныс релесі күштік трансформаторларының 35 кВ жағында орнатылған ТФН ток транфсорматорларының екінші орамдарына қосылған.

Ток трансформаторлары үшбұрыш сұлбасы бойынша қосылған.

МТҚ іске қосылу тогы келесі шарттармен анықталады [12]:

а) жүктеме тогынан жөндеу шарттары бойынша

$$I_{сз} = \left(\frac{К_н}{К_в}\right) \cdot I_{рm} \ А,$$

$$I_{рm} = \frac{S_m}{\left(\sqrt{3} \cdot U_н\right)} = \frac{3605}{(1{,}73 \cdot 35)} = 59{,}5 \, А.$$

$$I_{сз} = \left(\frac{1{,}2}{0{,}85}\right) \cdot 59{,}5 = 84 \, А;$$

б) кірме қорғаныстарымен келісу шарттары бойынша:

$$I_{сз2} \geq К_{нс} \cdot I_{сзвв} \ ,$$

35 кВ жағына келтірілген кірменің іске қосылу тогы

$$I_{сзвв}=737\cdot(10/35)=210{,}6А,$$

$$I_{сз2} \geq 1{,}4\cdot 210{,}6=295 \ А,$$

в) қажетті сезгіштікті қамтамасыз ету шарты бойынша

$$I_{сз3} \leq I^{(2)}_{min} / К_ч$$

мұндағы $К_ч$ - сезгіштік коэффициентінің нормаланған мәні ($К_ч$ = 1,5).

$I^{(2)}_{min}$ – 110 кВ жағына келтірілген 10 кВ шиналардағы екіфазалы ҚТ тогы.

$$I_{сз3} \leq (1700 \cdot (10/35))/1,5 = 324 А,$$

МТҚ іске қосылу тогы $I_{сз}$ = 324 А.

Реленің іске қосылу тогын табамыз:

$$I_{ср} = (К_{сх} \cdot I_{со})/К_{ТТ} = (1/60) \cdot 324 = 5,4 А$$

Уақыт бойынша қорғаныс тағайыншамасы

$$t_у = t_{всв} + \Delta t = 2,0 + 0,5 = 2,5 с.$$

Трансформаторды асқын жүктемеден қорғау

Қорғаныс 110 кВ жағында В фазаның ток трансформаторының екінші орамына қосылған РТ-40 бір токтық реледе орындалған. Қорғаныс дабылға әсер етеді.

Қорғаныстың іске қосылу тогын табамыз:

$$I_{сз} = (k_н/k_в) \cdot I_{ном} А,$$

мұндағы $I_{ном}$ - трансформатордың номиналды тогы

$$I_{ном} = S_н/(\sqrt{3} \cdot U_н) = 6300/(1,73 \cdot 110) = 33,1 А.$$

РТ-40 реле үшін $К_н$=1,05; $К_в$=0,85;

$$I_{сз} = (1,05/0,85) \cdot 33,1 = 41 А,$$

Реленің іске қосылу тогы келесіге тең:

$$I_{ср} = (1,73 \cdot 41)/50 = 1,41А.$$

РТ-40/6 реле қабылданады.

Уақыт бойынша тағайыншама $t_у$= 3,0 с.

Уақыт релесінің типі – РВ-237.

6.4. Трансформатордың дифференциалды қорғанысы

Трансформатордың дифференциалды қорғанысы РНТ және ДЗТ сериясындағы релелердің көмегімен орындалған. Жүктеме астында кернеуді реттеуі (РПН) жоқ екі және үш орамды трансформаторларда РНТ серясындағы релелер, ал жүктеме астында кернеуді реттеу бар трансформаторларда – ДЗТ релелері қолданылады.

Орамдардың қосылу топтары Y/Y бар үш орамды трансформаторлардың дифференциалды қорғаныс сұлбаларында төменгі кернеу жағына үш ТТ орнату қажет, ал орамдардың қосылу топтары Y/Δ екі орамды трансформаторлардың қорғаныс сұлбаларында төменгі кернеу жағына екі ТТ орнатуға рұқсат етіледі.

Қорғаныс сұлбасы әдетте екі релелі болып орындалады. Үш релесі бар сұлбалар нормаланған сезгіштікті қамтамасыз ету шарттары бойынша қажет жағдайда, сонымен қатар қуаты жоғары трансформаторлар (40 МВА) мен үш орамды трансформаторлардың қорғанысы үшін қажет.

Трансформатордың дифференциалды қорғанысын есептеу процессінде реленің саны мен түрі, тармақтар саны мен реле орамдарының қосылу сұлбасы анықталды және қорғаныс сезімталдығы тексерілді.

6.5 Газдық қорғаныс

Трансформатор екі газдық қорғаныспен жабдықталған:

а) трансформатордың газдық қорғанысы РГУЗ-66 релесінде орындалған. Реле ішкі зақымдалуларға және 10 кВ кірмедегі ажыратқыштың ажырауы мен қысқа тұйықталудың қосылуына әсер етеді. Газ аз бөлінген және май деңгейі төмендеген кезде реле дабылға әсер етеді;

б) кернеу астында реттеуі бар бактың газдық қорғанысы ПГЗ-22 реледе орындалған. Ішкі зақымадалу кездерінде реле кірменің адырауына және қысқа тұйықталудың қосылуына әсер етеді.

7 Өмір тіршілігі қауіпсіздігі

7.1 Қосалқы стансалардың қоршаған ортаға әсерін бағалау және талдау.

Электрмен жабдықтаудың қалалық қосалқы стансалар жүйесінде адам денсаулығы мен қоршаған ортаға кері әсер ететін негізгі факторлар болып табылатындар:

- ашық тарату құрылғылары тудыратын айнымалы электрмагнит өрісі және қоныс аймақтары арқылы өтетін 35 кВ ӘЖ;
- негізгі көздері ҚС, ТС күштік трансформаторлары болып табылатын шу мен діріл;
- 35 кВ ӘЖ, 10кВ ӘЖ және 0,4 кВ ӘЖ оқшауланбаған өткізгіштердің ажырауы пайда болған кездегі электр тогына түсу мүмкіндігінің қаупі;
- эксплуатацияға енгізілген көп санды трансформаторлар мен ажыратқыштардың қатты ескіруімен күрделендірілген ҚС, ТС қолданатын маймен толтырылған электр қондырғыларының жоғары дәрежедегі өрт қаупі;

Электрмен жабдықтау жүйесі объектілерінің қауіпті және зиянды факторларының кері әсері рұқсат етілген мөлшерде болуы керек.

Қоршаған ортаға және жалпы энергетиканың әсерін жақсарту және модернизациясын бағалауды талдауға байланысты келесідегідей іс-шаралар жүргізілді.

«Алматы электр стансалары» АҚ мен «Алатау Жарық Компаниясы» АҚ-ның электр желілерінің энергия көздерінің негізгі қондырғыларын дайындау бойынша жөндеу жұмыстарын жүргізу 2012-2013 жылдары қысқы жылыту мерзімін сәтті өткізуге мүмкіндік берді.

Алматы қаласының әкімдігінің қолдауымен «БГҚ қондырғыларымен газға өтудің Алматы ЖЭО-1-ді қайта құру және дамыту» жобасын іске асыру ұсынылған. Салдарында бұл ЖЭО-ның қоршаған ортаға әсері байқаларлықтай азаяды.

Осы жылы Алматы метрополитенін электрмен жабдықтау үшін «Алатау Жарық Компаниясы» АҚ қосалқы стансасының, «Инновациондық технология паркі аймағы, Алматының тұрғын үй-коммуналды шаруашылық объектілерінің құрылысы бойынша жобаны іске асыру, сонымен қатар бойлерлік құрылыспен Алматы ЖЭО-2-нің қайта құрылуы мен дамытылуын аяқтау жоспарлануда.

Ұзаққа созылған әлемдік экономикалық күйреу, табиғи энергоқорлардың бағасының өсуі, қоршаған ортаны қорғау мәселесі, зиянды заттардың және булы газдардың атмосфераға шығарылуын азайту мәселелері энергияны үнемдеу мен энергоэффективтілік сұрақтарының шешімі бойынша жедел комплексті шаралар өткізу керектігін білдіреді.

Осылай, 2012 жылы Қазақстан «Энергияны үнемдеу мен энергоэффективтілікті көтермелеу туралы» жаңа Заң қабылдады. Ол энергияны үнемдеу саласында толық құқықтық базаны тудыруға,

экономиканың энергоэффективті дамуға өтуін қамтамасыз ету үшін энергияны үнемдеу саласындағы халықтық инфраструктураны қалыптастыруға бағытталған.

Қазақстанда, сондай-ақ басқа елдерде ЭЖҚ қолданудың негізгі факторы энергетиканың қоршаған ортаға кері әсерін азайту қажеттілігі болып табылады. Булы газдардың сыртқа шығарылуын азайтудың бір жолы – энергияның мұнай, көмір және газ сияқты дәстүрлі көздерін су, жел және күн сияқты энергияның жаңартылатын көздерімен алмастыру.

Бірақ экологиялық артықшылықтардан басқа байқаларлықтай экономикалық пайда да бар. Мысала, электроэнергияны тудыру үшін ЭЖК қолдану республиканың энергодефицитті аймақтарында ақталуы мүмкін. Бірақтан, қандай жағдай болмасын, берілген деңгейде «жасыл» экономиканың дамуы үшін мемлекттік қолдаудың белгілі деңгейдегі шаралары қажет.

Қалалық қосалқы стансаларды салу өндірісін ұйымдастырған кезде жердің рекультивациясы, табаиғи ресурстарды жоғалтудың алдын алу, зиянды қалдықтардың жер, су тоғандар және атмосфераға шығарылуының алды алу немесе тазартуды ескеретін қоршаған табиғи ортаны қорғау бойынша іс-шаралар мен жұмыстарды ескеру керек. Айтылған іс-шаралар жобалық-сметалық құжаттарда қарастырылуы тиіс.

Қалалық қосалқы стансалар территориясында ағаш-бұтақ өсімдіктерідің тамыр мойынын топырақпен жабу жобалық құжаттарда қарастырылмаған жағдайда жасалынбайды.

Жоспарлық жұмыстар жүргізген кезде ары қарай қолднуға болатын топырақ қабаты алдын ала алып тасталып, арнайы бөлінген жерде сақталуы керек.

Уақытша көлік жолдары мен басқа да жүргін жолдар ауылшаруашылық қажеттіліктер мен ағаш-бұталы өсімдіктерге зөиян тигізудің алдын алатындай, есептеліп салынуы керек.

Қалалық қосалқы стансалар территориясында құрылыс-монтажды жұмыстар өткізген кезде ауаның шан-тозаң және газдалуының алдын алу бойынша талаптар орындалуы қажет. Қалдықтарды жинау кезінде жабық бункерлер немесе жинағыштарды қолданусыз ғимарат пен құрылыстардың қабаттарынан лақтыруға тыйым салынады.

Қосалқы стансаларда бұрғылау жұмыстарын жүргізу процессі кезінде су қабаттарына жеткен кезде астыңғы қабаттардағы жер асты суларын ластаудың алдын алу бойынша жоба ескерген шаралар қабылдануы қажет.

Қалалық қосалқы стансалар аймағында пайда болатын тұрмыстық және өндірістік ағындар құрылысты ұйымдастыру жобасы және жұмыс өндірісі жобалары қарастырған ретте тазартылып, залалсыздантыруы тиіс.

7.2 Электр қауіпсіздігін қамтамасыз ету. Жерге қосу құрылғысына есеп жүргізу

Электр қауіпсіздігі – бұл адамдарды қауіпті және зиянды электр тогының әсерінен, электр доғасынан, электрмагнит өрісінен және тұрақты электрден қорғайтын ұйымдастыру-техникалық іс-шаралар мен құралдар жүйесі. Бұл – электр тогы мен электр өрісінің әсерімен байланысы бар еңбек жасау процессінде жұмысшылардың денсаулығы мен өмірін сақтау жүйесі.

Бөгде адамдарға электржелілік қондырғылар ғимаратында және аймағында болуға, электр желілерінде өз беріпше қайта қосу мен қосылуды жүргізуге тыйым салынады. Электрқондырғылардың қоршауларын ашып, қоршау мен барьердың арғы жағына өтуге тыйым салынады. Бұл қайғылы салдарларға алып келуі мүмкін. Әуе желілері және олардың ғимаратқа алып баратын бұтақтарының астында от жағуға, ғимараттар салуға, отын жинауға болмайды. Салбырап қалған, сонымен қатар үзіліп, жерге құлаған өткізгіштер, электрқондырғылардың ашқ қалған есіктерін және қақпаларын, сондай-ақ зақымданған тіректерді көрген кезде бірден жергілікті желі ұйымына хабарлау қажет. Құлаған ткізгіш жатқан жерді 8-10 метр радиуспен қоршап, күзет қойып апаттық бригада келгенше ешкімді жақындатпау қажет. Үзілген өткізгішке тиіп кету өмір үшін қауіпті.

Әуе желілері астында көліктің қозғалысы тек көліктік жағдайда рұқсат етіледі, тірекке жақынырақ және ең аз салбырауы кезінде. әЖұмыс істеп жатқан әуе желілерінің астында машина қондырғыларын орналастыруға тыйым салынады. Егер жұмысқа кірісер алдында салбыраған, үзілген немесе жерде жатқан өткізгішті көрген кезде аудандық электржелі ұйымы «АЖК» АҚ немесе жергілікті билік органына хабарлау қажет. Үзілген өткізгіштер аймағында болу өмір үшін өте қауіпті. Жерде жатқан өткізгішке жақындаған кездің өзінде адам немесе көлік электр тогының әсеріне түседі. Өткізгіш – адам, жер – осы шартта электр тогы өтетін жол. Әуе электр беріліс желісінің үзілген, жерде жатқан өткізгішіне 8-10 метрден ары жақындаудың да өмірге қауіп төндіретінін есте сақтаған жөн. Оқшаулама зақымданған кезде әуе желісінің тірегінің өзі мынадай белгілермен кернеу астында болуы мүмкін:

- ылғал мен топырақтың жойылуы,
- тіректердің топыраққа енген жерлерінде электр доғасының пайда болуы.

Осындай тірекке жақындаған кезде сіз қадамдақ кернеу аймағына түсесіз. Өткізгіш үзіліп түскен кезде бұл адам және жануарлар өміріне қауіп төндірсе жөндеу бригадасы келгенше жұмысқа кірісуге және оқиға орнын қалдырып кетуге болмайды. Егер де көтергіш механиз немесе машинаның басқа да бөліктері тоқ өткізгіш бөліктерге тисе, жүргізуші жылдам контакттарды ажыратып, механизмнің жылжымалы бөлігін ток өткізгіш бөліктен аластатуы керек. Пневматикалық дөңгелегі бар машинада немесе жыртқыш трактор кабинасында отырған жүргізуші электр өрісінің потенциалы астына екендігін естен шығармау қажет, бірақ бұл қауіпті емес.

Қауіпті қадамдық кернеу немесе өткізгіш-көлік-адам-жер тудырады. Кернеу астына түскен жағдайда көлік кабинасын былайша қалдыру керек:

- көлік корпусына тимей, екі аяқпен жерге секіріп түсу;
- екі аяқпен бірге секіріп немесе өкшені жерден алмай және өкшелердің арасында қашықтық тудырмай қауіпті аймақты 8-10 метрден кем емес қашықтыққа алыс кету.

ҚС қалыпты еңбек жағдайын қамтамасыз ету үшін ескерілетіндер:

- крандар, кіші механизмнің инвентарлы қондырғыларын инвентарлы қызмет көрсету мен жөндеу кезінде қолдануға мүмкіндік беретін ТҚ мен трансформаторларды жинақтау;
- жұмыстық және жөндеу жарықтандырылуы.

ҚС жобасы электрқондырғылар, қосалқы стансаның ғимараттары мен құрылыстарына қауіпсіз қызмет етуді қамтамасыз ететін ғимараттар мен құрылыстарды жолабалаудың құрылыс нормалары, өртке қарсы және жарылысқа қауіпсіз нормалардың талаптарына сәйкес орындалған.

Қабылданған жинау, конструктивтік, қорғаныс шешімдері мен іс-шаралары «Электрқондырғыларды құру ережесін» орындай отырып жобаланған «35-750 кВ жоғары кернеулі ҚС технологиялық жобалаудың нормаларымен» анықталады.

ҚС сенімді, қауіпсіз және рационалды эксплуатациясы қондырғылар мен құрылғыларды қауіпсіз жөнге келтіретін «Электрқондырғыларды эксплуатациялау кезіндегі техника қауіпсіздігі ережелерін» ұстанған кезде қамтамасыз етіледі.

ҚС тарату құрылғыларындағы оперативті қайта қосулар кезінде жұмысшылардың қате іс-әрекеттерін болдырмау үшін айырғыштар мен жоғары вольтты ажыратқыштардың электромагниттік кілттенуі қарастырылған.

Жұмысшының электрқондырғыларына қызмет көрсету аймағында және оның сыртында, импульты токтардан барлық ҚС әсер ету аймағында, жерге қосудың қорғау жұмысы кезінде, оқшауламаның зақымданған кезінде ҚС жерге қосу құрылғысы қауіпсіздікті қамтамасыз етеді.

ҚС электр қауіпсіздігі келесідегідей жолдармен қамтамасыз етіледі:

- керекті оқшаулама;
- ток өткізгіш бөліктерге дейінгі сәйкес ажыратулар;
- қорғаныс қоршаулары;
- жерге қосу құрылғысы;
- ескерту сигналдары, жазулар мен плакаттар;
- жеке және топтық қорғаныс құралдары.

Осы іс-шаралардың орындалуы және оның кеңестерін қадағалау тұрақты жұмысшылар үшін де, ғимаратқа уақытша жіберілгендер үшін де ҚС эксплуатациясының міндетті ережесі болуы тиіс.

Адамға электр тогының, электр доғасының және электр өрісінің қауіпті және зиянды әсері электрзақымданулар мен профессиноалды аурулар түрінде айқындалады.

Адамға электр тогының, электр доғасының және электр өрісінің қауіпті және зиянды әсерінің деңгейі мыналарға байланысты болуы мүмкін:

- ток және кернеудің түрі мен мөлшері;
- электр тогының жиілігі;
- адам денесінен өткен токтың жолы;
- адам организміне электр тогы немесе электр өрісінің әсер ету ұзақтығы;
- қоршаған орта жағдайы.

Электрқауіпсіздік орындалуы керек:

- электр қондырғылардың конструкциясымен;
- қорғаныстың техникалық әдістері және құралдарымен;
- ұйымдастыру және техникалық іс-шаралармен.

Электрқондырғылар және оның бөліктері жұмысшылар электр тогы мен электр өрісінің қауіпті және зиянды әсеріне түспейтіндей және электрқауіпсіздік талаптарына сай орындалуы керек.

Электрқондырғылардағы жұмысқа қауіпсіз еңбек әдістері бойынша нұсқауларды және сабақтарды өткен, сәйкес техника қауіпсіздігі бойынша квалификациялық топқа ие жасалатын жұмысқа сай қызметке қауіпсіздік ережесі мен нұсқаулар біліміне тексеруден өткен және медициналық қарсы көрсетілімдері жок адамдар жіберіледі.

Біздің есепте мен БТҚС-ның жерге қосу құрылғысына есеп жүргіземін.

7.3 Жерге қосу құрылғысына есеп жүргізу

Жерге қосу құрылғысына есеп жүргізу жерге қосушыны есептеуге келіп тіреледі, себебі жерге қосушы өткізгіштерді көп жағдайда ЭҚЕ бойынша механикалық беріктік пен коррозияға тұрақтылық шарттарымен тексереді. ЭҚЕ сәйкес $R_з$ жерге қосушыға рұқсат етілетін кедергі мөлшері белгіленеді. Егер де жерге қосу құрылғысы түрлі кернеулі қондырғыларға жалпы болатын болса, онда ЖҚҚ есептік кедергісіне рұқсат етілетін ең аз кедергісін қабылдайды.

Қарастырып отырған БТҚС қосалқы стансасының 110 кВ жағынын техникалық құжаттамаларға және ЭҚЕ сәйкес ЖҚҚ кедергісі $R_з$=4 Ом тең, себебі ол бір уақытта 1 кВ және одан да жоғары электр қондырғыларына қолданыла береді. ҚС алатын аумақты алдын ала ескере отырсақ, жерлеушілердің орналасу қалпын белгілейміз – периметр бойынша және вертикалды электродтар арасында 4 метрден. Табиғи жерлегіштер жоқ кездегі жасанды жерлегіштің кедергісін ЖҚҚ рұқсат етілетін кедергісіне тең деп қабылдаймыз $R_и$= $R_з$=4 Ом.

Тік және көлденең жерлендіргіштер үшін топырақтың есептік меншікті кедергілерін анықтаймыз:

$$\rho_{р.г} = \rho_{уд} \cdot К_{п.г} = 100 \cdot 2 = 200 \text{ Ом·м};$$

$$\rho_{р.в} = \rho_{уд} \cdot К_{п.в} = 100 \cdot 1{,}4 = 140 \text{ Ом·м};$$

мұнда $\rho_{уд}$ – қосалқы станса территориясындағы топырақтың меншікті кедергісі; $\rho_{уд} = 100$ Ом·м;

$К_{п.г}$, $К_{п.в}$ – 3 климаттық аймақ үшін көлденең және тік электродтардың көтермелеу коэффициенттері.

Өзекті типті тік бір электродтың ағынға кедергісін мына формуламен анықтаймыз:

$$R_{о.вэ} = \frac{\rho_{р.в}}{2\pi l}\left(\ln\frac{2l}{d} + \frac{1}{2}\ln\frac{4t+l}{4t-l}\right) \qquad (7.1)$$

мұнда l, d – электродтың ұзындығы мен диаметрі, м;

t – электродтың қазылу тереңдігі, м.

(7.1)-ге мәндерімізді қойсақ:

$$R_{о.вэ} = \frac{140}{2 \cdot 3{,}14 \cdot 3}\left(\ln\frac{2 \cdot 3}{25 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2}\ln\frac{4 \cdot 3{,}2 + 3}{4 \cdot 3{,}2 - 3}\right) = 42{,}501 \text{ Ом}.$$

$К_{и.в}$=0,56 қолданыс коэффициентін қабылдай отырып, тік жерлендіргіштердің жуық санын анықтаймыз (электродтардың арақашықтығының оның ұзындығына арақатынасы 4-ке тең, объект жобасына сәйкес тік электродтардың жуық саны 10-ға тең), (7.2)-ден алатынымыз:

$$N = \frac{R_{о.вэ}}{К_{и.в} R_{и}}. \qquad (7.2)$$

(7.2)-ге мәндерімізді қойсақ, алатынымыз:

$$N = \frac{42{,}501}{0{,}56 \cdot 4} = 18{,}974 \approx 19.$$

Көлденең электродтардың ағынға кедергісін мына формула бойынша анықтаймыз:

$$R_{р.гэ} = \frac{\rho_{р.г}}{2\pi \cdot l \cdot К_{и.г}} \ln\frac{l^2}{d \cdot t} \qquad (7.3)$$

(7.3)-ке мәндерімізді қойсақ:

$$R_{р.гэ} = \frac{200}{2 \cdot 3{,}14 \cdot 140 \cdot 0{,}32} \ln \frac{140^2}{0{,}025 \cdot 1{,}7} = 9{,}271 \text{ Ом.}$$

(7.4)-тен керекті тік электродтардың санын анықтаймыз:

$$R_{в.э} = \frac{R_{р.гэ} R_и}{R_{р.гэ} - R_и} \qquad (7.4)$$

(7.4)-ке мәндерді қойсақ:

$$R_{в.э} = \frac{9{,}271 \cdot 4}{9{,}271 - 4} = 7{,}035 \text{Ом.}$$

$К_{и.в.у}$=0,51 қолдану коэффициенті кезіндегі тік электродтардың санын анықтаймыз:

$$N = \frac{R_{о.вэ}}{К_{и.в.у} R_{в.э}} \qquad (7.5)$$

(7.5)-ке мәндерімізді қойсақ:

$$N = \frac{42{,}501}{0{,}51 \cdot 7{,}035} = 11{,}846 .$$

Ақыр аяғында қондырғыға арасы 1,7м тереңдіктегі көлденең электродтармен байланысқан, арасы 11 м болатын БТҚС қосалқы станса контуры бойынша орналасқан 12 тік электродты қолданамыз деп қабылдаймыз.

Электрқондырғылардың жұмысының сенімділігі және қызмет көрсету персоналының қауіпсіздігі үлкен дәрежеде ЖҚҚ-ның қасиеттері мен жағдайына байланысты болады. Сондықтан эксплуатацияға құрылғыны енгізу алдында ЖҚҚ сынақтан өткізу мен эксплуатация кезінде мерзімді түрде тексеру және сынау үлкен мәнге ие.

7.4 Қосалқы станцияны найзағайдан қорғау

Электржабдықтау оқшауламасы көрсетілген кернеулерде, өнеркәсібтік жиілікте және найзағайлы асқын кернеуді пайдалану кезінде пайда болған жағдайда сенімді жұмыс істеуі керек. Найзағайлы асқын кернеу найзағайдың жерге түзу соққысынан және электр жабдықтарына жақын тұрған заттар немесе объектілерге соққысынан туады. Барлық электр жабдықтарының найзағайлы асқын кернеуден арнайы қорғанысы болуы керек. Қорғаныстың басты элементтері – разрядтауыштар. Электр жабдықтары найзағайдың түзу

соққысынан арқансым және оқтауша жайратқыштары арқылы қорғалады. Қорғаныс тікелей металл конструкцияларында орнатылған және бөлек тұратын жайратқыштар арқылы жүргізіледі.

Бұл жұмыста найзағайдан қорғау есебі жайратқыштардың орнын анықтауына әкеледі, жайратқыштың әрекет зонасы қосалқы станциядағы барлық электр жабдықтарын толық қорғауын анықтайды.

h=19,35 м. – жайратқыштың биіктігі.

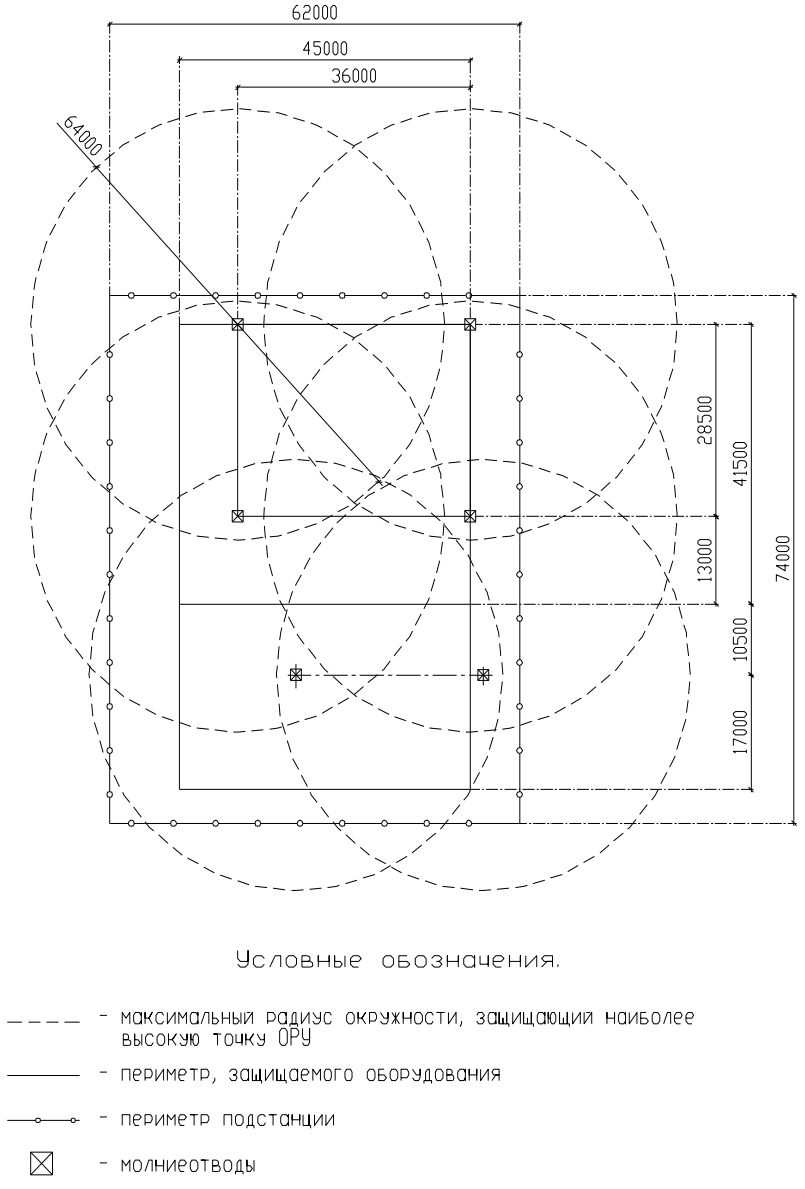
h_x=11,35 м. – қорғаныс объектісінің биіктігі.

h_a = 8 м – ошиновкадағы жайратқыштың биіктігі.

$D = 8 \cdot (h - h_x) p = 8 \cdot (19{,}35 - 11{,}35) \cdot 1 = 64$ м.

D – ОРУ ең биік нүктесін қорғайтын шеңбердің максималды диаметрі.

мұндағы, p=1, h< 30 м, $p = \frac{5{,}5}{\sqrt{h}}$, h> 30 м.



7.4 сурет – Найзағайдан қорғаудың сұлбасы

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) шиналарына жіберілетін электр энергия құнын есептеу қажет. Есептеу үшін бастапқы мәндер [13]:

- жобада қабылданған электрмен жабдықтау сұлбасы;
- максимум жүктемені пайдалану сағат саны ($Т_{мах}$=4000 сағ);
- энергия шығынының сағат саны τ, сағ;
- 110 кВ шиналардан жіберілетін электр энергия құны, теңге/кВт·сағ.

8.2 Электр энергия жіберілімінің толық өзіндік құны

Жіберілудің толық өзіндік құны $С_{пол}$ келесі формула бойынша [13] анықталады:

$$С_{пол}=С_{эксп}+С_{пот},$$

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

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

Пайдалану шығындары келесі жұмсалымдардан тұрады:

$$С_{эксп}=С_{АМ}+С_{з.п}+С_{об}+С_{ос},$$

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

$С_{з.п}$ - еңбек ақыға жұмсалымдар, теңге/жыл;

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

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

$С_{эксп}$=1159,2+9056,25+298,8+2158,32=12672,57 мың.теңге/год.

Амортизациялық аударымдар.

Амортизацияға жұмсалымдар:

$$С_{АМ}=С_{р}+С_{к.р.},$$

мұндағы $С_{р}$ – қайта жаңартуға аударымдар, (қалпына келтіруге), теңге/жыл;

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

Реновация (қайта жаңарту) негізгі қорларды табиғи қызмет мерзімінде қалпына келтіру болып табылады. $С_{АМ}$ мәні келесі формуламен анықталады:

$$С_{АМ}=Рам.\%·К /100 ,$$

мұндағы Рам% - амортизациялық аударымдардың нормасы;
К – нысанға жұмсалатын күрделі жұмсалымдар, теңге/жыл .
$Р_{ам\%}$ мәнін [13] мәліметтері бойынша алуға болады.

$$С_{АМ.ВЛ-10}=(3,5/100)·9200=322 мың. теңге;$$

$$С_{АМ.ПС-35/10}=(6,3/100)·9200=579,6 мың. теңге;$$

$$С_{АМ.ВЛ-35}=(2,8/100)·9200=257,6 мың. теңге;$$

$$С_{АМ}=322+257,6+579,6=1159,2 мың. теңге.$$

Еңбек ақы.
Еңбек ақы жұмсалымдары келесілерден тұрады:

$$С_{з.п}=С_{з.п.осн}+С_{з.п.доп}+С_{с.с},$$

мұндағы $С_{з.п.осн}$ - негізгі еңбек ақы, теңге/жыл;
$С_{з.п.доп}$ - қосымша еңбек ақы, теңге/жыл.
$С_{с.с}$ – арнайы сақтандыру мен зейнетақы қорына жұмсалымдар, теңге/жыл.
Негізгі еңбек ақы $С_{з.п.осн}$ келесі формула бойынша анықталады:

$$С_{з.п.осн}=n_{пр}.С_{ср}$$

мұндағы $n_{пр}$ – өндірістік қызметкерлердің саны (жұмыскерлер мен қызметкерлер), адам;
$С_{ср}$ – бір жылдағы орташа еңбек ақы, теңге/жыл.

$$С_{з.п.осн}=25·252=6300 мың теңге.$$

Қосымша еңбек ақы.
Қосымша еңбек ақысы келесі формуламен анықталады:

$$С_{з.п.доп}=(0,1-0,15)·С_{з.п.осн}, теңге/жыл.$$

$$С_{з.п.доп}=0,15·6300=945 мың. теңге.$$

Әлеуметтік сақтандыру және зейнетақы қорына аударымдар.

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

мұндағы b – мемлекеттік органдардың нормативтері бойынша зейнетақы қоры мен әлеуметтік сақтандыруға аударымдардың үлесі, с.б.

$$C_{с.с}=0,25\cdot(6300+945)=1811,25\text{ мың. теңге;}$$

$$C_{з.п}=6300+945+1811,25=9056,25\text{ мың. теңге.}$$

Жабдықтарға қызмет ету жұмсалымдары.

Бұл жұмсалымдар келесілерден тұрады: ағымдағы жөндеу, қосалқы материалдардың құны, шеттегі ұйымдардың қызметі және басқа жұмсалымдар. Амортизациялық аударымдардың үлесінен алынады:

$$C_{обс}=p\cdot C_{АМ}$$

мұндағы p=0,2 - 0,3 (төмен кернеу тораптары үшін жоғары мәндер алынады).

$$C_{обс.}=0,25\cdot 1159,2=298,8\text{ мың теңге.}$$

Жалпы тораптық жұмсалымдар.

Жалпы тораптық жұмсалымдар келесі формула бойынша анықталады:

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

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

$C_{ср.рау}$ – басқару аппаратындағы жұмыстарының орташа жылдық еңбек ақысы, теңге/жыл;

γ - коэффициент, 0,025-0,05 тең деп алынады.

$$C_{ос}=7\cdot 300+0,04\cdot(1159,2+298,8)=2158,32\text{ мың.теңге.}$$

Электр энергия шығынының құны.

Электр энергия шығынының құны келесі формуламен анықталады:

$$C_{пот}=\Delta A\cdot\alpha,$$

мұндағы ΔA – электр энепргияның жылдық шығыны, кВт-сағ.;

α – электр энегиряға меншікті тұйықталатын жұмсалымдар, теңге/жыл.

Энергияның жалпы шығыны ΔА ӘЖ сымдарындағы шығындардан $\Delta A_{вл}$ және трансформатордағы шығындардан $\Delta A_{тр}$ тұрады.

ӘЖ сымдарындағы шығындар келесі формуламен анықталады:

$$\Delta A_{вл}=\Sigma((S_i/U^2_н)\cdot r_{oi})\cdot\tau\cdot 10^{-3},$$

мұндағы і – желінің есептік телімінің нөмірі;

n – телімдер саны;

S_i - і –ші телімдегі есептік қуат, кВА;

$U_н$ – ӘЖ номиналды кернеу, кВ;

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

τ – шығын уақыты (сағ).

Тораптың жеке элементтері үшін шығынның орташа мәні [13] сәйкес келесіге тең:

$\tau_{ВЛ35}$=2500 сағ, $\tau_{ВЛ10}$=1900 сағ,

$\tau_{ПС\ 35/10}$=2000 сағ, $\tau_{ПС\ 10/0.4}$=1800 сағ,

Фидерлердегі энергия шығындары анықталады және олардың нәтижелері төменде көрсетілген:

$\Delta A_{вл\ Ф1\text{-}103}$=125864 кВт сағ

$\Delta A_{вл\ Ф2\text{-}103}$=119432 кВт сағ

$\Delta A_{вл\ Ф4\text{-}103}$=109885 кВт сағ

$\Delta A_{вл\ Ф\text{-}5\text{-}103}$=98762 кВт сағ

10 кВ ӘЖ сымдарындағы энергия шығындарының қосындысы:

$$\sum\Delta A_{вл}=\Delta A_{вл\ ф3\text{-}103}+\Delta A_{вл\ Ф1\text{-}103}+\Delta A_{вл\ Ф2\text{-}103}+\Delta A_{вл\ Ф4\text{-}103}+$$
$$+\Delta A_{влФ\text{-}5\text{-}103}=76340+105864+99432+89889+68762=440287\ кВт\cdot сағ.$$

Трансформаторлардағы энергия шығыны кВт·сағ келесі формуламен анықталады:

$$\Delta A_{тр}=\Delta P_{ст}\cdot 8760+\Delta P_{м}\cdot(S/S_н)^2\cdot\tau,$$

мұндағы $\Delta P_{ст}$, $\Delta P_м$ - трансформатор мысы мен болатындағы шығындар, кВт;

S, $S_н$ – трансформатордың есептік және номиналды қуаты, кВА.

Қазақстан Республикасының энергетикалық жүйесіндегі ауылдық электр тораптарының жеке элементтеріндегі меншікті шығындар $\alpha_{вл}$ және $\alpha_{тр}$, теңге/кВт-сағ.

2 фидерда орнатылған трансформаторлардағы электр энергия шығындары анықталады:

$$\Delta A_{тр}=0,135\cdot 8760\cdot 2+0,69\cdot(25/25)^2\cdot 21900+0,19\cdot 8760\cdot 3+1,0\cdot(40/40)^2\cdot 1900+$$
$$+(35/40)^2\cdot 2\cdot 1900+0,265\cdot 8760\cdot 3+1,47\cdot(55/60)^2\cdot 2\cdot 1900+1,47\cdot(45/60)^2\cdot 1900+$$
$$+0,365\cdot 8760\cdot 7+2,27\cdot(100/100)^2\cdot 1900\cdot 2+2,27(95/100)^2\cdot 1900\cdot 2+2,27(90/\ 100)^2$$
$$\cdot 1900\cdot 3=61280 \text{ кВт·сағ.}$$

Қалған фидерлерде орнатылған трансформаторлардағы энергия шығындары осыған ұқсас анықталады және нәтижелері төменде көрсетілген:

$$\Delta A_{тр\ Ф1\text{-}103}=75213 \text{ кВт сағ}$$

$$\Delta A_{тр\ Ф2\text{-}103}=78246 \text{ кВт сағ}$$

$$\Delta A_{тр\ Ф4\text{-}103}=62154 \text{ кВт сағ}$$

$$\Delta A_{тр\ Ф5\text{-}103}=57219 \text{ кВт сағ}$$

Трансформатордағы шығындардың қосындысы келесіні құрайды:

$$\Delta A_{тр}=\Delta A_{трФ1\text{-}103}+\Delta A_{трФ2\text{-}103}+\Delta A_{трФ3\text{-}103}+\Delta A_{трФ4\text{-}103}+\Delta A_{трФ5\text{-}103}=$$
$$=75213+78246+61280+62154+57219=334112\text{кВт·сағ;}$$

Сонда жалпы шығындар:

$$\Delta A=\Delta A_{ВЛ}+\Delta A_{тр}=440287+334112=774399 \text{ кВт·сағ;}$$

Шығындардың құны:

$$C_{пот}=774399\cdot 2,5\cdot 10^{-3}=1936 \text{ мың. теңге.}$$

1 кВт·сағ жіберілетін электр энергияның құны.

Жіберудің толық өзіндік құны q келесі формуламен анықталады:

$$q=C_{пол}/A_{п.о.}$$

мұндағы $C_{пол}$ - жіберудің толық құны, теңге;

$A_{п.о.}$ – пайдалы жіберілген электр энергиясы, кВт·сағ.

$A_{п.о.}$ мәні келесі формула бойынша анықталады:

$$А_{п.о}=S_{расч}\cdot cosφ\cdot T_{мах}-ΔA,$$

мұндағы $S_{расч}$ - желінәң басындағы есептік қуат;
cosφ - қуат коэффициентінің орташа мәні (0,8-0,85);
$T_{мах}$ – максимум жүктемені пайдалану сағат саны (3000 – 4000 сағат).

$$А_{п.о.}=3605\cdot0,8\cdot3500-774399=9319601 кВт\cdot сағ.$$

$$С_{пол}=12672,6+1936=14608,6 мың. теңге;$$

$$q=14608,6/9319601=1,57 теңге/кВт\cdot сағ.$$

Қосалқы стванцияның 10 кВ (0,38 кВ) шиналарынан жіберілетін электр энергияның өзіндік құны келесі формула бойынша анықталады:

$$q_{отп}=q_{с}+q$$

мұндағы $q_{с}$ – ҚР энергетикалық жүйесіндегі электр энергияға келтірілген меншікті шығындар ($q_{с}$, теңге/кВт·сағ, директивті материалдар бойынша алынған).

$$q_{отп}=2,5+1,57=4,27 теңге/кВт\cdot сағ,$$

банк несиесін алған кезде қосалқы станцияның 10 кВ (0,38 кВ) шиналарындағы электр энергия құны келесі формуламен анықталады:

$$β=E_{б}\cdot n_{б}\cdot К/А_{п.о.}+q_{с}+q$$

мұндағы $E_{б}$ – банк несиесін жабуды есептегенде, күрделі қаржы салымдарының өтелімділік коэффициенті;
$n_{б}$ – банк несиесі бойынша пайызды қайтарудың жылдық нормасы;
К – банк несиесі, теңге.

$$β=(0,9\cdot0,25\cdot9,2\cdot10^{6}/9319601)+2,5+1,57=4,49 теңге/кВт\cdot сағ,$$

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

$$β^{1}=β+m\cdot β,$$

мұндағы m – тиімділік (рентабелділік) деңгейі, с.б.

$$β^{1}=4,49+0,2\cdot4,49=5,38 теңге/кВт\cdot сағ,$$

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

$$\beta^{11}=\beta^{1}+m^{1}\cdot\beta^{1},$$

мұндағы m^1 – НДС құраушысы, с.б.

$$\beta^{11}=5,38+0,1\cdot5,38=5,9 \text{ тенге/кВт·сағ},$$

8.3 Өндірістік жоспар

Бұл бөлімшеде ҚС өндірісті жоспарлау бойынша негізгі іс шаралар көрсетілген.

Қызмет көрсету жүйесі:

- өзіндік мүмкіндіктері;
- сыртқы қызметтер (мерділер).

Қызмет көрсету және жұмыс мүмкіндіктері:

- инвестиция (қаржы салымы);
- жаңа жұмсалымдық факторлар (тура немесе жанама).

Ұйымдастыру жұмыстары.

- өзіндік құралдарымен;
- банктан қарыз алу (соммасын, мерзімін және қайтару уақытын көрсету керек);
- жаңа техниканы сатып алуға қаржы салымдары.

Сату тиімділігінің (рентабелділігін) деңгейін анықтау:

- баға деңгейі;
- пайда (табыс).

Қабылданған іс шаралардың артықшылығы:

- техникалық;
- экономикалық (тура және үстеме шығындарды төмендету);
- бәсекеге жарамды (жоғары сападағы жұмыс және қызмет көрсету).

8.3 Қауіп-қатерді бағалау

Өндірістік, нарықтық және қаржылық қатерді болдырмау үшін қауіп-қатер факторларын білу керек, ол үшін сызбалық әдіс қолданылады.

Сызбаны тұрғызу үшін келесі шамаларды анықтау керек:

Тұрақты жылдық ұсталымдар:

$$И_{пост}=C_{АМ}+C_{зп}+C_{ос.}+C_{б.}$$

мұндағы $C_{АМ}$ – амортизацияға жұмсалымдар;

$C_{зп}$ – еңбек ақыға жұмсалымдар, әлеуметті сақтандыру және зейнетақы қорына уадарымдармен бірге;

$С_{ос}$ - қоғамдық жұмсалымдар;
$С_{б}$ – банк несиесі бойынша қайтарылатын ақшаның соммасы (егер банкке қарыз болса).

$$И_{пост}=1159,2+9056,6+2158,32+1656=14030 \text{ мың.тенге.}$$

Ауыспалы жылдық ұсталымдар:

$$И_{пер}=С_{пот}+q_{с}\cdot А_{п.о.}$$

мұндағы $С_{пот}$ – электр энергия шығынының құны;
$q_{с}$ – энергетикалық жүйеде электр энергияға келтірілген меншікті жұмсалымдар;
$А_{п.о.}$ – пайдалы жіберілген электр энергия, кВт·сағ.

$$И_{пер}=1936+2,5\cdot 9319601\cdot 10^{-3}=25415 \text{ мың. тенге.}$$

$С_{пр}$ - өнімнің құны, тенге/жыл;
$С_{рп}$ – іске асқан өнімнің (электр энергияның) жылдық құны, теңге/жыл.

$$С_{рп}=\beta^{1}\cdot А_{п.о.}=5,38\cdot 9319601\cdot 10^{-3}=50139 \text{ мың. тенге.}$$

Электр энергияны тасымалдау тиімділігі келесі формуламен анықталады:

$$Р=(ВП/(И_{посТ}+И_{пер}))\cdot 100\%,$$

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

$$ВП=50139-25415-14030=10695 \text{ мың.тенге,}$$

$$Р=(10695/(25415+14030))\cdot 100\%=27\%$$

Электр энергия тасымалдауының жылдық пайдасы келесі формуламен анықталады:

$$Пр=(\beta^{1}-\beta)\cdot А_{п.о.}$$

$$Пр=(5,38-4,49)\cdot 9319601\cdot 10^{-3}=8294,4 \text{ мың. тенге.}$$

Қорытынды

Жобада «Жаңа Тұрмыс» 110/10 кВ қосалқы станциясында жұмыс істеп тұрған трансформаторға ($S_н$=6300 кВА) қосымша, қуаты 6300 кВА екінші трансформатор орнату қарастырылады, бұл кез келген апатты режим кезінде жаңа және ескі тұтынушыларды энергиямен қамтамасыз етуге мүмкіндік береді.

ҚС электрмен жабдықтау сұлбасы, олардағы таңдалған күштік трансформаторлар, релелік қорғаныс және автоматика сұлбасы «Жаңа Тұрмыс» 110/10 кВ ҚС қоректенетін тұтынушыларды электрмен жабдықтау сенімділігін жоғарлатуға мүмкіндік береді.

Қолданыстағы 10 кВ ӘЖ ескі сымдарды қимасы жоғары жаңа сымдармен ауыстыру арқылы қайта жөндеу тұтынушылар кірмесіндегі кернеудің нормаланған ауытқуын қамтамасыз етуге мүмкіндік береді.

0,38 кВ шиналардан жіберілетін электр энергияның 1кВт·сағ. өзіндік құны 1,57 теңгені құрайды, ал жылдық экономикалық тиімділік 8924,4 мың теңге, пайдалалық (рентабелділік) 27%, бұл қабылданған техникалық шешімдердің дұрыс екендігін көрсетеді.

Қолданылған әдебиеттер тізімі

1. Будзко И.А., Зуль Н.М ‘Эл.сн.с/х” М: ВО Агропромиздат , 1990.
2. Методические указания по расчету электра нагрузок в сетях 0,38 – 110 кВ с/х назначения. М: Сель энерго проект, 1981.
3. Будзко И.А и др “Практикум по Эл.сн.с/х ” М: Колос 1982.
4. ПУЗ М: Энергоатамиздат, 1987.
5. Справочник по Эл.сн. и Эл.об. Под общей редакцией Федорова А.А. М: Энергоатамиздат, 1987.
6. «Сель энерго проект» , РУМ. 1986.
7. Нормы технологического проектирования электра сетей с/х назначения. М: Сель энерго проект, 1988.
8. Коганов И.Л.”Курсовые и дипломное проектирование” М: Колос, 1980.
9. Справочник по Эл. аппаратном высокого напряжения. Под редакцией Афанасьева В.В. М: Энергоатамиздат, 1987.
10. Гессен В.Ю. и др. .”Курсовые и дипломное проектирование по Эл.сн. с/х.” М:Колос 1981.
11. Васильев Л.И. .”Курсовые и дипломное проектирование по Эл.сн. с/х.” м: Агропроиздат, 1989.
12. Руководящие материалы по проектированию Эл.сн.с/х.М: 1976, ноябрь
13. Князевский Б.А. и др – “охрана труда в электра установках”. М: Энергоатомиздат, 1983.
14. Найфельд А.Р. заземление, защитные меры безопасности. М:Энергоатомиздат, 1985.