ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы

АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Электр станциялари, тораптары және жүйелері
кафедрасы

«Қорғауға жіберілді»
Кафедра меңгерушісі

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

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

Тақырыбы: Ақтөбе облысындағы 220 кВ электр тораптарының даму сұлбасы
мамандығы бойынша

Орындаған Бөлек Мақсат ЭСЭк-12-1
(аты - жөні) (тобы)

Жетекші т.ғ.к., доцент Токтибакиев К.К
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Кеңесшілер:

Экономикалық бөлім бойынша :
аға оқытушы Тулегенова С.К.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
_____ «31» 05 2016 ж.
(қолы)

Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бойынша:
доцент Абдимуратов Н.С
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
_____ «3» 06 2016 ж.
(қолы)

Мөлшер бақылаушы:
_____
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
_____ «09» 06 2016 ж.
(қолы)

Пікір жазушы :
_____
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
_____ «10» 06 2016 ж.
(қолы)

Алматы 2016

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы

АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Электрэнергетика факультеті факультеті

5В171800 мамандығы

Электр станцияларн, тораптарғ және жүйелері кафедрасы

жобаны орындауға берілген

ТАПСЫРМА

Студент Болек Мақсат Асқарұлы

(аты - жөні)

Жоба тақырыбы Ақтөбе облысындағы 220кВ электр тораптарының даму сұлбасы

ректордың «19» 10.2015ж. №148 бұйрығы бойынша бекітілген.

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: «10» 06 2016 ж.

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

Ақтөбе облысының географиялық сипаттамасы
Қарастырылып отырған қосалқы станцияның жүктемесін есептеу
Орнитасу сұлбасын салу және сомдардың қималарын таңдау
Тораптың қалыпты режимі жұмыс кезіндегі есептеу

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

Қарастырылып отырған аумақтың сипаттамасы
Нұсқалардың техникалық-экономикалық салыстыру
Орынбасу сұлбасын құрастыру, есептеу және трансформаторлар қималарын таңдау
220кВ электр торабын сараптау және есептеу

Сызба материалдарының (міндетті түрде дайындалатын сызуларды көрсету) тізімі

1. жұмыстың мақсаты мен тапсырмасы.
2. қазіргі бар тораптың сұлбасының жағдайына сараптама.
3. нұсқалардың техникалық-экономикалық салыстыру сұлбасы
4. орынбасу сұлбасын құрастыру, есептеу және трансформаторлар, сымның қималарын таңдау
5. НЖ тарапқыш құрылғының көпір сұлбасы

Негізгі ұсынылатын әдебиеттер

1. Идельчик В.И. „Электрические сети и системы" М. Энергоатомиздат
2. А.А. Герасименко, В.Т. Федин „Передача и распределение электрической энергии – Ростов – н/Д Феникс. Красноярск: Издательские проекты, 2006г.
3. Г.Е. Поспелов, Н.М. Сит „Потери мощности и энергии в электрических сетях" Под. ред. Г.Е. Поспелова – М. Энергоатомиздат 1981 – 216с.
4. Тохтибакиев К.К. „Электрические сети и системы" Методы расчета потерь электроэнергии и их нормирование Учебное пособие. АИТС, Алматы, 2003 – 83с.

Жоба бойынша бөлімшелерге қатысты белгіленген кеңесшілер

бөлімшелер	кеңесші	мерзімі	қолы
Өмір тіршілік қауіпсіздігі	Абдимуратова Н.С.	3.06.2016 ж.	
Экономикалық бөлім	Тулегенова С.К.	31.05.2016 ж.	
Негізгі бөлімі	Тохтибакиев К.К.	30.05.2016 ж	
Нормбақылаушы	Соколова И.С.	09.06.2016 ж	

Диплом жобасын дайындау

КЕСТЕСІ

№ р/с	Тарау аттары, әзірленетін сұрақтардың тізімі	Жетекшіге ұсыну мерзімдері	Ескерту
1	Қарастырылып отырған аумақтың сипаттамасы	19.10.2015ж.	
2	Нұсқалардың техникалық – экономикалық салыстыру	28.12.2015ж	
3	Орынбасу сұлбасын құрастыру, есептеу және трансформаторлар, қолемның қималарын таңдау	17.01.2016ж.	
4	220 кВ электр торабын сараптау және есептеу	03.03.2016ж	
5	„Донское-2" қосалқы станциясы үшін негізгі жабдықтарды және қосқа тұйықталу тогын таңдау	10.04.2016ж	
6	„Донское-2" 220/110/10 кВ қосалқы станциясының жерге тұйықталуын есептеу	15.04.2016ж.	
7	Өмір тіршілік қауіпсіздігі	2.05.2016ж.	
8	Экономикалық бөлімі	6.05.2016ж	

Тапсырманың берілген уақыты «19» 10 2015 ж.

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

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

Орындалатын тапсырманы қабылдаған студент _____ Болек М.А.
(қолы) (аты -жөні)

Аннотация

Дипломная работа представляет собой развитие электрических сетей 220 кв Актюбинской области, включающее проектирование ЛЭП с вводной новой подстанции. В работе произведен анализ существующей сети и обзор основных проблем электрических систем данного региона, а также обоснование необходимости строительства ЛЭП и подстанции.

Рассмотрены несколько вариантов возможного развития электрической сети и сделаны проверочные расчеты режимов работы электрической 220 кВ. Исходя из технико-экономического обоснования, произведена выборка наиболее целесообразного из них.

Для конечного варианта произведен расчет рабочих режимов и токов короткого замыкания, по которым выбрано основное оборудование проектируемой подстанции. А также, расчет для безопасности жизнедеятельности и экономическое обоснование.

Аңдатпа

Дипломдық жоба Ақтөбе облысындағы 220 кВ электр тораптраның дамуын, электр беріліс желілерін жобалау және жаңа қосалқы станцияны енгізілуімен айқындалады. Бұл жұмыста қазіргі уақытта бар торапқа сараптама жүргізіліп, берілген аумақтық электр тораптарның басты проблемаларын анықтап және де электр беріліс желілерінің және қосалқы станцияның құрылысына дәйектеме берілді.

Электр тораптары дамуының бірнеше нұсқалары қарастырылды, және 220 кВ тораптарға тексеріс есептеулер жүргізілді. Техникалық-экномикалық дәйектемеге сылана отырып, арасынан ең тиімді нұсқасы таңдалынды.

Соңында жұмыс режимдеріне және қысқа тұйықталу тоғына есептеулер болды, бұл есептеулерге байланысты жобаланатын қосалқы станцияның басты қондырғылары алынды. Сонымен қатар, жобаның экономикалық дәйектемесіне және өмір тіршілік қауіпсіздігін сақтау мақсатында есептеу жүргізілді.

Annotation

Thesis is a development of 220 kV networks of Aktobe region, which includes the design of power transmission lines with the introduction of the new substation. The paper made an analysis of the existing network, and an overview of the basic problems of electrical systems in the region, as well as the rationale for the construction of transmission lines and substations.

We consider several options for the possible development of the electrical network and verifying the calculations made modes of electric networks 220 kV. Based on the feasibility study, carried out sampling the most appropriate one.

For the final version of a calculation of operating modes and the short-circuit current, which is selected basic equipment designed substation. Also, the calculation for life safety and economic justification.

Мазмұны

Кіріспе 7
1 Қарастырылып отырған аумақтың сипаттамасы 8
1.1 Қарастырылып отырған аумақтың сұлбасы 8
1.2 Ақтөбе облысының географиялық сипаттамасы 8
1.3 Ақтөбе облысының климаттық жағдайлары 9
1.4 Қазіргі бар тораптың сұлбасының жағдайына сараптама 10
1.5 Қорек көздері туралы мағлұмат 12
1.6 Тұтынушылар туралы мағлұмат 12
1.7 Жаңа әуе электр беріліс желілері және қосалқы станциялар салынуының қажеттілігіне дәйектеме 12
1.8 ЖШС Энергосистеманың электр жүктемелерінің деңгейі 13
2 Нұсқаларды техникалық-экономикалық салыстыру 16
3 Орынбасу сұлбасын құрастыру, есептеу және трасформаторлар, сымның қималарын таңдау 19
3.1 Қарастырылып отырған қосалқы станцияның жүктемесін есептеу 19
3.2 Қосалқы станциядағы трансформаторлардың саны мен қуатын таңдау 21
3.3 Орынбасу сұлбасын салу және сымдардың қималарын таңдау 23
3.4 Донское – 2 қосалқы станциясының сұлбасын таңдау 25
4 220 кВ электр торабын сараптау және есептеу 27
4.1 Тораптың қалыпты режимі жұмысы кезіндегі есептеу 27
4.2 Апаттық жағдайдан кейінгі режим (Ақтөбелік түйінді сөндіру) 30
4.3 Апаттық жағдайдан кейінгі режим (Донское – 2 түйіні) 32
4.4 Тораптың жүктемесін 10%-ға жоғарылатқанда жұмыс режимін есептеу 34
4.5 Жүктемені 30%-ға төмендеткенде торапты жұмыс режимін есептеу 37
5 «Донское - 2» қосалқы станциясы үшін негізгі жабдықтарды және қысқа тұйықталу тогын таңдау 40
5.1 Қысқа тұйықталу тогын есептеу 40
5.2 Қатты шиналарлы таңдау 44
5.3 Иілгіш шиналарды таңдау(220 кВ) 46
5.4 Иілгіш шиналарды таңдау(110 кВ) 48
5.5 220 кВ кернеу жағында жабдық таңдау 49
6 «Донское - 2» 220/110/10 кВ қосалқы станциясының жерге тұйықталуын есептеу 63
7 Өмір тіршілік қауіпсіздігі 68
8 Экономикалық бөлім 77
Қорытынды 85
Әдебиеттер тізімі 86

Кіріспе

Бұл дипломдық жұмыста, жыл сайын жүктеменің күрт өсуіне байланысты аумақтық электрлік тораптың дамуы және де келешекте жаңа электрэнергия тұтынушыларының қосылуы қарастырылып отыр.
Бұл сұрақты шешу үшін, яғни, тұтынушыларды электрмен жабдықтауды қадағалау үшін жаңадан қосалқы станция жобалау қажет. Бар тораптарға бұл қосалқы станцияны ықтимал тиімді жолмен қосып, жобаның берекелігі мен қажеттілігін дәйектеп және негізгі экономикалық көрсеткіштерін есептеу қажет.

Бастапқы деректер:

- бар тораптың кескіндемесі мен параметрлері (қуаты, қосалқы станцияның схемалары, кернеулер мен желі сымының қимасы);
- жаңа пункттердің географиялық орналасуы;
- электрэнергия тұтынушылары туралы деректер;
- қуат көздері туралы деректер (түрі, әр түрлі тәртіптемедегі шина кернеуі, генератордың қуат коэффициенті);

Содан кейін , бұл деректерге желеуретіп тораптардың дамуының нұсқаулары құрастырылады. Әр бір нұсқаға техникалық-экономикалық дәйектеме беріліп, ең тиімдісіне таңдау беріледі.

Таңдалынған нұсқаға толық есептеу және де экономикалық коэффициенттер мен көрсеткіштер арқылы экономикалық нәтижелілігіне сараптама жүргізіледі.

Аяқтаушы кезеңінде жобаланған тораптың негізгі техникалық-экономикалық көрсеткіштері анықталады.

Электр тораптары дамуының нұсқаларын жасауда басты критерий үнемділігі мен электр жабдықтаудағы сенімділігі болып саналады.

Экономикалық критерий – ол, күрделі қаржы жұмсау мен пайдалану шығындарын қосқандағы келтірінді шығынның минимумі.

Аумақтың электрэнергетикасы – ол, маңызды тіршілікті қамтамасыз ететін бөлігі және де оның инфраструктуралық мағынасы бар. Бұл бөліктің тұрақты дамуынан тікелей аймақтық экономиканың дамуы тәуелді.

Электрэнергетика аймақтық экономиканың өсуіне зор әсері бар, сондықтан электрэнергетика дамуының басқарылуы кез-келген аумақтың бірінші реттік мақсаты болып табылады.

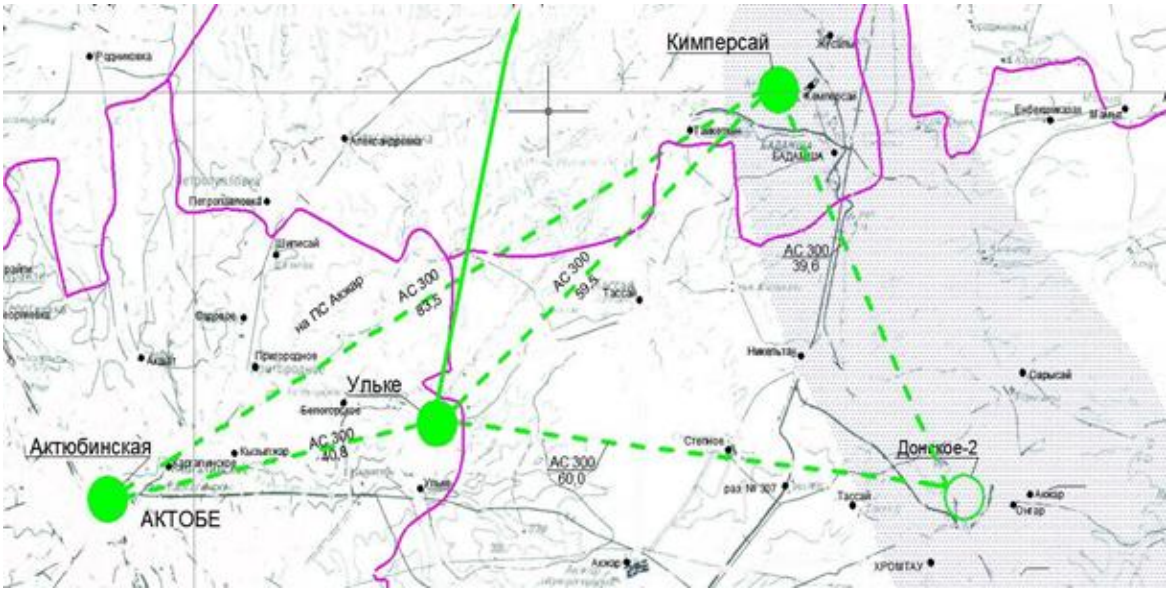
1 Қарастырылып отырған аумақтың сипаттамасы

1.1 Қарастырылып отырған аумақтың сұлбасы

Ақтөбе облысында электр тораптарын басқаратын филиал Ақтөбелік ЭТ АҚ «KEGOC», ЖШС «Энергосистема», АҚ «Қазхром», АҚ «Ақтөбе Энергонефть», АҚ «СНПС-Ақтөбемұнайгаз», АҚ «Ақтөбемұнай-Финанс», АҚ «Ақтөбе ЖЭС».

Ақтөбе облысында электр энергиясының берілісі кернеуі 220,110,35,10,6 және де 0,38 кВ электр тораптарымен жүзеге асады.

2015 жылғы статистикаға сылана отыра Ақтөбе облысының жалпы территориясы 303,97 мын км^2 және де халық саны 829,6 мын адам екенін білуге болады. Қазіргі таңда барлық елді мекен орталықтандырылған электрмен жабдықтауды қамтиды.



1.1 сурет - Ақтөбе облысы 220 кВ электр тораптарының сұлбасы

1.2 Ақтөбе облысының географиялық сипаттамасы

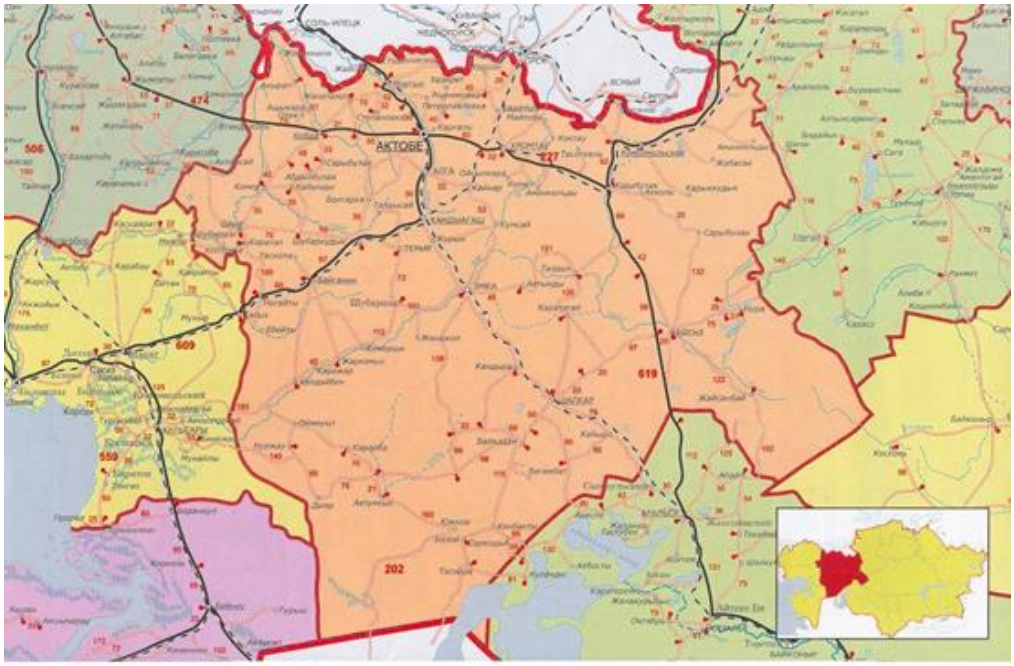
Бұл аймақтың төңірегі көп жағдайда таулы болып саналады. Солтүстік жағында Орал тауы, ал орталықта 657 м биіктігімен Мұғалжар тауы орналасқан. Батыс жақтарында Орал үстірті және оңтүстік-батысында Каспий алқабына өтіп барады.

Бұл облыста солтүстігінде таулы ормандар, көлемі үлкен бетегелі таулы жазықтықтар, сонымен қатар оңтүстік бөлігінде өсімдігі сай жартылай шөл далалар бар.

Облыстың солтүстік-батыс аймағын сипаттайтын болсақ, бетегелі түрлі өсімдікті және жусанды, дәнді болып көрінеді.

Ал, орталық және солтүстік-шығыс аймақтары дәнді де шөлді далаларымен ерекшеленеді.

Қарастырып отырған аймақ Ақтөбе облысында орналасқан, нақтылап айтқанда, Қазақстан Республикасының солтүстік-батысында. Аймақтың картасы 1.2-суретінде көрсетілген. Бұл аймақ батыс жағында Батыс Қазақстан, Маңғыстау және Атырау облыстарымен, солтүстігінде – Ресей Федерациясы Орынбор облысымен, шығысында – Қостанай, Қарағанды және Қызылорда облыстарымен, сонымен қатар оңтүстігінде Өзбекстан Республикасының Қарақалпақстан автономиясымен шектеседі.



1.2 сурет -

1.3 Ақтөбе облысының климаттық жағдайлары

Ақтөбе облысы үш түрлі климаттық зоналарда орналасқан. Облыстың солтүстік бөлігі таулы климат, 50° енділігінен төмен жері – жартылай шөл дала, ал оңтүстік бөлігінен Арал теңізіне дейн нағыз шөлді дала болып саналады. Жылдық орташа температурасы жалпы жағдайда жағымды, таулы жақтарында температура жылына 3-тен 4°-ке С дейін, ал жартылай және шөлді далаларда температура жылына 7,5° С дейін өседі. Ақтөбе облысының ең салқын бөлігі болып шығыс жақтары , ал батыс бөлігі, Мұғалжар тауының әсерінен және де Орта Азия жылуынан өте жылы болып келеді.

Ақтөбе облысында, қыс айларынан қаңтар айы ең суық уақыт аралығы. Қаңтардағы орташа температура оңтүстігінде -11,4 °С аралығында, солтүстік-шығысында -16,2 °С-дейін жетеді. Ал, шілде айы - жаз айындағы ең ыстық болып саналады. Жалпы температурасы, бұл айда кемінде 20,5 °С және ең

ыстық температурасы 26,1 °С. Таулы зоналарда атмосфералық жауын-шашынның көлемі 240-400 мм, ал жартылай шөл жақтарда 150-250 мм, жауын-шашынның көп көлемі барлық территория бойынша жылдағы жылы периодтарда болады,әсіресе, сәуір айынан қазан айына дейін. Қазақстанда желдің болатын бағыты тәуелсіз, осы факт Ақтөбе облысына да қатысты. Қыста, көбінесе батыс жағында Мұғалжар тауының әсерінен шығысынан солтүстікке соғады, Бұл облыста жаз айларында желдің бағыты өзгеріске ұшырайды, батыс аумақтарында жел солтүстікке қарай, шығысында солтүстік-шығысына қарай соғады.

1.4 Қазіргі бар тораптың сұлбасының жағдайына сараптама

ЖШС Энергосистема электр тораптарында әлі де негізгі қорлардың моральді және физикалық тозғандығы сақталып тұр, ол әдетте өндірістің төмендеуіне және электрэнергияның шығынына әкеледі. Қазіргі таңда барлық кернеулердің электр беріліс жолы трассасының ұзындығы 2013 жылдың 1 қаңтарына сәйкес 15090 км құрайды. Олардың ішінде, әуе электр беріліс жолы 220 кВ кернеуімен – 281 км, 110 кВ – 2653 км, 35 кВ – 3607 км және 10 кВ – 5103 км, 0,38 кВ – 3446 км. Сонымен қатар, 167 бірлікте 35...220 кВ кернеуі бар трансформаторлық подстанциялар пайдаланылады, олардың суммарлық орнатылған қуаты шамамен 1303 МВА тең.

Электртораптық объекттер салыстырмалы түрде жақында салынған, нақтылағанда 15-20 жыл бұрын, қазіргі уақытқа дейін жағдайы жақсы болып келеді.

Электр беріліс жолдарының техникалық жағдайы пайдаланатын ұзақтылығымен, конструктивтік ерекшеліктермен, сонымен қатар опора, траверса, ілінетін арматура, оқшаулағыш, сымдар, трос, жерлендіргіш қондырғылар сияқты элементтердің зақымданушылығына тікелей байланысты. Мұндай элементтердің зақымдануы көп жағдайда сыртқы әсерден болады. Әуе электр беріліс жолдары жел және көктайғақ климаттық шарттарын ескеріп жобаланып салынған. Соңғы 5 жыл аралығында электр беріліс жолдарының зақымдануының негізгі факторы болып, тораптың бөлек элементтерінің және сымдарының ұрлануы болып саналады.

Көп күштік трансформаторлар подстанцияда жүктелмеген, ол, яғни, аз шамада трансформатордағы жүктемелік шығынның және салыстырмалы көп шамадағы бос жүріс шығынын көрсетеді.

Бар екі трансформаторлық подстанцияларда, әдетте, бір трансформатор өшіріліп тұрады.

ЭБЖ кернеуі	Тізбек бойынша барлық ұзындық, км	Пайдаланудың Талаптарына сәйкес келетін		Пайдаланудың талаптарына сәйкес келмейтін себептеріне байланысты									
				Барлығы		Сонымен қатар				Жобадан ауытқушылықпен орындалуы		Басқа да себептер	
						100% амортизация және апатты ң нәтиже сі		Сәйкессіздік					
		км	%	км	%	км	%	Км	%	км	%	км	%
ӘЖ 220 кВ	281	281	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ӘЖ 110 кВ	2653	1857	70	796	30			621	78	-	-	175-	22
ӘЖ 35 кВ	3607	2722	75	885	25	387	44	172	19	-	-	326	37
ӘЖ 10 кВ	5103	2941	58	2162	42	1864	86	-	-	-	-	298-	14
ӘЖ 0,4 кВ	3446	1407	41	2039	59	2039	100	-	-	-	-	-	-
Барлығы ӘЖ	15090	9208	61	5882	39	4290	73	793	13	-	-	799-	14

1.5 Қорек көздері туралы мағлұмат

ЖШС Энергосистеманың түйіні Қазақстанның солтүстік-батыстық біріккен энергетикалық жүйесіне кіреді және де ұлттық электрэнергетикалық тораптарының желісімен жалғанған.

Қарастырып отырған аумақта қорек көздері болып Новотроицктен 500 кВ желілерімен қоректенетін Өлке қосалқы станциясының шиналары болып табылады. Берілген жобада қорек көзі ретінде Өлке қосалқы станциясының шиналары алдық.

1.6 Тұтынушылар туралы мағлұмат

2013 жылдың 1 қаңтар айы бойынша Ақтөбе облысының жалпы территориясы 300,6 мын км^2, ал халық саны 807,9 мын адамды құрайды. Оның ішінде: қала тұрғындары – 423,5 мын адам, ауыл тұрғындары – 386,4 мын адам.

Қарастырылып отырған аумақтың құрамына 12 район кіреді. Олардың ішінде, 8 қала, 426 ауылдық елді мекендер. Барлық 426 ауылдық елді мекендердің ішінен әлеуметтік-экономикалық дамуға 13-і жоғары, 349-ы орташа және 64-і аз потенциалға ие.

Қайта құру уақытында ауыл шаруашылығындағы совхоздар мен колхоздарды жекешелендіру көмегімен қалыптасулар қайта бөлінді. 2013 жылдың 1 қаңтарына сай Ақтөбе облысында шаруашылықтың келесі түрлері тіркелді:

1.2 кесте – Шаруашылық қалыптасулардың түрлері

Барлық түрдегі мемлекеттік шаруашылық	1
Серіктестіктер	224
Акционерлік қоғамдар	5
Өндірістік кооперативтер	71
Басқа қалыптасулар	48
Крестьяндық(фермерлік) шаруашылықтар	5329
Ел-жұрттың шаруашылығы	87022

1.7 Жаңа әуе электр беріліс желілері және қосалқы станциялар салынуының қажеттілігіне дәйектеме

Облыстағы электр энергиясын тұтынудың күрт өсуіне сараптама және құрастырылып отырған объекттердің жүктемеге қосылуы туралы өтініштері Хромтау районында 220 кВ қосалқы станциясын салудың қажеттілгін көрсетеді. 2015 жылға дейін «Восход» атты кен орнын байытатын таулы-байытатын комбинат жұмыс істеп бастайды, сол себепті, оның тұтынушыларын электр энергиясымен қамтамасыз ету мақсатында 2 күштік

трансформаторы бар Донское-2 қосалқы станциясын салу қажет. Бұл қосалқы станцияны Өлкемен қоректендіріп, Өлке – Донское-2 220 кВ әуе желілерін салуды көздеу қажет. Сонымен қатар, Бажир ауылы «Лиманное» кен орнында мыс және мырышты өңдеу бойынша таулы-байытатын комбинат құрылысы жобаланды. Бұл таулы-байытатын комбинат тұтынушыларының сұрайтын қуаты 13 МВт-қа тең.

Электр станциялардың суммарлық орнатылған қуаты – 293 МВт, оның ішінде Ақтөбелік ЖЭС – 102 МВт, Ақтөбелік ферроқоспа зауыты – 135 МВт, ЖШС Жаңажол ГТЭС-56 – 57 МВт.

Ақтөбе облысының энерготүйіндері қазіргі таңда бірнеше байыпты мәселелермен қиындатылып жатыр. Солардың ішінде:

- компанияның таратқыш электр тораптары негізгі фондының ескірушілігінің жоғары деңгейі;
- энергетикалық бөліктің материалды-техникалық базасының деңгейі заманауи талаптарға сай емес;
- облыстағы өздік түрлендіретін қуаттардың жетіспеушілігі.

1.8 ЖШС Энергосистеманың электр жүктемелерінің деңгейі

Нарықтық жағдайда электрэнергиясына сұраныс 3 негізгі факторлармен анықталады:

- экономиканың дамуы;
- электрэнергиясын қолданудың нәтижелілігі;
- энергия тасымалдаушыға бағалардың серпіні.

2012-2015 жылдар аралығында электрэнергияға сұраныс бойынша есептеулер жүргізілді, аумақтың әлеуметтік-экономикалық дамуы туралы болжамына сылана отырып, жылына 5% құрайды деп айқын айтуға болады.

Төменгі кестеде, қарастырылып отырған аумақтың 2012 – 2015 жылдар аралығында электрэнергиясын тұтынуының болжамы келтірілген.

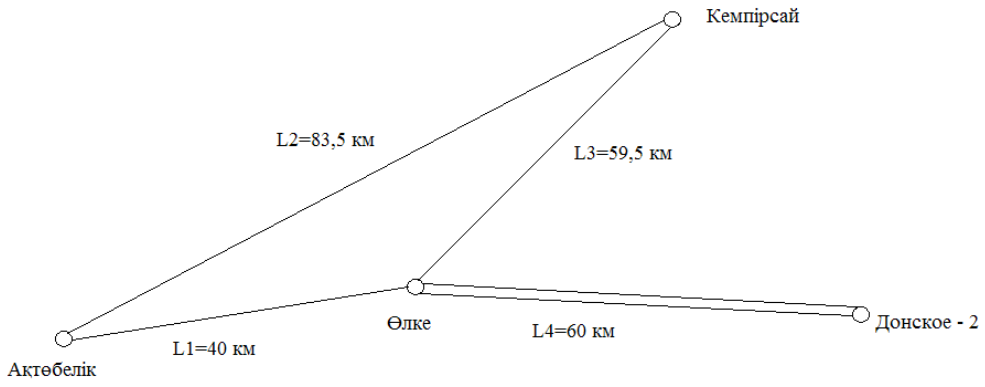
1.3 кесте – Электрэнергиясын тұтынуы бойынша болжам

Қосалқы станциялардың атаулары	2012 ж.	2013 ж.	2014 ж.	2015 ж.
	Активті қуат, Р МВт	Активті қуат, Р МВт	Активті қуат, МВт	Активті қуат, Р МВт
ҚС 220/110/35 кВ Ақтөбелік	191,8	201,4	211,5	222,1
ҚС 220/110/35 кВ Кемпірсай	67,8	71,2	74,75	78,5
ҚС 220/110/10 кВ Донское - 2	80,4	84,42	88,64	93,1

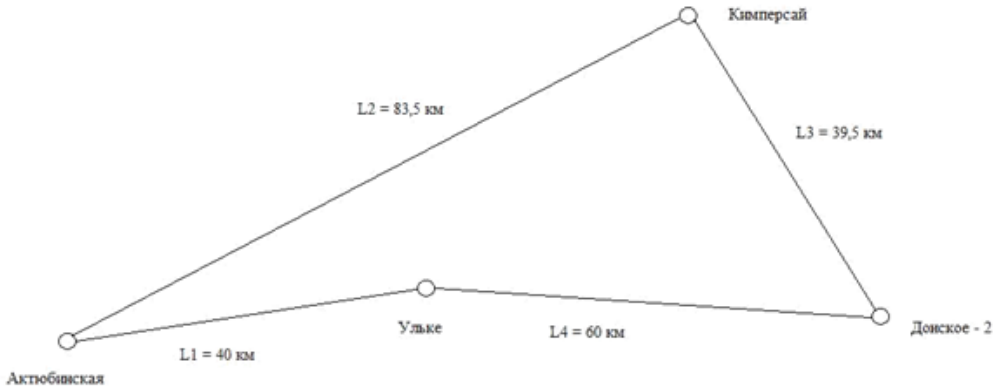
1.9 Торап кескіндемесінің лайықты нұсқаларын құрастыру

Берілген жұмыста 220 кВ тораптарының 4 түрлі кескіндемесі қарастырылып отыр. Негізгі қорек көзі болып Өлке қосалқы подстанциясының шиналары болып табылады. Сонымен қатар, Кемпірсай қосалқы станциясы шинасынан қоректенетін Донское – 2 атты станциясының құрылысы жоспарлануда.

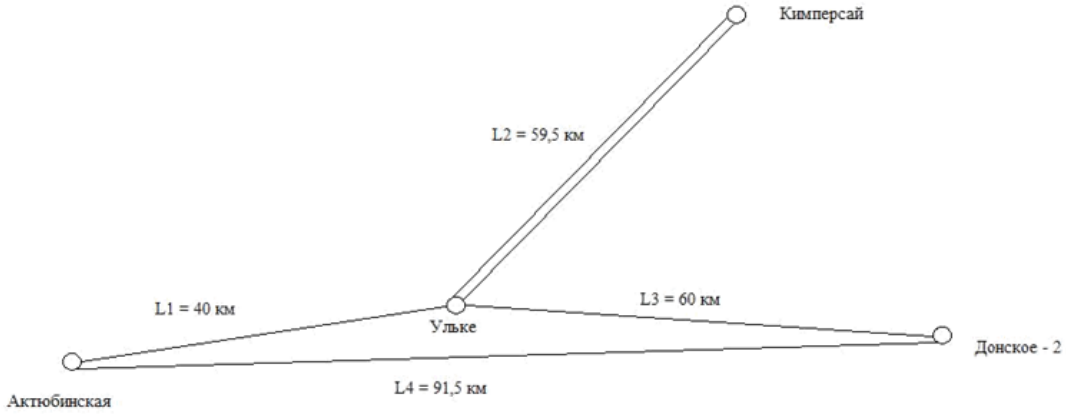
Тораптың кескіндеме түрлері 1.3 – 1.6 суреттерінде келтірілген. Барлық түрлерді есептеп қорытындылағанда, салыстырмалы түрде 2 кескіндеме L=223.1 км аз ұзындыққа ие болды(1.4 сурет). Бұл нұсқа алдағы есептеулерге алынады.



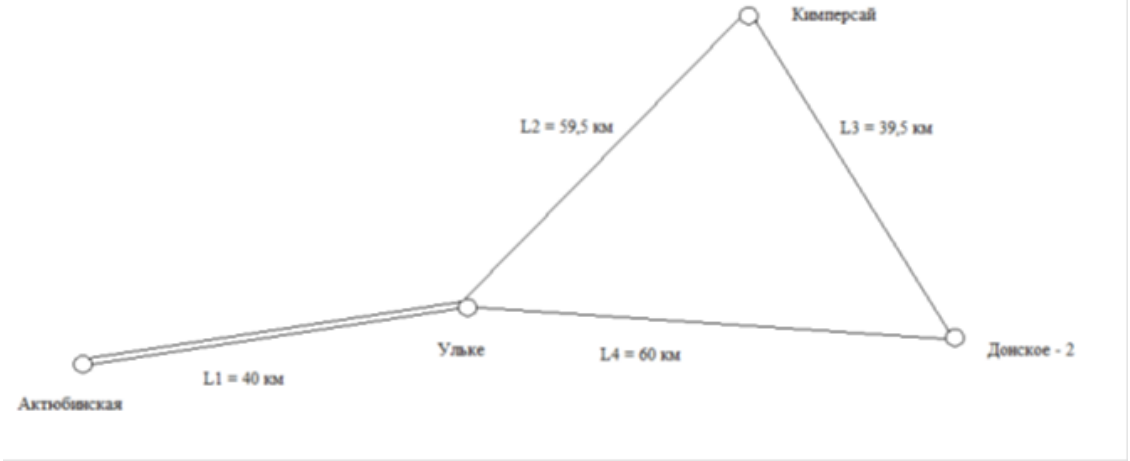
1.3 сурет – Нұсқа №1, жалпы ұзындығы L=285км



1.4 сурет – Нұсқа 2, жалпы ұзындығы L=223.1 км



1.5 сурет – Нұсқа 3, жалпы ұзындығы L=292.65 км



1.6 сурет – Нұсқа 4, жалпы ұзындығы L=227 км

2 Нұсқаларды техникалық-экономикалық салыстыру

Нұсқаларды техникалық-экономикалық критерийлері бойынша салыстыра отырып , берілген нұсқалар беріктілік деңгейі және таратылатын электрэнергиясы сапасы бойынша бір-біріне салыстырмалы болу қажет екенін ескеру қажет.

Бастапқы этапта,электртехникалық талаптар бойынша ұйғарынды нұсқалар таңдап алынады. Әрі қарай, капиталды қаражат бөлу және шығыны бойынша араларынан тиімді нұсқа таңдалынады (мұнда желінің ұзындығының маңызы зор).

Торап схемасы нұсқаларының салыстыруы капиталдық қаражаттың салыстырмалы экономикалық тиімділігінің есептеулері арқылы жүзеге асады.

Келтірілген шығын келесі формуламен есептелінеді:

$$\begin{aligned} K_л &= l \cdot n \cdot C \\ И_п &= \alpha_п \cdot K_п \end{aligned}, \text{ тг./жыл} \qquad (2.1)$$

мұнда $E_н$ - тиімділіктің нормативтік коэффициенті (энергетикада 0,12 деп алынады);

К – желіге және қосалқы станцияға жіберілген капиталдық қаражат;

И – амортизация және желіні өңдеуге кеткен шығын $И_л$; қосалқы станциялар $И_п$ және $И_{\Delta Э}$ - электр тораптарында энергия шығынын өтеуге кететін шығын.

$$K = K_л + K_П, \qquad (2.2)$$

Жылдық шығындар $И_л$ және $И_п$:

$$И_л = \alpha_л \cdot K_л \qquad (2.3)$$

мұнда $\alpha_л$, $\alpha_п$ - желіге, қосалқы станцияға қызмет көрсету және амортизацияның шегеру коэффициенттері. Металды тіректерде 220 кВ желілер үшін коэффициент 10-6,7%.

Біздің жағдайда, Донское – 2 төмендеткіш қосалқы станция 220/110/10 кВ тұрақты өлшем бірлік болғандықтан, оның көрсеткіштері техникалық-экономикалық салыстыруға әсер етпейді. Маңызды, анықтайтын көрсеткіштер болып желі ұзындығының бағасы және бар 220 кВ торапқа қосалқы станцияның жалғануы болып табылады.

2.1 кесте – Нұсқалар бойынша желілердің ұзындықтары

№	Сипаттама	ЭБЖ ұзындығы, км
1	Донское – 2 екі тармақты	285
2	Сақиналы бір тармақты	223,1
3	Кемпірсай	292,65
4	Ақтөбелік екі тармақты	227

Желідегі қапиталды қаражат:

$$K_л = l \cdot n \cdot C \qquad (2.4)$$

мұнда С – темірбетонды тірек кезіндегі 220 кВ желінің 1 км бағасы;

l - желі ұзынылығы;

n – желі ұзындығының коэффициенті.

Нұсқалар бойынша қосалқы станцияға және желіге жұмсалған капиталды қаражатты анықтаймыз:

$$K(1) = (83,5 + 59,5 + 40 + 60 \cdot 1,7) \cdot 500 = 142500 \text{, мың.теңге}$$

$$K(2) = (40 + 83,5 + 39,5 + 60) \cdot 500 = 111550 \text{, мың.теңге}$$

$$K(3) = (40 + 59,5 \cdot 1,7 + 60 + 91,5) \cdot 500 = 146325 \text{,мың.теңге}$$

$$K(4) = (40 \cdot 1,7 + 59,5 + 39,5 + 60) \cdot 500 = 113500 \text{,мың.теңге}$$

мұнда, К(1), К(2), К(3), К(4) - нұсқалардағы капиталдық қаражат.

Енді шығындарды анықтаймыз. Алдымен шығын өтейтін жетпей қалған шығындарды есептейміз.

$$З = 0,12 \cdot K + И \text{,} \qquad (2.7)$$

$$И_{Δэ} = \beta_0 \cdot (\tau \cdot \Delta P_{\max} + 8760 \cdot \Delta P_{xx)} \text{,} \qquad (2.8)$$

мұнда τ – жылдық максималды шығын сағатының саны;

β_0 - активті энергия шығынының меншікті бағасы.

$$\beta_0 = 2275 \cdot 10^{-2} \text{,мың.теңге/кВт·сағ}$$

$\Delta P_{\max}^{'}$ - максималды жүктеме режимі кезінде суммарлы ауысымды қуат шығындары;

ΔP_{XX} – трансформаторлардың суммарлы бос жүріс шығындары.

$$\tau = (0{,}124 + T_{\max}/10^4)^2 \cdot 8760 \qquad (2.9)$$

$$\tau = (0{,}124 + 3500/10^4)^2 \cdot 8760 = 1968$$

$$\Delta P'_{\max} = 3 \cdot I^2 \cdot R \qquad (2.10)$$

Орнына мәндерді қойғанда:

$$\Delta P'_{\max}(1) = 3 \cdot (227)^2 \cdot 27{,}93 = 4{,}32 МВт;$$
$$\Delta P'_{\max}(2) = 3 \cdot (227)^2 \cdot 21{,}87 = 3{,}39 МВт;$$
$$\Delta P'_{\max}(3) = 3 \cdot (227)^2 \cdot 28{,}67 = 4{,}34 МВт;$$
$$\Delta P'_{\max}(4) = 3 \cdot (227)^2 \cdot 22{,}246 = 3{,}45 МВт$$

$$И_{\text{э}}(1) = 22{,}75(1968 \cdot 4{,}32 + 8760 \cdot 0{,}037) = 200077{,}88, мын. \text{ тенге}$$
$$И_{\text{э}}(2) = 22{,}75(1968 \cdot 3{,}39 + 8760 \cdot 0{,}037) = 159704{,}1, мын. \text{ тенге}$$
$$И_{\text{э}}(3) = 22{,}75(1968 \cdot 4{,}34 + 8760 \cdot 0{,}037) = 205846 мын. \text{ тенге}$$
$$И_{\text{э}}(4) = 22{,}75(1968 \cdot 3{,}45 + 8760 \cdot 0{,}037) = 161389{,}41, мын. \text{ тенге}$$

Сонда:

$$З(1) = 0{,}12 \cdot 142500 + 200788{,}77 = 217888{,}77 мын.тг;$$

$$З(2) = 0{,}12 \cdot 111550 + 158703{,}1 = 172089{,}1 мын.тг;$$

$$З(3) = 0{,}12 \cdot 146325 + 205846{,}0 = 223405{,}0 мын.тг;$$

$$З(4) = 0{,}12 \cdot 113500 + 161389{,}41 = 175009{,}41 мын.тг.$$

Қорытындылап айтқанда, ең тиімді 2 нұсқа болып шықты. Оның ЭБЖ ұзындығы және де шығындары аз мәнге ие.

3 Орынбасу сұлбасын құрастыру, есептеу және трасформаторлар, сымның қималарын таңдау

Қосалқы станцияның кеңейту сұлбасының басты мәліметтері келесі материалдар:

- энергожүйедегі қосалқы станцияның тағайындамасы;
- қосалқы станция бойынша қуат ағыны;
- жоғары кернеу кезіндегі бір немесе екі таратушы қондырғының болуы;
- трансформатор саны;
- бар және жаңа электрэнергиясын тұтынушылар дамуы туралы материал;
- қарастырылып отырған қосалқы станция схемасының жобасы;

Қосалқы станцияның басты схемасы таратушы құрылғы арасында трансформаторлы және байланыстың жүзеге асуын анықтайды, олардың таңдалуы техникалық-экономикалық есептеу жүргізіліп болгасын жобаланады. Олардың құрылысы трансформатордың санына, түріне және керекті номиналды қуатқа тікелей байланысты.

220 кВ жоғары кернеуден түсетін энергия аз кернеуде 6-10 кВ болып, жалпы 110 кВ және одан да төмен 6-10 кВ анықталуы мүмкін. Таратушы құрылғыныің санына байланысты екі орамды және үш орамды трансформаторлар орнатылады.

Қосалқы станцияданан қоректенетін тұтынушылардың категориясы 3 дәрежелі болған жағдайда бір ғана трансформатор қондырылады. Тұтынушыларды электрэнергиясымен қамтамасыз ету үшін, әдетте бірінші және екінші дәрежелі категория, мұндай жағдайда қосалқы станцияға екі транформатор орнатылады. Көп трансформаторлардың орнатылуы тек техникалық-экономикалық дәйектеме бойынша қойылады.

3.1 Қарастырылып отырған қосалқы станцияның жүктемесін есептеу

Қосалқы станцияны салған кезде аумақ бойынша қуаттар балансын тексеру қажет. Тұтынушыларды қажетті мөлшерде электрэнергиясымен қамтамасыз ету үшін қуат балансы керек. Қорек көзінің қуаты тұтынушылардың суммарлық жүктеме қуатын өтейді.

Энергожүйенің қорек көзі болып шина болып табылады, сондықтан активті қуаттың балансы тұтынушылардың барлық режимдерінде орындалады.

Осы жұмыста жүктеме түйініндегі активті қуаттың мәндері беріледі, $cos\varphi$ және $tg\varphi$ жүктеменің максималды режимі көрсеткіштері, максималды P_m және максимумның пайдалану уақыты T_m. Осы мәндерді қолдана отырып

түйіндердегі реактивті және толық қуатты анықтау керек.

Алдымен жүктеменің реактивті қуатын анықтаймыз:

$$Q = P \cdot tg\varphi, \tag{3.1}$$

мұнда, Р - жүктеменің активті қуаты, МВт.

$$\varphi = arccos0,85 = 31,79 ;$$

$$tg\varphi = 0,62 ;$$

$$Q_{1-2} = 80,4 \cdot 0,62 = 49,85 \ Мвар .$$

Энергожүйеден қоректектенетін жүктеменің реактивті қуатын $Q_э = 0,3 \cdot P_m$ деп алдық, яғни, қосалқы станцияның реактивті қуаттың коэффициенті $tg\varphi = 0,3$ тең болды.

Өтеуші қондырғыға қажетті реактивті қуат келесі формуламен анықталады:

$$Q_{ку} = P_m (tg\varphi - tg\varphi_э), \tag{3.2}$$

мұнда P_m - максималды режимдегі жүктеменің қуаты, МВт;

$tg\varphi$ - қуат коэффициенті.

$$Q_{1-2ку} = 80,4 \cdot (0,62 - 0,4) = 17,7 \ Мвар.$$

Төменгі кернеулі шинадағы реактивті қуат:

$$Q' = Q - Q, \tag{3.3}$$

мұнда, Q_i' - і жүктеменің реактивті қуаты, МВар;

$Q_{ку}$ - өтеуші қондырғының реактивті қуаты, МВар.

$$Q_{1-2} = 49,85 - 17,7 = 32,15 \ Мвар ;$$

Қосалқы станцияның толық жүктемесі:

$$S = P + jQ , \tag{3.4}$$

$$S = \sqrt{P^2 + jQ^2} , \tag{3.5}$$

$$S_1 = 80,4 + j32,15 .$$

Осылай сияқты, қалған жүктемелерді есептеп, барлық мәліметтерді 3.1 кестесіне енгіземіз.

3.1 кесте – Қосалқы станцияның есептік жүктемесі

Қосалқы станцияның атауы	Жүктеме
Донское – 2	80,4+j32,15
Ақтөбелік	191,8+j76,12
Кемпірсай	67,8+j27,1

3.2 Қосалқы станциядағы трансформаторлардың саны мен қуатын таңдау

Электр станцияларда қондырылған күштік трансформаторлар электр энергиясын бір кернеуден екінші кернеуге түрлендіруге арналған. Егер де электр энергияны жоғары кернеу төмендеу кернеуге түрлендіру үшін (220/110, 330/110, 330/220, 500/110, 500/220, 500/330) автотрансформаторлар көптен қолданысқа ие.

Трансформатордың номиналды қуаты жүктеме коэффициенті арқылы табылады:

$$S_н = \frac{S_{\max}}{1,4} \qquad (3.6)$$

мұнда, S_{max} - трансформатордың типтік қуаты;

$$S_н = \frac{86,66}{1,4} = 61,9 MBA.$$

Қуаттары бойынша жақын екі автотрансформатор таңдаймыз, яғни, трансформатордыің маркалары АТДЦТН – 63000/220/110 $S_{ном} = 63 MBA.$

Таңдалынған екі автотрансформаторды жүктеме қабілеттілігіне тексеріс жасаймыз.

Қыстық максимум және бір автотрансформатор өшірілгендегі жүктеменің апаттық коэффициентін келесі формуламен анықтаймыз:

$$K_{п.ав} = \frac{S_{\max}}{S_{ном.т} \cdot n}, \qquad (3.7)$$

$$K_{п.ав} = \frac{61,9}{63 \cdot 2} = 0,49.$$

Алынған мәліметтер көмегімен автотрансформатордың рұқсат берілетін жүктеме коэффициентін анықтаймыз. Бастапқы жүктеменің коэффициенті 0,8-ден аспайтындықтан бір автотрансформатордың жүктеме сағатының саны 9-ға

тең болды, онда $K_{пер.доп} = 1,3$.

Таңдалынған автотрансформатор апаттық жүктемеге келеді деп есептеу үшін келесі шартты орындау қажет:

$$K_{п.ав} < K_{пер.доп}, \quad (3.8)$$

Біздің жағдайда:

$$K_{п.ав} = 0,49 < K_{пер.доп} = 1,3 .$$

Сол себепті таңдалынған автотрансформатор апаттық коэффициент бойынша тексерісті өтеді.

Сонымен қатар автотрансформатор систематикалық жүктемелерге тексеріс өтеді. Ол, әсіресе, жаздың максимумында және екі авторансформатордың біреуі өшіріліп, барлық жүктеме бір ғана автотрансформатордан өткен кезең.

Жүктеменің есептік қуаты және автотрансформатордың қуаты:

$$S_{max} = 61,9 \text{ МВА}, S_{ном.т} = 126 \text{ МВА}.$$

Бір автотрансформатордың қуаты жаздық максимум жүктемесінен аса үлкен. Сонда бір автотрансформаторды максималды қуат жүктемесі кезінде жөндеуге өшіретін болсақ, екінші автотрансформатор 90% - ға жүктелетіні анық.

Таңдалынған автотрансформатор систематикалық жүктемеме бойынша тексерісті өтеді. Егер де келтірілген кернеуге таңдалынған автотрансформатордың қуаты аз болғанда, онда ол апаттық жүктеме бойынша өтпейді, себебі, 45% -дық жүктеме болар еді.

3.2 кесте – Автотрансформатордың параметрлері

Автотрансформатордың параметрі	Параметрдің анықтамасы
Автотрансформатордың типі	АТДЦТН – 63000/220/110
Автотрансформатордың номиналды қуаты $S_{ном.т}$, МВ·А	63
Ораманың номиналды кернеуі ЖК, $U_{в.н}$, кВ	230
Ораманың номиналды кернеуі ОК, $U_{с.н}$, кВ	121
Ораманың номиналды кернеуі ТК $U_{н.н}$, кВ	11

Бос жүріс шығыны P_0, кВт	37
Қысқа тұйықталу шығыны ЖК-ОК $P_{квс}$, кВт	200
Қысқа тұйықталу шығыны ЖК-ТК $P_{квн}$, кВт	160
Қысқа тұйықталу шығыны ОН-ТН $P_{ксн}$, кВт	140
Қысқа тұйықталу кернеуі ЖК-ОК $U_{квс}$, %	11
Қысқа тұйықталу шығыны ЖК-ТК $U_{квн}$, %	35
Қысқа тұйықталу шығыны ОК-ТК $U_{ксн}$, %	22
Бос жүріс тоғы I_0, %	0,45

3.3 Орынбасу сұлбасын салу және сымдардың қималарын таңдау

Сымның қималарын таңдаған кезде басты критерий келтірінді шығынның минимумі болып табылады. Жалпы желі құрылысы, сымдардың қималары таңдалуы орташаланған нормалық көрсеткіштер бойынша жүргізеді.

Қазіргі таңда, 35-750 кВ әуе электр желілерін жобалағанда мұндай көрсеткіштер ретінде түрлі кернеудегі сымдардың экономикалық токтық интервалдар қолданылады.

Кесте бойынша сымның қималары кернеуге, есептік токтық жүктемеге, көктайғақ районға, материал және тіректердің құндылығына байланысты.

Таңдалынған сымның қимасы қызуға тексерілу қажет:

$$I_{Р} \leq I_{Доп}, \tag{3.9}$$

Тораптың учаскелеріндегі токты анықтау:

$$I_р = \frac{S_{нагр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \tag{3.10}$$

мұнда, $S_{нагр}$ - қосалқы станциядағы жүктеменің типтік қуаты, МВА;

$U_н$ - номиналды кернеу;

Орындарына қойғанда:

$$I_p = \frac{S_{нагр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{86,66}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,227 \text{ кА}.$$

АС-300/39 маркалы сымды қабылдаймыз және аумақтың дамуын, қуатты үлкейтуге болатынын ескереміз.

Бар электр тораптарының жүктемелік қабілеттіліктерін бағалау үшін RASTR программасымен есептеу жүргіземіз. Электр тораптарының түйінінде күштік трансформаторлардың нормалды режиміндегі рұқсат етілетін жүктемесін қабылдадық, яғни, $0.7S_{ном}$.

Бастапқы мәліметтер:

Желілердің ұзындықтары

Учаске 1-2 – 40 км;

Учаске 2-3 – 83,5 км;

Учаске 3-4 – 39,6 км;

Учаске 4-5 – 60 км.

Сымдардың салыстырмалы параметрлері:

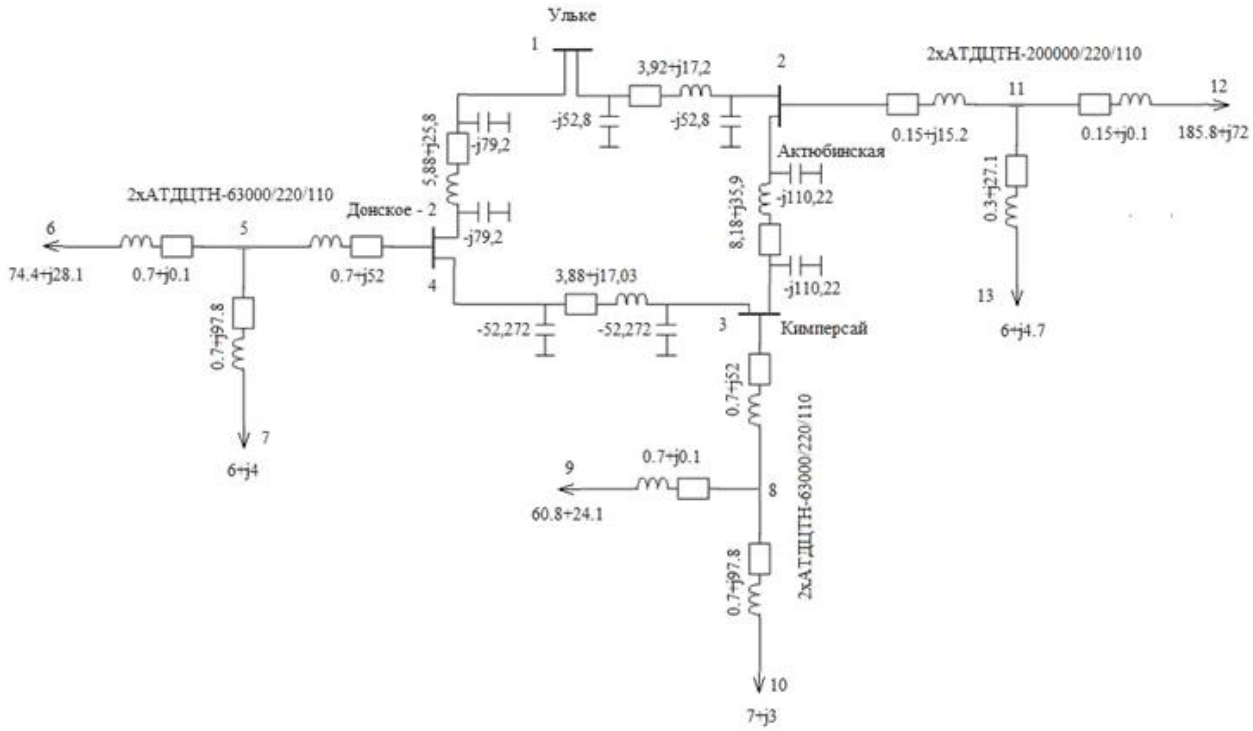
АС-300/39:

$$r_0 = 0,098 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0,43 \text{ Ом/км};$$

$$b_0 = 2,64 \cdot 10^{-6} \quad \text{См/км};$$

$$I_{доп} = 710\ A\ .$$



3.1 сурет – 220 кВ Электр торабының орынбасу сұлбасы

Келесі формулалар бойынша орынбасу сұлбасының есептелуі жүргізіледі:

$$R = r_0 \cdot l \tag{3.11}$$

$$X = x_0 \cdot l \tag{3.12}$$

$$B = b_0 \cdot l \tag{3.13}$$

Әрбір учаскеге жеке түрде есептеу жүргіземіз және барлық мәліметтерді кестеге енгіземіз.

3.3 кесте – Орынбасу сұлбасының есептік параметрі

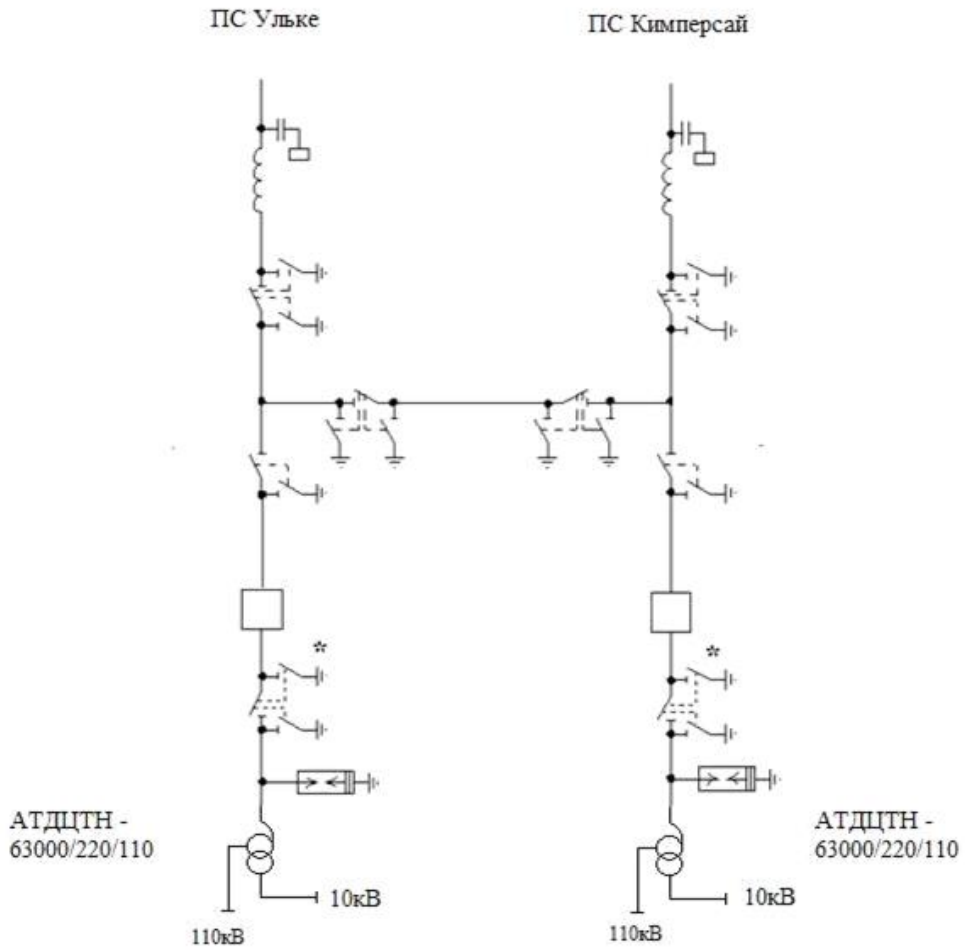
Түйіндердің нөмірлері	R, Ом/км	X, Ом/км	B,10^{-6} См/км
1-2	3,92	17,2	105,6
2-3	8,183	35,905	220,44
3-4	3,88	17,028	104,544
2-11	0,15	15,20	Тран-ң ЖК
11-12	0,15	0,10	Тран-ң ОК
11-13	0,30	27,10	Тран-ң ТК
3-8	0,70	52,00	Тран-ң ЖК
8-9	0,70	0,10	Тран-ң ОК
8-10	1,40	97,80	Тран-ң ТК
4-5	0,70	52,00	Тран-ң ЖК
5-6	0,70	0,10	Тран-ң ОК
5-7	1,40	97,80	Тран-ң ТК
4-1	5,88	25, 8	158,4

3.4 Донское – 2 қосалқы станциясының сұлбасын таңдау

Қосалқы станцияны жобалағанда көп көңіл заманауи қондырғыларды қолдануға, апаттық жағдайларды және энергетикалық қондырғыларды үнемдеуді алдын алуға, қосалқы станциясының пайдаланудың қауіпсіздігін арттыруға, құрылыстық-монтаждық жұмыстарға капиталды қаражатты төмендетуге және де құрылыстың мерзімін төмендетуге бөледі.

Жоғары кернеуді таратқыш құрылғы ретінде көпірдің схемасы қарастырылады. Қосалқы станцияда көзделеді:

1. 220/110/10 кВ екі трансформаторларды орнату;
2. 220 кВ таратқыш құрылғыны салу.



3.2 сурет – Таратқыш құрылғының көпір сұлбасы

4 220 кВ электр торабын сараптау және есептеу

Бұл жобада нормальді (максималды және минималды) және ауыр апаттық жағдайдағы режимге электрлік есептеу жүргізілді.

Есептеу үшін жүктемелердің қуаты, ал қорек көзі шинасында максималды жүктеме режиінде кернеу 1,05 деп алынды.

Қарастырылып отырған электр торабы режимдерін есептеу үшін RASTR атты программасын қолданылады.

RASTR программасының жиынтығы электр тораптың орнатылған режимін сараптау және есептеу үшін арналған. Бұл программа есептеу жүргізуге, режимдерді салмақтатуға, берілген мәліметтерді дұрыстауға, тез арада сұлбаның түйіндері мен тармақтарына сөндіруіне мүмкіндік береді, сонымен қатар, сұлбаның графикалық суреттемесі және бөлек фрагменттерін көруге болады.

Келешекте 2015 жылға шейін жүктеменің өсуі күтілуде. Максималды, минималды және апаттан кейінгі жүктеме режимдерінік электрлік есептеулерін RASTR программасында орындайды.

Есептеудің мәліметтері төмендегі кестеде келтірілген. Сараптама жасап болғасын , қарастрылып отырған торап есептелінген параметрлерімен тұрақтылық пен беріктілік талаптарына сай екені анық. Түйіндердегі кернеудің ауытқуы электр энергиясының сапасына сай келеді, яғни, нормалды режимде ±5% және апаттық жағдайдан кейінгі режимде ±10%.

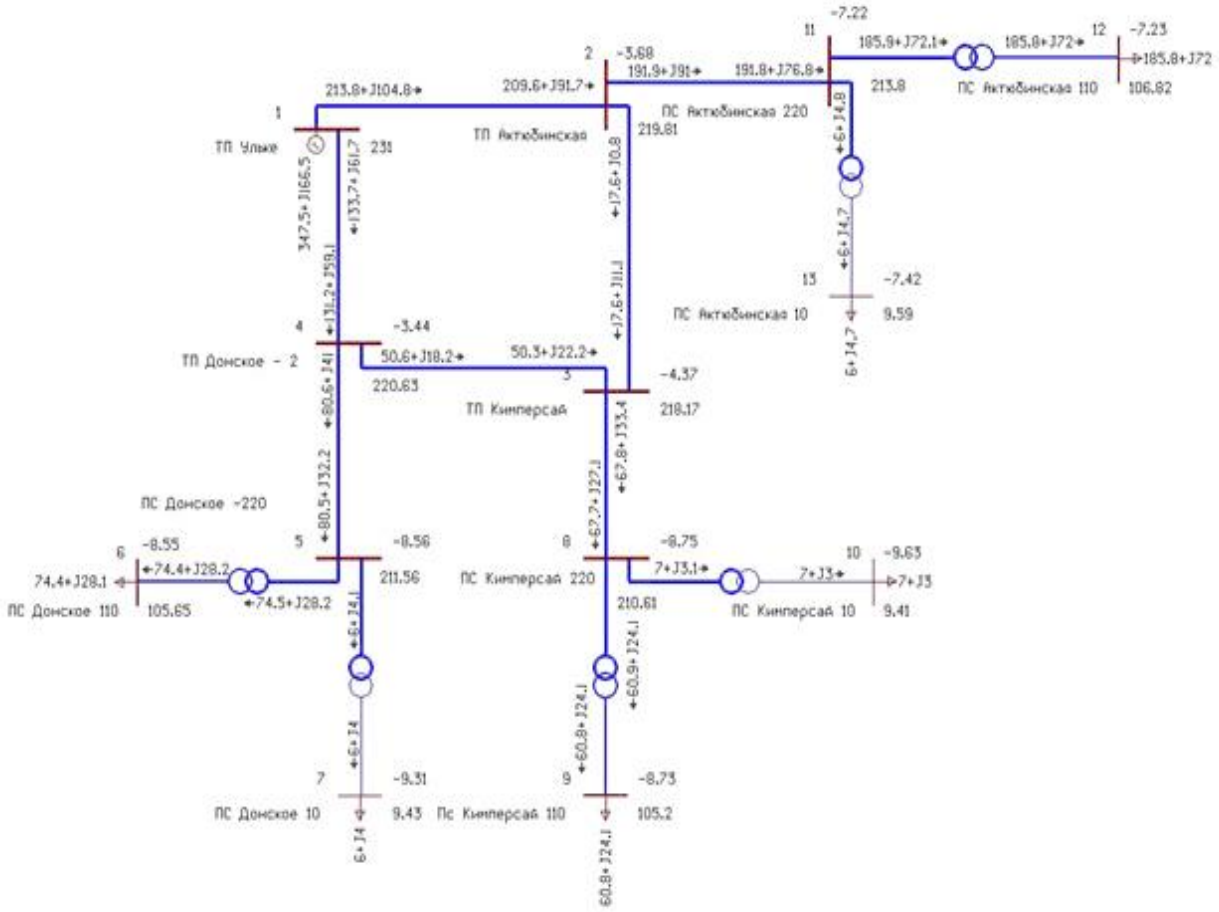
4.1 Тораптың қалыпты режимі жұмысы кезіндегі есептеу

4.1 кесте – Түйіндер бойынша ақпарат

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	Delta
База	1	ТП Ульке	231			347,5	166,5	231,0	231,00	
Нагр	2	ТП Актюбинская	220					220,0	219,81	-3,68
Нагр	3	ТП Кимперсай	220					220,0	218,17	-4,37
Нагр	4	ТП Донское - 2	220					220,0	220,63	-3,44
Нагр	5	ПС Донское -220	220					220,0	211,56	-8,56
Нагр	6	ПС Донское 110	110	74,4	28,1			110,0	105,65	-8,55
Нагр	7	ПС Донское 10	10	6,0	4,0			10,0	9,43	-9,31
Нагр	8	ПС Кимперсай 220	220					220,0	210,61	-8,75
Нагр	9	Пс Кимперсай 110	110	60,8	24,1			110,0	105,20	-8,73
Нагр	10	ПС Кимперсай 10	10	7,0	3,0			10,0	9,41	-9,63
Нагр	11	ПС Актюбинская 220	220					220,0	213,80	-7,22
Нагр	12	ПС Актюбинская 110	110	185,8	72,0			110,0	106,82	-7,23
Нагр	13	ПС Актюбинская 10	10	6,0	4,7			10,0	9,59	-7,42

4.2 кесте - Түйіндер бойынша ақпарат

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	Delta
База	1	ТП Улькe	231			347,5	166,5	231,0	231,00	
Нагр	2	ТП Актюбинская	220					220,0	219,81	-3,68
Нагр	3	ТП Кимперсай	220					220,0	218,17	-4,37
Нагр	4	ТП Донское - 2	220					220,0	220,63	-3,44
Нагр	5	ПС Донское -220	220					220,0	211,56	-8,56
Нагр	6	ПС Донское 110	110	74,4	28,1			110,0	105,65	-8,55
Нагр	7	ПС Донское 10	10	6,0	4,0			10,0	9,43	-9,31
Нагр	8	ПС Кимперсай 220	220					220,0	210,61	-8,75
Нагр	9	Пс Кимперсай 110	110	60,8	24,1			110,0	105,20	-8,73
Нагр	10	ПС Кимперсай 10	10	7,0	3,0			10,0	9,41	-9,63
Нагр	11	ПС Актюбинская 220	220					220,0	213,80	-7,22
Нагр	12	ПС Актюбинская 110	110	185,8	72,0			110,0	106,82	-7,23
Нагр	13	ПС Актюбинская 10	10	6,0	4,7			10,0	9,59	-7,42



4.1 сурет - Ақтөбе облысы 220 кВ торабының қуат ағындары, қалыпты режим

4.3 кесте – Нормалды режимді есептеудегі нәтиже

Узел	Название	V	Фаза	РнагР лин	Qнаг Qлин	Рген dP	Qген dQ	Vзад Ток	Qmin Qmax dPз dQз
1	ТП Ульке	231,00				347,5	166,5	231	
2	ТП Актюбинская	219,8	-3,7	-214	-105	4,21	18,47	595	5,37
4	ТП Донское – 2	220,6	-3,4	-134	-62	2,45	10,74	368	0 -8,08
2	ТП Актюбинская	219,81	-3,68					220	
1	ТП Ульке	231,0	3,7	210	92	4,21	18,47	601	-5,37
3	ТП Кимперсай	218,2	-0,7	-18	-1	0,06	0,26	46	0 10,57
11	ПС Актюбинская220	213,8	-3,5	-192	-91	0,14	14,19	558	
3	ТП Кимперсай	218,17	-4,37					220	
2	ТП Актюбинская	219,8	0,7	18	11	0,06	0,26	55	0 10,57
4	ТП Донское – 2	220,6	0,9	50	22	0,24	1,05	146	-5,08
8	ПС Кимперсай 220	210,6	-4,4	-68	-33	0,08	6,24	200	
4	ТП Донское – 2	220,63	-3,44					220	
3	ТП Кимперсай	218,2	-0,9	-51	-18	0,24	1,05	141	5,08
1	ТП Ульке	231,0	3,4	131	59	2,45	10,74	377	0 8,08
5	ПС Донское -220	211,6	-5,1	-81	-41	0,12	8,74	237	
5	ПС Донское -220	211,56	-8,56					220	
4	ТП Донское – 2	220,6	5,1	81	32	0,12	8,74	237	
6	ПС Донское 110	105,7	0,0	-74	-28	0,10	0,01	217	
7	ПС Донское 10	9,4	-0,8	-6	-4	0,00	0,12	20	
6	ПС Донское 110	105,65	-8,55	74,4	28,1			110	
5	ПС Донское -220	211,6	0,0	74	28	0,10	0,01	435	
7	ПС Донское 10	9,43	-9,31	6,0	4,0			10	
5	ПС Донское -220	211,6	0,8	6	4	0,00	0,12	441	
8	ПС Кимперсай 220	210,61	-8,75					220	
3	ТП Кимперсай	218,2	4,4	68	27	0,08	6,24	200	
9	ПС Кимперсай 110	105,2	0,0	-61	-24	0,07	0,01	179	
10	ПС Кимперсай 10	9,4	-0,9	-7	-3	0,00	0,13	21	
9	ПС Кимперсай 110	105,20	-8,73	60,8	24,1			110	
8	ПС Кимперсай 220	210,6	0,0	61	24	0,07	0,01	359	
10	ПС Кимперсай 10	9,41	-9,63	7,0	3,0			10	
8	ПС Кимперсай 220	210,6	0,9	7	3	0,00	0,13	467	
11	ПС Актюбинская220	213,80	-7,22					220	
2	ТП Актюбинская	219,8	3,5	192	77	0,14	14,19	558	
12	ПС Актюбинская110	106,8	0,0	-186	-72	0,13	0,09	538	
13	ПС Актюбинская10	9,6	-0,2	-6	-5	0,00	0,03	21	
12	ПС Актюбинская110	106,82	-7,23	185,8	72,0			110	
11	ПС Актюбинская220	213,8	0,0	186	72	0,13	0,09	1077	
13	ПС Актюбинская10	9,59	-7,42	6,0	4,7			10	
11	ПС Актюбинская220	213,8	0,2	6	5	0	0,03	459	

Қорытынды: Нормалды режим жұмысы кезінде тораптың барлық параметрлері қалыпты, кернеудің ауытқулары қалыпты шегінде.

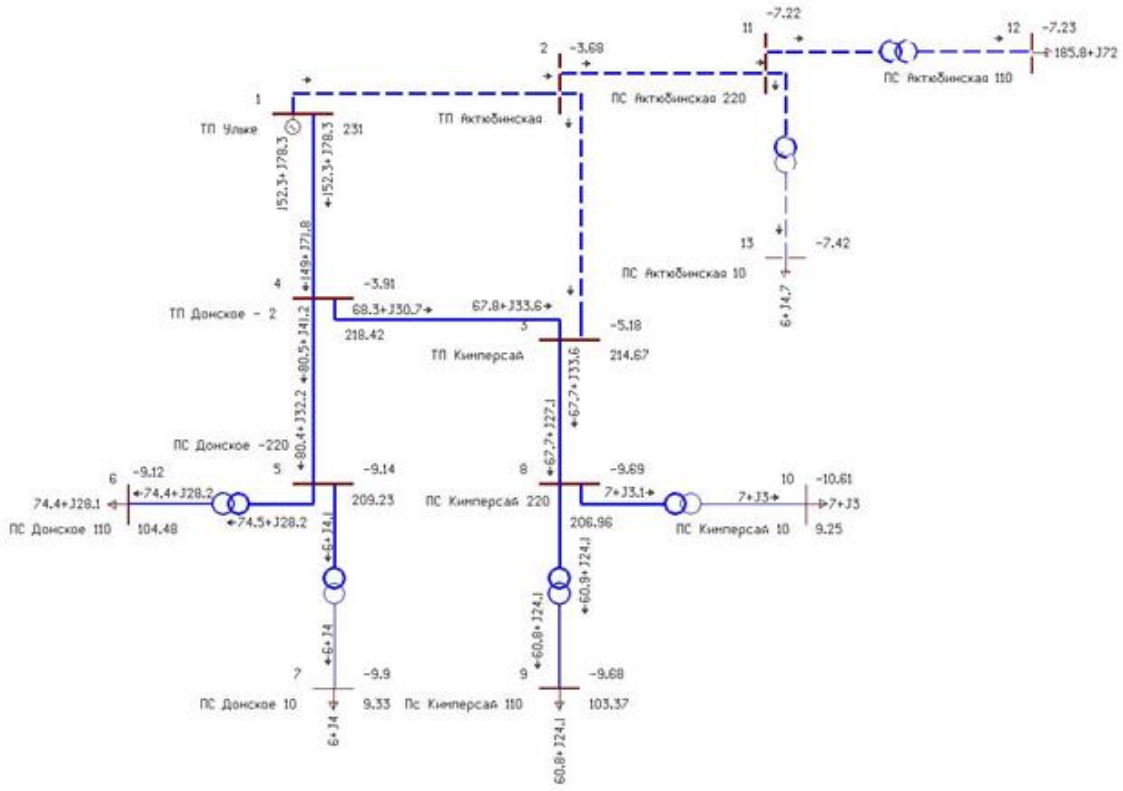
4.2 Апаттық жағдайдан кейінгі режим (Ақтөбелік түйінді сөндіру)

4.4 кесте – Түйіндер бойынша ақпарат

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	Delta
База	1	ТП Ульке	231			152,3	78,3	231,0	231,00	
Нагр	2	ТП Актюбинская	220					220,0	-	-3,68
Нагр	3	ТП Кимперсай	220					220,0	214,67	-5,18
Нагр	4	ТП Донское - 2	220					220,0	218,42	-3,91
Нагр	5	ПС Донское -220	220					220,0	209,23	-9,14
Нагр	6	ПС Донское 110	110	74,4	28,1			110,0	104,48	-9,12
Нагр	7	ПС Донское 10	10	6,0	4,0			10,0	9,33	-9,90
Нагр	8	ПС Кимперсай 220	220					220,0	206,96	-9,69
Нагр	9	Пс Кимперсай 110	110	60,8	24,1			110,0	103,37	-9,68
Нагр	10	ПС Кимперсай 10	10	7,0	3,0			10,0	9,25	-10,61
Нагр	11	ПС Актюбинская 220	220					220,0	-	-7,22
Нагр	12	ПС Актюбинская 110	110	185,8	72,0			110,0	-	-7,23
Нагр	13	ПС Актюбинская 10	10	6,0	4,7			10,0	-	-7,42

4.5 кесте – Түйіндер бойынша ақпарат

Тип	N_ нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/r	P_ нач	Q_ нач
ЛЭП	1	2	ТП Ульке-ТП Актюбинская	3,92	17,2	-105,6		-	-
ЛЭП	2	3	ТП Актюбинская-ТП Кимперсай	8,18	35,9	-220,4		-	-
ЛЭП	3	4	ТП Кимперсай-ТП Донское - 2	3,88	17,0	-105,5		68	34
ЛЭП	2	11	ТП Актюбинская-ПС Актюбинская 220	0,15	15,2			-	-
Тр-р	11	12	ПС Актюбинская 220-ПС Актюбинская 110	0,15	0,10		0,50	-	-
Тр-р	11	13	ПС Актюбинская 220-ПС Актюбинская 10	0,30	27,1		0,045	-	-
ЛЭП	4	1	ТП Донское - 2-ТП Ульке	5,88	25,8	-158,4		149	72
ЛЭП	3	8	ТП Кимперсай-ПС Кимперсай 220	0,70	52,0			-68	-34
Тр-р	8	9	ПС Кимперсай 220-ПС Кимп. 110	0,70	0,10		0,50	-61	-24
Тр-р	8	10	ПС Кимперсай 220-ПС Кимп. 10	1,40	97,8		0,045	-7	-3
Тр-р	5	6	ПС Донское 220-ПС Донское 110	0,70	0,10		0,50	-75	-28
Тр-р	5	7	ПС Донское 220-ПС Донское 10	1,40	97,8		0,045	-6	-4



4.2 сурет – Ақтөбе облысы 220 кВ торабының қуат ағыны, апаттан кейінгі жағдай

4.6 кесте – Апаттық жағдайдан кейінгі режимі есептеуінің нәтижесі

Узел	Название	V	Фаза	РнагР лин	Qнаг Qлин	Рген dP	Qген dQ	Vзад Ток	Qmin Qmax dPз dQз
1	ТП Улькe	231,00				152,3	78,3	231	
2	ТП Актюбинская				<<Отключен>>				
4	ТП Донское - 2	218,4	-3,9	-152	-78	3,30	14,50	428	
2	ТП Актюбинская				<<Отключен>>				
1	ТП Улькe				<<Отключен>>				
3	ТП Кимперсай				<<Отключен>>				
11	ПС Актюбинская220				<<Отключен>>				
3	ТП Кимперсай	214,67	-5,18					220	
2	ТП Актюбинская				<<Отключен>>				
4	ТП Донское - 2	218,4	1,3	68	34	0,47	2,06	204	-0,00
8	ПС Кимперсай 220	207,0	-4,5	-68	-34	0,09	6,45	203	
4	ТП Донское - 2	218,42	-3,91					220	
3	ТП Кимперсай	214,7	-1,3	-68	-31	0,47	2,06	198	-0,00
1	ТП Улькe	231,0	3,9	149	72	3,30	14,50	437	
5	ПС Донское -220	209,2	-5,2	-81	-41	0,12	8,92	239	
5	ПС Донское -220	209,23	-9,14					220	
4	ТП Донское - 2	218,4	5,2	80	32	0,12	8,92	239	
6	ПС Донское 110	104,5	0,0	-75	-28	0,10	0,01	220	
7	ПС Донское 10	9,3	-0,8	-6	-4	0,00	0,12	20	
6	ПС Донское 110	104,48	-9,12	74,4	28,1			110	
5	ПС Донское -220	209,2	-0,0	74	28	0,10	0,01	440	
7	ПС Донское 10	9,33	-9,90	6,0	4,0			10	
5	ПС Донское -220	209,2	0,8	6	4	0,00	0,12	446	
8	ПС Кимперсай 220	206,96	-9,69					220	
3	ТП Кимперсай	214,7	4,5	68	27	0,09	6,45	203	
9	ПС Кимперсай 110	103,4	0,0	-61	-24	0,07	0,01	183	
10	ПС Кимперсай 10	9,2	-0,9	-7	-3	0,00	0,13	21	
9	ПС Кимперсай 110	103,37	-9,68	60,8	24,1			110	

8	ПС Кимперсай 220	207,0	-0,0	61	24	0,07	0,01	365	
10	ПС Кимперсай 10	9,25	-10,61	7,0	3,0			10	
8	ПС Кимперсай 220	207,0	0,9	7	3	0,00	0,13	475	
11	ПС Актюбинская220	<<Отключен>>							
2	ТП Актюбинская	<<Отключен>>							
12	ПС Актюбинская110	<<Отключен>>							
13	ПС Актюбинская10	<<Отключен>>							
12	ПС Актюбинская110	<<Отключен>>							
11	ПС Актюбинская220	<<Отключен>>							
13	ПС Актюбинская10	<<Отключен>>							
11	ПС Актюбинская220	<<Отключен>>							

Қорытынды: Ақтөбелік түйінді өшірген кезде кернеу ауытқулары барлық түйіндерде қалыпты.

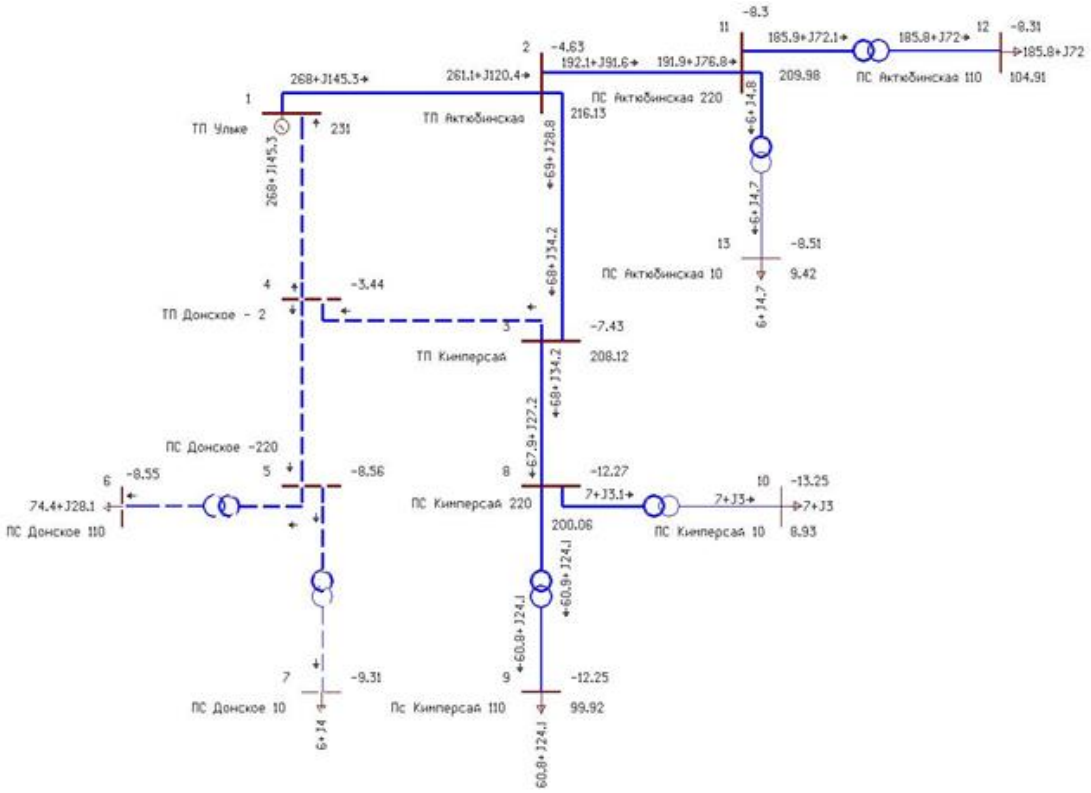
4.3 Апаттық жағдайдан кейінгі режим (Донское – 2 түйіні)

4.7 кесте – Түйіндер бойынша ақпарат

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	Delta
База	1	ТП Ульке	231			268	145,3	231,0	231,00	
Нагр	2	ТП Актюбинская	220					220,0	216,13	-4,63
Нагр	3	ТП Кимперсай	220					220,0	208,12	-7,43
Нагр	4	ТП Донское - 2	220					220,0	-	-3,44
Нагр	5	ПС Донское -220	220					220,0	-	-8,56
Нагр	6	ПС Донское 110	110	74,4	28,1			110,0	-	-8,55
Нагр	7	ПС Донское 10	10	6,0	4,0			10,0	-	-9,31
Нагр	8	ПС Кимперсай 220	220					220,0	200,06	-12,27
Нагр	9	Пс Кимперсай 110	110	60,8	24,1			110,0	99,92	-12,25
Нагр	10	ПС Кимперсай 10	10	7,0	3,0			10,0	8,93	-13,25
Нагр	11	ПС Актюбинская 220	220					220,0	209,98	-8,30
Нагр	12	ПС Актюбинская 110	110	185,8	72,0			110,0	104,91	-8,31
Нагр	13	ПС Актюбинская 10	10	6,0	4,7			10,0	9,42	-8,51

4.8 – Түйіндер бойынша ақпарат

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
ЛЭП	1	2	ТП Ульке-ТП Актюбинская	3,92	17,2	-105,6		-268	-145
ЛЭП	2	3	ТП Актюбинская-ТП Кимперсай	8,18	35,9	-220,4		-69	-29
ЛЭП	3	4	ТП Кимперсай-ТП Донское - 2	3,88	17,0	-105,5		-	-
ЛЭП	2	11	ТП Актюбинская-ПС Актюбинская 220	0,15	15,2			-192	-92
Тр-р	11	12	ПС Актюбинская 220-ПС	0,15	0,10		0,50	-186	-72
			Актюбинская 110						
Тр-р	11	13	ПС Актюбинская 220-ПС Актюбинская 10	0,30	27,1		0,045	-6	-5
ЛЭП	4	1	ТП Донское - 2-ТП Ульке	5,88	25,8	-158,4		-	-
ЛЭП	3	8	ТП Кимперсай-ПС Кимперсай 220	0,70	52,0			-68	-34
Тр-р	8	9	ПС Кимперсай 220-ПС Кимп. 110	0,70	0,10		0,50	-61	-24
Тр-р	8	10	ПС Кимперсай 220-ПС Кимп. 10	1,40	97,8		0,045	-7	-3
ЛЭП	4	5	ТП Донское - 2-ПС Донское 220	0,70	52,0			-	-
Тр-р	5	6	ПС Донское 220-ПС Донское 110	0,70	0,10		0,50	-	-
Тр-р	5	7	ПС Донское 220-ПС Донское 10	1,40	97,8		0,045	-	-



4.3 сурет - Ақтөбе облысы 220 кВ торабының қуат ағыны, апаттық жағдайдан кейінгі режим (Донское - 2)

4.9 кесте – Апаттық жағдайдан кейінгі режим есептеуінің нәтижесі

Узел	Название	V	Фаза	РнагР лин	Qнаг Qлин	Рген dP	Qген dQ	Vзад Ток	Qmin Qmax dPз dQз
1	ТП Улье	231,00				268,0	145,3	231	
2	ТП Актюбинская	216,1	-4,6	-268	-145	6,89	30,22	762	
4	ТП Донское – 2	<<Отключен>>							
2	ТП Актюбинская	216,13	-4,63					220	
1	ТП Улье	231,0	4,6	261	120	6,89	30,22	768	
3	ТП Кимперсай	208,1	-2,8	-69	-29	1,04	4,55	200	
11	ПС Актюбинская220	210,0	-3,7	-192	-92	0,15	14,73	568	
3	ТП Кимперсай	208,12	-7,43					220	
2	ТП Актюбинская	216,1	2,8	68	34	1,04	4,55	211	
4	ТП Донское – 2	<<Отключен>>							
8	ПС Кимперсай 220	200,1	-4,8	-68	-34	0,09	6,95	211	
4	ТП Донское – 2	<<Отключен>>							
3	ТП Кимперсай	<<Отключен>>							
1	ТП Улье	<<Отключен>>							
5	ПС Донское -220	<<Отключен>>							
5	ПС Донское -220	<<Отключен>>							
4	ТП Донское – 2	<<Отключен>>							
6	ПС Донское 110	<<Отключен>>							
7	ПС Донское 10	<<Отключен>>							
6	ПС Донское 110	<<Отключен>>							
5	ПС Донское -220	<<Отключен>>							
7	ПС Донское 10	<<Отключен>>							
5	ПС Донское -220	<<Отключен>>							
8	ПС Кимперсай 220	200,06	-12,27					220	

3 9 10	ТП Кимперсай ПС Кимперсай 110 ПС Кимперсай 10	208,1 99,9 8,9	4,8 0,0 -1,0	68 -61 -7	27 -24 -3	0,09 0,07 0,00	6,95 0,01 0,14	211 189 22	
9 8	ПС Кимперсай 110 ПС Кимперсай 220	99,92 200,1	- 12,25 -0,0	60,8 61	24,1 24	0,07	0,01	110 378	
10 8	ПС Кимперсай 10 ПС Кимперсай 220	8,93 200,1	- 13,25 1,0	7,0 7	3,0 3	0,00	0,14	10 492	
11 2 12 13	ПС Актюбинская220 ТП Актюбинская ПС Актюбинская110 ПС Актюбинская10	209,98 216,1 104,9 9,4	-8,30 3,7 -0,0 -0,2	 192 -186 -6	 77 -72 -5	 0,15 0,14 0,00	 14,73 0,09 0,04	220 568 548 21	
12 11	ПС Актюбинская110 ПС Актюбинская220	104,91 210,0	-8,31 0,0	185,8 186	72,0 72	0,14	0,09	110 1097	
13 11	ПС Актюбинская10 ПС Актюбинская220	9,42 210,0	-8,51 0,2	6,0 6	4,7 5	0,00	0,04	10,0 468	

Қорытынды: Донское – 2 түйінін өшіргенде, кернеу ауытқулары қалыпты.

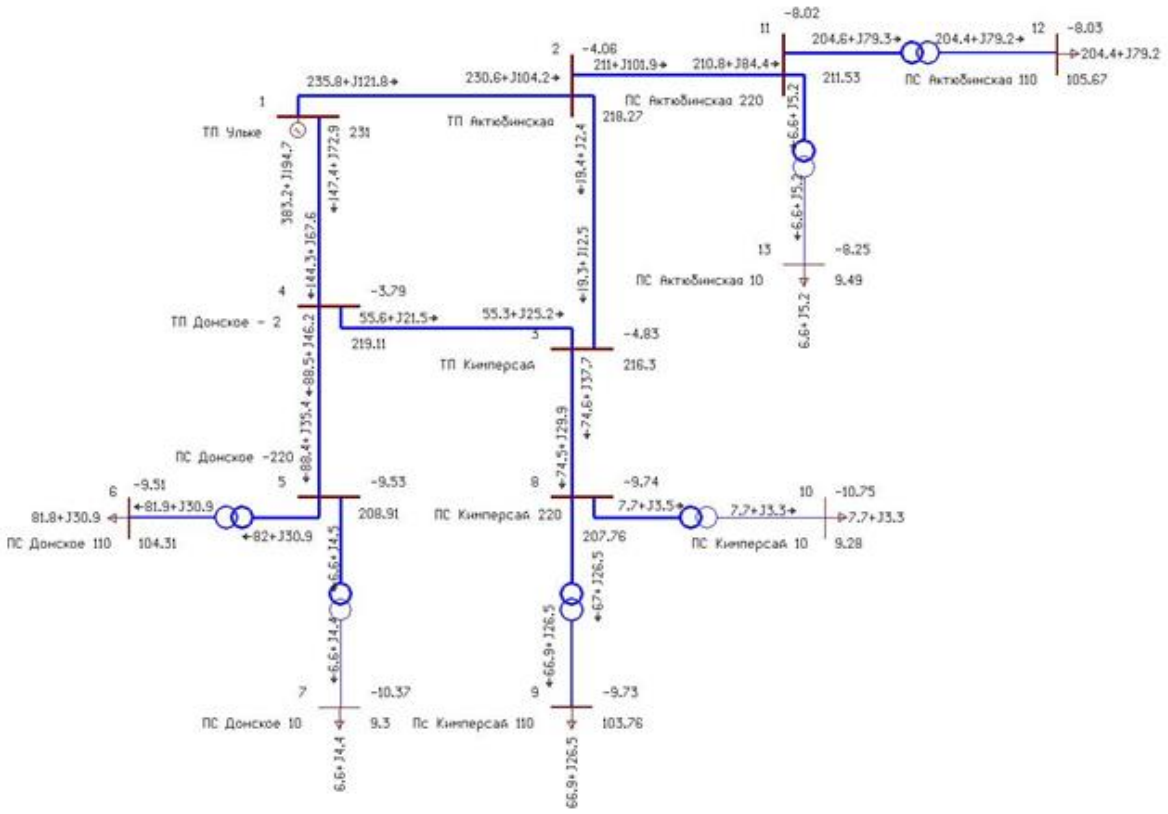
4.4 Тораптың жүктемесін 10%-ға жоғарылатқанда жұмыс режимін есептеу

4.10 кесте – Түйіндер бойынша ақпарат

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	Delta
База	1	ТП Ульке	231			383,2	194,7	231,0	231,00	
Нагр	2	ТП Актюбинская	220					220,0	218,27	-4,06
Нагр	3	ТП Кимперсай	220					220,0	216,30	-4,83
Нагр	4	ТП Донское - 2	220					220,0	219,11	-3,79
Нагр	5	ПС Донское -220	220					220,0	208,91	-9,53
Нагр	6	ПС Донское 110	110	81,8	30,9			110,0	104,31	-9,51
Нагр	7	ПС Донское 10	10	6,6	4,4			10,0	9,30	-10,37
Нагр	8	ПС Кимперсай 220	220					220,0	207,76	-9,74
Нагр	9	Пс Кимперсай 110	110	66,9	26,5			110,0	103,76	-9,73
Нагр	10	ПС Кимперсай 10	10	7,7	3,3			10,0	9,28	-10,75
Нагр	11	ПС Актюбинская 220	220					220,0	211,53	-8,02
Нагр	12	ПС Актюбинская 110	110	204,4	79,2			110,0	105,67	-8,03
Нагр	13	ПС Актюбинская 10	10	6,6	5,2			10,0	9,49	-8,25

4.11 кесте – Түйіндер бойынша ақпарат

Тип	N_ нач	N_кон	Название	R	:	B	Кт/г	P_ нач	Q_ нач
ЛЭП	1	2	ТП Ульке-ТП Актюбинская	3,92	17,2	- 105,6		-236	-122
ЛЭП	2	3	ТП Актюбинская-ТП Кимперсай	8,18	35,9	- 220,4		-19	-2
ЛЭП	3	4	ТП Кимперсай-ТП Донское - 2	3,88	17,0	- 105,5		55	25
ЛЭП	2	11	ТП Актюбинская-ПС Актюбинская 220	0,15	15,2			-211	-102
Тр-р	11	12	ПС Актюбинская 220-ПС Актюбинская 110	0,15	0,10		0,50	-205	-79
Тр-р	11	13	ПС Актюбинская 220-ПС Актюбинская 10	0,30	27,1		0,04 5	-7	-5
ЛЭП	4	1	ТП Донское - 2-ТП Ульке	5,88	25,8	- 158,4		144	68
ЛЭП	3	8	ТП Кимперсай-ПС Кимперсай 220	0,70	52,0			-75	-38
Тр-р	8	9	ПС Кимперсай 220-ПС Кимп. 110	0,70	0,10		0,50	-67	-27
Тр-р	8	10	ПС Кимперсай 220-ПС Кимп. 10	1,40	97,8		0,04 5	-8	-3
ЛЭП	4	5	ТП Донское - 2-ПС Донское 220	0,70	52,0			-89	-46
Тр-р	5	6	ПС Донское 220-ПС Донское 110	0,70	0,10		0,50	-82	-31
Тр-р	5	7	ПС Донское 220-ПС Донское 10	1,40	97,8		0,04 5	-7	-5



4.4 сурет – Ақтөбе облысы 220 кВ торабының қуат ағындары, жүктемені 10%-ға арттырғанда

4.12 кесте – Жүктемені 10%-ға арттырғанда есептеудің нәтижесі

Узел	Название	V	Фаза	РнагРлин	QнагQлин	Рген dP	Qген dQ	Vзад Ток	Qmin Qmax dPз dQз
1	ТП Улькe	231,00				383,2	194,7	231	
2	ТП Актюбинская	218,3	-4,1	-236	-122	5,23	22,93	663	-0 -5,33
4	ТП Донское – 2	219,1	-3,8	-147	-73	3,05	13,38	411	-8,03
2	ТП Актюбинская	218,27	-4,06					220	
1	ТП Улькe	231,0	4,1	231	104	5,23	22,93	669	-0 -5,33
3	ТП Кимперсай	216,3	-0,8	-19	-2	0,07	0,33	52	-0 -10,41
11	ПС Актюбинская220	211,5	-4,0	-211	-102	0,17	17,51	620	
3	ТП Кимперсай	216,30	-4,83					220	
2	ТП Актюбинская	218,3	0,8	19	12	0,07	0,33	61	-0 -10,41
4	ТП Донское – 2	219,1	1,0	55	25	0,30	1,30	162	0 -5
8	ПС Кимперсай 220	207,8	-4,9	-75	-38	0,10	7,77	223	
4	ТП Донское – 2	219,12	-3,79					220	
3	ТП Кимперсай	216,3	-1,0	-56	-21	0,30	1,30	157	0 -5
1	ТП Улькe	231,0	3,8	144	68	3,05	13,38	420	-8,03
5	ПС Донское -220	208,9	-5,7	-89	-46	0,15	10,80	263	
5	ПС Донское -220	208,92	-9,53					220	
4	ТП Донское – 2	219,1	5,7	88	35	0,15	10,80	263	
6	ПС Донское 110	104,3	0,0	-82	-31	0,12	0,02	242	
7	ПС Донское 10	9,3	-0,8	-7	-5	0,00	0,14	22	
6	ПС Донское 110	104,31	-9,51	81,8	30,9			110	
5	ПС Донское -220	208,9	-0,0	82	31	0,12	0,02	484	
7	ПС Донское 10	9,30	-	6,6	4,4			10,0	
5	ПС Донское -220	208,9	0,8	7	4	0,00	0,14	492	
8	ПС Кимперсай 220	207,77	-9,75					220	
3	ТП Кимперсай	216,3	4,9	75	30	0,10	7,77	223	
9	ПС Кимперсай 110	103,8	0,0	-67	-27	0,08	0,01	200	
10	ПС Кимперсай 10	9,3	-1,0	-8	-3	0,00	0,16	23	

9 8	ПС Кимперсай 110 ПС Кимперсай 220	103,77 207,8	-9,73 -0,0	66,9 67	26,5 27	0,08	0,01	110 400	
10 8	ПС Кимперсай 10 ПС Кимперсай 220	9,28 207,8	- 1,0	7,7 8	3,3 3	0,00	0,16	10 521	
11 2 12 13	ПС Актюбинская220 ТП Актюбинская ПС Актюбинская110 ПС Актюбинская10	211,53 218,3 105,7 9,5	-8,02 4,0 -0,0 -0,2	 211 -205 -7	 84 -79 -5	 0,17 0,16 0,00	 17,51 0,11 0,04	220 620 599 23	
12 11	ПС Актюбинская110 ПС Актюбинская220	105,67 211,5	-8,03 0,0	204,4 204	79,2 79	0,16	0,11	110 1198	
13 11	ПС Актюбинская10 ПС Актюбинская220	9,49 211,5	-8,25 0,2	6,6 7	5,2 5	0,00	0,04	10 511	

Қорытынды: Жүктемені 10%-ға арттырғанда барлық түйіндерде кернеудің ауытқуы қалыпты.

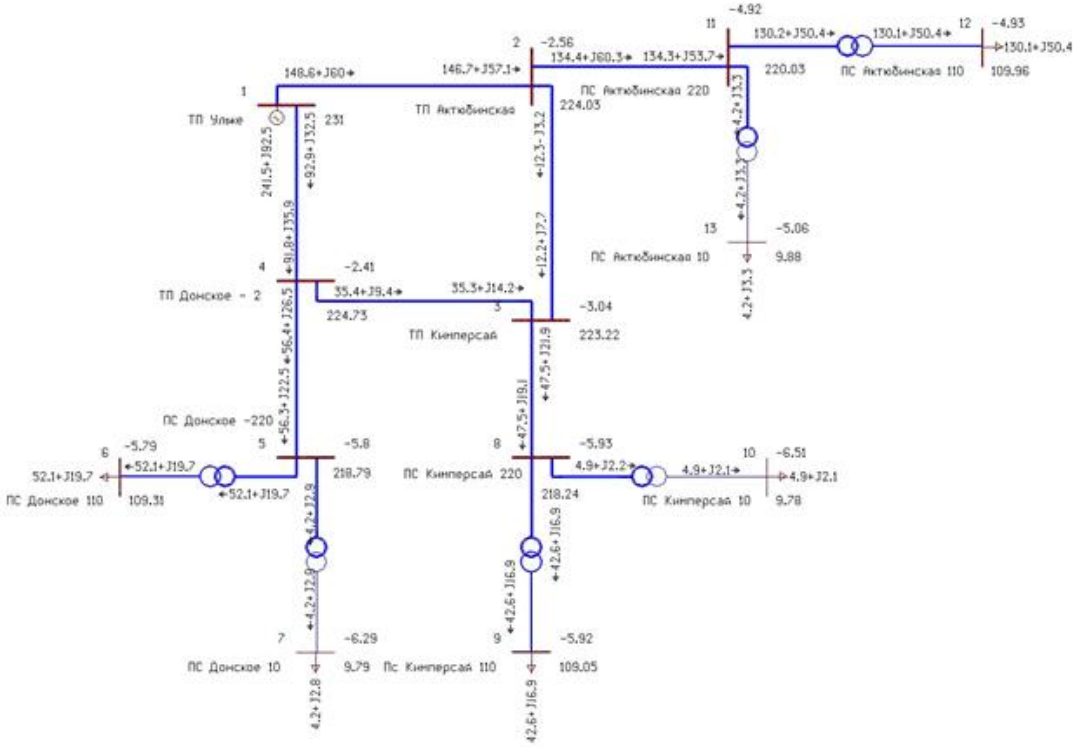
4.5 Жүктемені 30%-ға төмендеткенде торапты жұмыс режимін есептеу

4.13 кесте – Түйіндер бойынша ақпарат

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	Delta
База	1	ТП Ульке	231			241,5	92,5	231,0	231,00	
Нагр	2	ТП Актюбинская	220					220,0	224,03	-2,56
Нагр	3	ТП Кимперсай	220					220,0	223,22	-3,04
Нагр	4	ТП Донское - 2	220					220,0	224,73	-2,41
Нагр	5	ПС Донское -220	220					220,0	218,79	-5,80
Нагр	6	ПС Донское 110	110	52,1	19,7			110,0	109,31	-5,79
Нагр	7	ПС Донское 10	10	4,2	2,8			10,0	9,79	-6,29
Нагр	8	ПС Кимперсай 220	220					220,0	218,24	-5,93
Нагр	9	Пс Кимперсай 110	110	42,6	16,9			110,0	109,05	-5,92
Нагр	10	ПС Кимперсай 10	10	4,9	2,1			10,0	9,78	-6,51
Нагр	11	ПС Актюбинская 220	220					220,0	220,03	-4,92
Нагр	12	ПС Актюбинская 110	110	130,1	50,4			110,0	109,96	-4,93
Нагр	13	ПС Актюбинская 10	10	4,2	3,3			10,0	9,88	-5,06

4.14 кесте- Тармақтар бойынша ақпарат

Тип	N_ нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_ нач	Q_ нач
ЛЭП	1	2	ТП Ульке-ТП Актюбинская	3,92	17,2	-105,6		-149	-60
ЛЭП	2	3	ТП Актюбинская-ТП Кимперсай	8,18	35,9	-220,4		-12	3
ЛЭП	3	4	ТП Кимперсай-ТП Донское - 2	3,88	17,0	-105,5		35	14
ЛЭП	2	11	ТП Актюбинская-ПС Актюбинская 220	0,15	15,2			-134	-60
Тр-р	11	12	ПС Актюбинская 220-ПС Актюбинская 110	0,15	0,10		0,50	-130	-50
Тр-р	11	13	ПС Актюбинская 220-ПС Актюбинская 10	0,30	27,1		0,045	-4	-3
ЛЭП	4	1	ТП Донское - 2-ТП Ульке	5,88	25,8	-158,4		92	36
ЛЭП	3	8	ТП Кимперсай-ПС Кимперсай, 220	0,70	52,0			-48	-22
Тр-р	8	9	ПС Кимперсай 220-ПС Кимп.110	0,70	0,10		0,50	-43	-17
Тр-р	8	10	ПС Кимперсай 220-ПС Кимп. 10	1,40	97,8		0,045	-5	-2
ЛЭП	4	5	ТП Донское - 2-ПС Донское,220	0,70	52,0			-56	-27
Тр-р	5	6	ПС Донское 220-ПС Донское,110	0,70	0,10		0,50	-52	-20
Тр-р	5	7	ПС Донское 220-ПС Донское 10	1,40	97,8		0,045	-4	-3



4.5 сурет – Ақтөбе облысы 220 кВ торабының қуат ағындары, жүктемені 30%-ға төмендеткенде

4.15 кесте - Жүктемені 30%-ға төмендеткенде есептеудің нәтижесі

Узел	Название	V	Фаза	РнагРлин	Qнаг Qлин	Рген dP	Qген dQ	Vзад Ток	Qmin Qmax dPзdQз
1	ТП Ульке	231,00				241,5	92,6	231	
2	ТП Актюбинская	224,0	-2,6	-149	-60	1,91	8,39	401	-0 -5,47
4	ТП Донское – 2	224,7	-2,4	-93	-33	1,10	4,83	246	0 -8,23
2	ТП Актюбинская	224,02	-2,56					220	
1	ТП Ульке	231,0	2,6	147	57	1,91	8,39	406	-0 -5,47
3	ТП Кимперсай	223,2	-0,5	-12	3	0,03	0,11	33	-11,02
11	ПС Актюбинская220	220,0	-2,4	-134	-60	0,06	6,57	380	
3	ТП Кимперсай	223,21	-3,04					220	
2	ТП Актюбинская	224,0	0,5	12	8	0,03	0,11	37	-11,02
4	ТП Донское – 2	224,7	0,6	35	14	0,11	0,47	98	-0 -5,29
8	ПС Кимперсай 220	218,2	-2,9	-48	-22	0,04	2,86	135	
4	ТП Донское – 2	224,72	-2,41					220	
3	ТП Кимперсай	223,2	-0,6	-35	-9	0,11	0,47	94	-0 -5,29
1	ТП Ульке	231,0	2,4	92	36	1,10	4,83	253	0 -8,23
5	ПС Донское -220	218,8	-3,4	-56	-27	0,05	4,00	160	
5	ПС Донское -220	218,79	-5,80					220	
4	ТП Донское – 2	224,7	3,4	56	23	0,05	4,00	160	
6	ПС Донское 110	109,3	0,0	-52	-20	0,05	0,01	147	
7	ПС Донское 10	9,8	-0,5	-4	-3	0,00	0,05	13	
6	ПС Донское 110	109,31	-5,79	52,1	19,7			110	
5	ПС Донское -220	218,8	-0,0	52	20	0,05	0,01	294	
7	ПС Донское 10	9,79	-6,29	4,2	2,8			10	
5	ПС Донское -220	218,8	0,5	4	3	0,00	0,05	298	
8	ПС Кимперсай 220	218,24	-5,93					220	
3	ТП Кимперсай	223,2	2,9	47	19	0,04	2,86	135	
9	ПС Кимперсай 110	109,0	0,0	-43	-17	0,03	0,00	121	
10	ПС Кимперсай 10	9,8	-0,6	-5	-2	0,00	0,06	14	
9	ПС Кимперсай 110	109,05	-5,92	42,6	16,9			110	
8	ПС Кимперсай 220	218,2	-0,0	43	17	0,03	0,00	242	
10	ПС Кимперсай 10	9,78	-6,51	4,9	2,1			10	
8	ПС Кимперсай 220	218,2	0,6	5	2	0,00	0,06	315	
11	ПС Актюбинская220	220,03	-4,92					220	
2	ТП Актюбинская	224,0	2,4	134	54	0,06	6,57	380	
12	ПС Актюбинская110	110,0	-0,0	-130	-50	0,06	0,04	366	
13	ПС Актюбинская10	9,9	-0,1	-4	-3	0,00	0,02	14	
12	ПС Актюбинская110	109,96	-4,93	130,1	50,4			110	
11	ПС Актюбинская220	220,0	0,0	130	50	0,06	0,04	733	
13	ПС Актюбинская10	9,88	-5,06	4,2	3,3			10	
11	ПС Актюбинская220	220,0	0,1	4	3	0,00	0,02	312	

Қарастырылып отырған тораптың жұмыс режимдерінің есептемесі кестелерде келтірілген. Кестелерде түйіндер және тармақтар бойынша ақпараттар бар. Осы мәліметтерге байланысты бірнеше жұмыс режимдері есептелінді: нормалды, апаттық жағдайдан кейінгі, максималды, минималды.

Нормалды режимді есептеуінен түйіндердегі кернеу ауытқулары электр энергия сапасының талаптарына сай келетіні анық, яғни ±5 %.Апаттық жағдайдан кейінгі режим есептеуінен , 2 түйін өшірілседе кернеу ауытқулары ±5%-дан аспайды. Ал, 4 түйін өшірілген кезде, кернеу ауытқулары өзгерістері бар, бірақ олар ±5%-дан аспайды. Қосалқы станцияға сай келетін әуе желілері сымды алмастыруға қажеті жоқ.Сонымен қатар, жүктеме 10%-ға өскенде сымдарды алмастырудың қажеті жоқ. Минималды режим кезінде (жүктемені 30%-ға төмендеткенде), түйіндердегі кернеудің ауытқулары ±5 % аспайды(электэнергия сапасы стандартына сай).

5 «Донское - 2» қосалқы станциясы үшин негізгі жабдықтарды және қысқа тұйықталу тогын таңдау

5.1 Қысқа тұйықталу тогын есептеу

Қысқа тұйықталу (ҚТ) токтарын есептеу жылулық және динамикалық қарсылық кезіндегі құрылғылар мен ток өткізетін бөлімдерін таңдау үшін, сондай-ақ қысқа тұйықталу токтарынан шектеу үшін қажет.

Есептік болып үшфазалы қысқа тұйықталу саналады, себебі ҚТ токтары бұл жағдайда максималды мәнге ие болады. ҚТ токтарын есептеу кезінде келесі жорамалдар қабылданады:

- қарастырылатын ҚТ нүктесінің қоректендіруіне қатысатын қорек көздері номиналды жүктемемен және қатарынан жұмыс істейді;
- электрмен жабдықтаудың схемасының әрбір кезеңінде есептік кернеу номиналды мәнінен 5%-ға жоғары қабылданады (яғни, орташа айлық номиналды кернеу);
- соққы ҚТ ток көп мәні жоғары мәнге ие болғанда қысқа тұйықталу пайда болады;
- орынның қысқа тұйықталу кедергісі нөлге тең болып саналады;
- есептік схемаға кіретін әртүрлі қуат көздерінің ЭҚК-нің фазалық ығысуы есептелмейді;
- әуе және кабельдік желілерде сыйымдылық ескерілмейді, демек сыйымдылық үстеме токтар да ескерілмейді;
- трансформатордың магниттелу токтары ескерілмейді;
- қысқа тұйықталу кезіндегі қуат көздерінің кернеуі өзгеріссіз қалады.

Жүктеменің кедергісін жеңілдету мақсатында, есептеу кернеуі бір кезеңдегі дәлдік бірлікке келтіріледі, ал баламалы схеманың кедергісінің активтік құраушылары ескерілмейді.

Есептеу ТКЗ программасында орындалған, балама схемасы 3-тарауда қарастырылған, 3.3-тармағы. Бұл кешен бір бойлық немесе көлденең асимметрия және жерге тұйықтаудың қорғау параметрлерінде кез келген кернеу үш фазалы теңдестірілген желілерде электрлік шамаларды есептеу мүмкіндігін береді. Күрделі ағымдар, симметриялы компоненттер түрінде, сондай-ақ толық фаза аралық немесе фаза мөлшерде қарсылық көмегімен ағымдағы кернеу қарым-қатынаста алынуы мүмкін.

Бұл кешен арқылы токтарды, кернеулерді, токтың кернеуге қатынасын (кедергіні) симметриялық құраушы ретінде де, толық фазалы және фаза аралық бірлік ретінде де табуға болады. Жерге тұйықтаудан токты қорғау үшін ҚТ белгіленген нүктесінен және жүктемеден отстройка жасалады, бір немесе бірнеше қорғаныстардың келтірілуі, сезімталдыққа тексеру және де қашықтық резервтеу жұмыс барысында сөндірудің модельдеу процесі жасалады.

Тағайындау:

Кешенді бағдарламалар кез келген кернеудегі үш фазалы симметриялы бұзылулардағы электрлік шамаларды есептеулерді жасау және релелік қорғаныстың уставкасын есептеуге мүмкіндік береді. Зерттеме релелік қорғаныстың уставкасына есеп жүргізетін энергожүйе мен біріккен диспечерлік басқарылымдар қызметі үшін, жобалау мен электржүйесінің релелік қорғаныс пен автоматикасының қондырғыларын таңдау организациялары үшін керек.

Техникалық ерекшеліктері:

1) Көлемі 3000 түйін мен 7500 байланыстағы желіні модельдеу;
2) Біріктірілген өзара индукциялы тармақ саны 2000-ға дейін;
3) Өзара индукциялы бір группадағы тармақ саны максималды 20;
4) Құрамында 612 түйін мен 1152 байланысты, арифметикалық сопроцессоры және 12МГц тактілі жиілігі бар ПЭВМ IBM PC/AT авария алдындағы желідегі кернеуді есептеу уақыты 4 сек. құрайды;
5) Толық көлемде бағдарлама қатқыл дискте 3 Мб жадты талап етеді және де жедел жадта 540 Кб-тан кем болмауы тиіс.

Мүмкіндіктері:

Кешенді бағдарламалар арқылы симметриялық, фазалық, фаза аралық құрамдас, сонымен қатар бір және бірнеше активтік құраушы кедергілері жоқ және бойлық пен көлденең асиметрия түрлерін құрамдас кедергілері мен тура және кері жүйелі кедергі өлшемі ерекше барлық ықтимал қатынастар U/I есептеліп табылады.

Жүзеге асырылуда:

1) Тармақпен бірге коммутациялау (сөндіру мен жерлендіру; топологиясы мен параметрлерін өзгерту; жаңа тармақтарды қосу);
2) Бір тұтасты құрайтын тармақтарды тобымен бірге коммутациялау, мысалы, желі мен n – орамдық трансформаторлар.

Есептемелерді асиметрияның орнын және түрін өзгертіп (нұсқалық есептеме) толық желіден бергіленген жерлерден өткізеді (100-ге дейін, сонымен қатар берілген түйінде бір немесе екі аймақта қосылу) және де бұзылудың орнында да, яғни асиметрия орын ауыстыру кезінде бір немесе екі аймақты асиметрия орнына байланысты біріктіру өлшем тізімі де өзгереді.

Кешенді бағдарламаның құрамында арнайы тапсырманы енгізетін редактор орнатылған. Ол редактор тапсырманы талқатысты режимде енгізілетін тапсырманың форматын сипаттайтын көмекші және түйінді сөздер арқылы форматтап және де мәзір мен кеңестерді қолданбай еркін форматтау режимінде де жұмыс жасай береді.

Сондай-ақ кешеннің құрамына бұзылудың орнын анықтайтын құрылым енгізілген, оның ішінде:

1) Электрлік санының кестесін (3I0,3U0 немесе I2, U2) және олардың қатынасын құрастыру;
2) Бұғаттау құрылғылары арқылы бұзылу орнын міндетті түрде табу, соның ішінде отпайкалы ӘЖ үшін.

Кешенді бағдарламаға кіретін баламалау бағдарламасы кез келген түйінге желіні баламалауға көмек көрсетеді және балама негізінде жаңа желіні құрайды. Осыған байланысты, баламалы ұсынылған:

- бірдей қадамды кернеулі түйіндерді қосатын қарапайым тармақтармен;
- әртүрлі қадамды кернеулі түйіндерді қосатын трансформаторлы тармақтармен;
- егер түйінге қуат көзімен жалғасса, онда генераторлы тармақтармен.

Кестеде қысқа тұйықталу тогын есептеу үшін түйіндер туралы мәліметтер көрсетірген.

5.1 кесте – Бастапқы деректер

Тип	Пар	Узел-1	Узел-2	R1	X1	E;K;B(c);	Фаза	N эл.
4	0	0	1	0.000	12.000	220.000	0.000	0
0	0	1	2	3.920	17.200	0.000	0.000	0
0	0	2	3	8.183	35.900	0.000	0.000	0
0	0	3	4	3.880	17.000	0.000	0.000	0
3	0	2	11	0.150	15.200	1.000	0.000	0
3	0	11	12	0.150	0.100	2.000	0.000	0
3	0	11	13	0.300	27.100	22.000	0.000	0
3	0	3	8	0.700	52.000	1.000	0.000	0
3	0	8	9	0.700	0.100	2.000	0.000	0
3	0	8	10	1.400	97.800	22.000	0.000	0
3	0	4	5	0.700	52.000	1.000	0.000	0
3	0	5	6	0.700	0.100	2.000	0.000	0
3	0	5	7	1.400	97.800	22.000	0.000	0
0	0	4	1	5.800	25.800	0.000	0.000	0

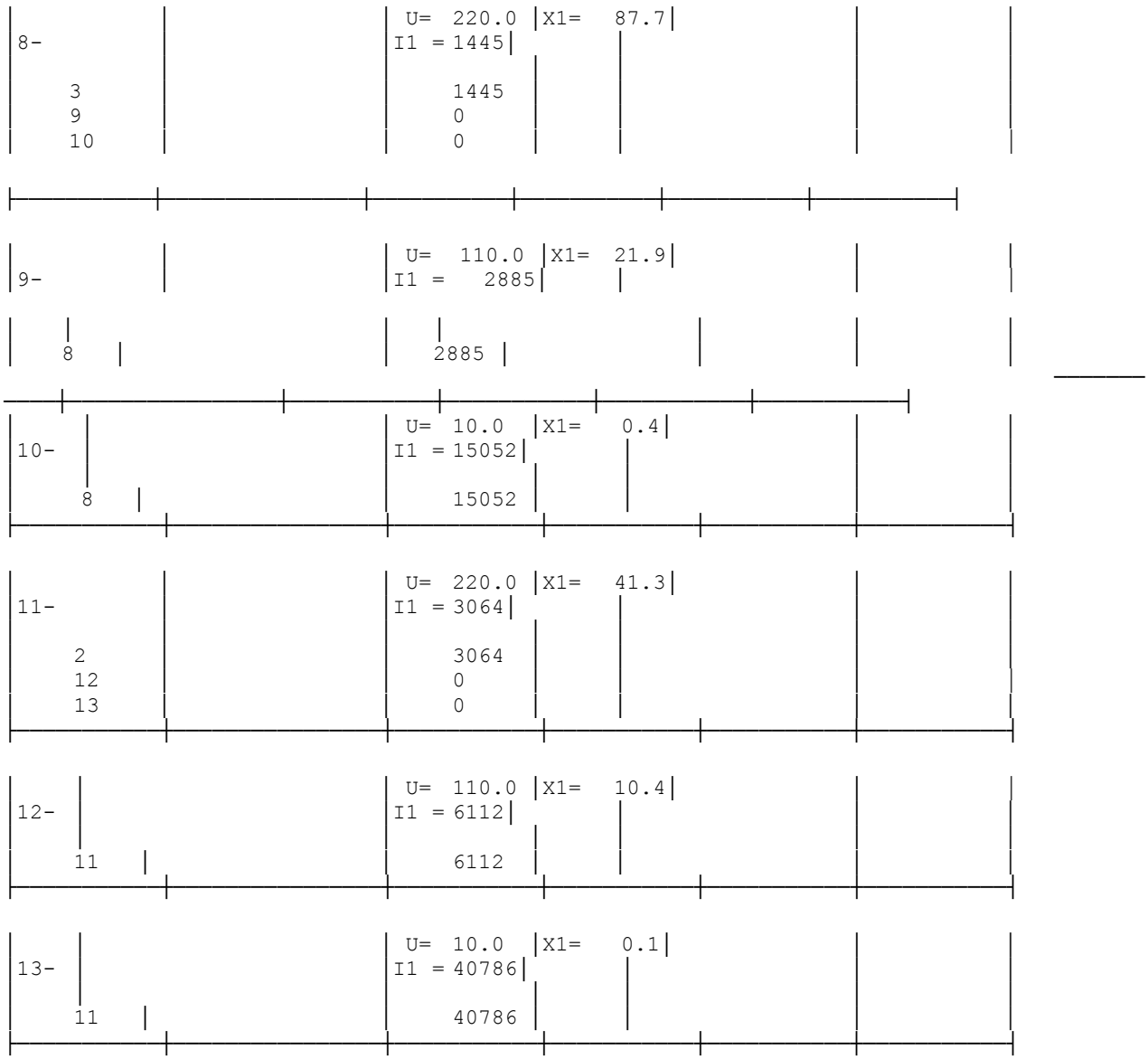
5.2 кесте – Апатқа дейінгі түйіндердің кернеуі

```
Обозначение узла (модуль фаза)
1(  220.0    0.0)      2(     220.0    0.0)      3(     220.0    0.0)
4(  220.0    0.0)      5(     220.0    0.0)      6(     110.0    0.0)
7(  10.0     0.0)      8(     220.0    0.0)      9(     110.0    0.0)
10( 10.0     0.0)      11(    220.0    0.0)      12(    110.0    0.0)
13( 10.0     0.0)
```

ҚТ түйін саны: 13.
Аймақ саны: 1.
Коммутация саны: 0.
Қосымша тармақтар саны: 0.

5.3 кесте – Қысқа тұйықталу токтарының есептеу нәтижелері

наименование	I(1)3	I(1)1	I(2)1	узел 3I(0)1
1-		U= 220.0 X1= 12.0 I1 = 10585		
0		10585		
2		0		
4		0		
2-		U= 220.0 X1= 26.1 I1 = 4827		
1		3961		
3		866		
11		0		
3-		U= 220.0 X1= 35.7 I1 = 3518		
2		1570		
4		1948		
8		0		
4-		U= 220.0 X1= 30.9 I1 = 4077		
3		1096		
5		0		
1		2981		
5-		U= 220.0 X1= 82.9 I1 = 1530		
4		1530		
6		0		
7		0		
6-		U= 110.0 X1= 20.7 I1 = 3055		
5		3055		
7-		U= 10.0 X1= 0.4 I1 = 15458		
5		15458		



5.2 Қатты шиналарлы таңдау

6-10 кВ жабық таратушы қондырғыларда алюминий шиналарды қолданады.

ПУЭ-ге қарасты электрқондырғыларының құрама шиналары сонымен қатар әртүрлі кернеудегі ашық және жабық таратушы қондырғыларында токтың экономикалық тығыздығы шинамен жабдықталуы тексерілмейді.

Жалғастыру режимінің есептеу түрлерін төмендегі формулаларға қатысты анықтасақ:

$$I_{норм} = I_{ном.т} = 0{,}7 \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (5.1)$$

$$I_{\max} = 1{,}4 \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (5.2)$$

мұндағы $S_{ном.т}$ - трансформатордың номиналды қуаты, *МВА*.

$$I_{норм} = 0{,}7 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2549{,}13A,$$

$$I_{\max} = 1{,}4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5098{,}266A.$$

Алюминий шинаның көлденең қимасын рұқсат етілген ток арқылы таңдап аламыз, себебі жабық таратушы құрылғы мен трансформаторды байланыстыратын шиналық көпір онша ұзын емес және ол қосалқы станцияның аумағында орналасқан. Сонымен бір жолды көлденең қимасымен коробка түрлі алюминий шинаны таңдаймыз q = 1785 $мм^2$

Жалғастыру режимінде шинаны жылу шарты бойынша тексереміз:

$$I_{max} = 5098,\ 266\ A \le I_{доп} = 5650\ A\ .$$

Шинаны жылулық тұрақтылыққа тексереміз:

$$q_{\min} \le q\ , \tag{5.3}$$

мұндағы $q_{\min}$ – жылулық тұрақтылықтағы минималды көлденең қимасы,

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \tag{5.4}$$

мұндағы B_k - квадраттық токтың импульсі:

$$B_к = I_{п.0}^2 \cdot (t_{откл} + T_A), \tag{5.5}$$

мұндағы $t_{откл}$ - ҚТ сөндіру уақыты, ол 0,2 с тең;

T_a – апериодты үшфазалы қысқа тұйықталу тогының құраушы уақытының басылу тұрақтысы, ол 0,1с тең.

$$B_к = 15{,}458^2 \cdot (0{,}2 + 0{,}1) = 71{,}7\ кА^2 \cdot с\ .$$

C – арқылы табылатын функция:

$$C = 91 \cdot \frac{A \cdot c^{\frac{1}{2}}}{мм^2},$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{71.7 \cdot 10}}{91} = 2.94 мм^2,$$

$$2{,}94 мм^2 \le 1785 мм^2.$$

Сонымен анықталғаны, шиналар жылулық табанды.

Құрама шиналарды механикалық төзімділікке тексеру. Коробка түрлі көлденең қималы шиналар үлкен инерция моментіне ие болып келеді. Сондықтан есептеме жүргізген кезде механикалық конструкцияда тербелісті процесті ескермейді. Шинаның арнасы дәнекерлеу арқылы бойлық қатты біріктірілген деп қабылдасақ, онда кедергі моменті. Шинаның тік бұрышты үшбұрыштың жоғары жағында орналасқан жағдайда есептік формуланы келесідей қабылдаймыз:

$$\sigma_{ф.\max} = 2{,}2 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W_{y0-y0}} \cdot 10^{-8}, \qquad (5.6)$$

мұндағы l – изоляторлар арасындағы ұзындық, 2м деп қабылданған;

a – фазалар арасындағы қашықтық, 0,8м деп қабылданған;

i_y – қысқа тұйықталудың соққы тогы:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 15{,}458 \cdot 1{,}91 = 41{,}75 kA,$$

$$\sigma_{ф.\max} = 2{,}2 \cdot \frac{41750^2 \cdot 2^2}{0{,}8 \cdot 167} \cdot 10^{-8} = 1{,}07 МПА.$$

Төмендегі шарт орындалса шина берік болады:

$$\sigma_{расч} = \sigma_{ф.\max} \le \sigma_{доп}, \qquad (5.7)$$

$$\sigma_{расч} = \sigma_{ф.\max} \le 1{,}07 МПА \le \sigma_{доп} = 75 МПА.$$

Сондықтан шина механикалық берік болып келеді.

5.3 Иілгіш шиналарды таңдау(220 кВ)

110 кВ және жоғары таратушы құрылғыларда АС маркалы сыммен орындалған иілгіш шиналар қолданылады. Себебі құрама шиналарды экономикалық тығыздық тогына байланысты таңдамайды. Шинаның максималды жүктеме кезіндегі рұқсат етілген ток арқылы көлденең қимасын таңдаймыз, ол жүктеме ең мықты біріктіру кезіндегі токқа тең болу ықтимал.

$$I_{норм} = I_{ном.т} = 0{,}7 \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \qquad (5.8)$$

$$I_{\max} = 1{,}4 \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \qquad (5.9)$$

мұндағы $S_{ном.т}$ - шкала бойынша келесі трансформатордың қуаты, *МВА*.

$$I_{норм} = 0,7 \cdot \frac{63000}{1,73 \cdot 10} = 115,87 A,$$

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 231,74 A.$$

Б.Н.Неклепаев кітабының 7.35 кестесінен АС 95/16, $q=95,4$ *мм*^{2}, $d=13,5$*мм* деп қабылдап аламыз. Фазалар бір бірінен 300см қашықтықта көлденең орналасқан.

$I_{n,0} \leq 20$ *кА* болғандықтан шиналарды шайқауға да тексермейді.

Шиналар әуеде жалаңаш сымдармен орындалатын болғандықтан, оларды қысқа тұйықталу кезіндегі жылулық әсеріне де тексермейді.

Тәждеу шартына байланысты тексерген кезде бастапқы уақыттағы электр өрісінің критикалық кернеулігін мына формуламен анықтаймыз:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}}\right), \qquad (5.10)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{0.31}}\right) = 38,11 kB/см .$$

Беттік орналасқан ыдырамаған сымның электр өрісінің кернеулігі төмендегідей анықталады:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{ср}}{r_0}}, \qquad (5.11)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 321}{1,22 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 95}{0,31}} = 25,8 кВ/см.$$

Қосалқы станцияларда $1,1 \cdot U_{ном}$ деп қабылданатындықтан осылай болуы тиіс. Тексеру шарты:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \qquad (5.12)$$

$$1,07 \cdot 25,8 = 27,6 \leq 0,9 \cdot 38,11 = 34,29 .$$

Осылайша АС 95/16 сымы тәждік тексеру шартынан өтеді.

Автотрансформатордың 220 кВ шығысынан ток жүргізетін бөліктерден құрама шиналарға дейін иілгіш сымдардан тұрады.

$$q_э = \frac{I_{норм}}{J_э} = \frac{115{,}87}{1} = 115{,}87 мм^2.$$

Фазада АС 95/16 екі сымды қабылдаймыз, олардың диаметрлері 13,5 *мм*, рұқсат етілген токтары 2·330 = 660 А.

Рұқсат етілген токқа қатысты сымдарды тексереміз:

$$I_{max} = 147{,}16 \le I_{доп} = 660\ A\ .$$

Осылайша АС 95/16 сымы бартық тексеру шарттарынан өтеді.

5.4 Иілгіш шиналарды таңдау(110 кВ)

110 кВ және жоғары таратушы құрылғыларда АС маркалы сыммен орындалған иілгіш шиналар қолданылады. Себебі құрама шиналарды экономикалық тығыздық тогына байланысты таңдамайды. Шинаның максималды жүктеме кезіндегі рұқсат етілген ток арқылы көлденең қимасын таңдаймыз, ол жүктеме ең мықты біріктіру кезіндегі токқа тең болу ықтимал.

$$I_{норм} = I_{ном.т} = 0{,}7 \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \qquad (5.13)$$

$$I_{\max} = 1{,}4 \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \qquad (5.14)$$

мұндағы $S_{ном.т}$ - шкала бойынша келесі трансформатордың қуаты, МВА.

$$I_{норм} = 0{,}7 \cdot \frac{63000}{1{,}73 \cdot 10} = 231{,}74 A,$$

$$I_{\max} = 1{,}4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 463{,}48 A.$$

Б.Н.Неклепаев кітабының 7.35 кестесінен АС 95/16, q=95,4 мм^2, d=13,5мм деп қабылдап аламыз. Фазалар бір бірінен 300см қашықтықта көлденең орналасқан.

$I_{n,0} \le 20\ кА$ болғандықтан шиналарды шайқауға да тексермейді.

Шиналар әуеде жалаңаш сымдармен орындалатын болғандықтан, оларды қысқа тұйықталу кезіндегі жылулық әсеріне де тексермейді.

Тәждеу шартына байланысты тексерген кезде бастапқы уақыттағы электр өрісінің критикалық кернеулігін мына формуламен анықтаймыз:

$$E_0 = 30{,}3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}}\right), \qquad (5.15)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{0.31}}\right) = 38,11 кВ/см .$$

Беттік орналасқан ыдырамаған сымның электр өрісінің кернеулігі төмендегідей анықталады:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{ср}}{r_0}}, \quad (5.16)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{1,22 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 95}{0,31}} = 13,57 кВ/см.$$

Қосалқы станцияларда $1,1 \cdot U_{ном}$ деп қабылданатындықтан осылай болуы тиіс. Тексеру шарты:

$$1,07E \le 0,9E_0, \quad (5.17)$$

$$1,07 \cdot 25,8 = 27,6 \le 0,9 \cdot 38,11 = 34,29 .$$

Осылайша АС 95/16 сымы тәждік тексеру шартынан өтеді.

Автотрансформатордың 220 кВ шығысынан ток жүргізетін бөліктерден құрама шиналарға дейін иілгіш сымдардан тұрады.

$$q_э = \frac{I_{норм}}{J_э} = \frac{231,74}{1} = 231,74 мм^2.$$

Фазада АС95/16 екі сымды қабылдаймыз, олардың диаметрлері 13,5 мм, рұқсат етілген токтары $2 \cdot 330 = 660$ А.

Рұқсат етілген токқа қатысты сымдарды тексереміз:

$$I_{max} = 463,48 \le I_{доп} = 660 A .$$

Осылайша АС 95/16 сымы бартық тексеру шарттарынан өтеді.

5.5 220 кВ кернеу жағында жабдық таңдау

5.6.1 Ток трансформаторларын таңдау

Ток трансформаторы біріншілік токты өлшеуіш аспаптардың және релелердің жұмысына ең қолайлы өлшемге дейін төмендетеді. Және де өлшеу тізбектерін бөлу мен жоғарғы кернеулі біріншілік тізбектердің қорғауына арналған.

Берілген талаптарына байланысты ток трансформаторларын 0,2; 0,5; 1; 3; 10 дәлдік кластарымен жасап шығарады. Көрсетілен сандар біріншілік орам кезіндегі токтың 100-200%-ға бастапқы үш класс, ал 50-120%-ға қалған екі соңғысына номиналды ток пайызы бойынша токтық қателікті көрсетеді. 0,2 кластағы ток трансформаторы нақты лабораториялық біріктірулерге, 0,5 кластағысы ақшалық есептеу жүргізетін счетчиктерді біріктіруге, 1 кластағысы барлық техникалық өлшеуіш аспаптар үшін, 3 пен 10 – ыншылары релелік қорғаныс үшін қолданылады.

Қарастырылған кластағылардан басқа екіншілік орамдарымен Д типті (дифференциалдық қорғаныс үшін), З типті (жерлік қорғаныс үшін) және Р типті (қалған релелік қорғаныстар үшін) ток трансформаторлары да жасап шығарылады.

Өлшеуіш аспаптар мен релелердің токтық тізбектерінің кедергілері аз, сол себепті ток трансформаторы ҚТ режиміне өте жақын режимде жақсы жұмыс жасайды. Егер де екіншілік орамды ашса, онда магнитопроводтағы магнит ағыны жылдам өседі, себебі ол тек біріншілік орамның магнитқозғаушы күші арқылы анықталатын болады. Осы режимде магнитопровод рұқсат етілмеген температураға дейін қызуы мүмкін, ал екінші ашылған орамда үлкен, кей жағдайда ондаған киловольтка дейінгі мөлшерде кернеу пайда болады.

Көрсетілген құбылыс әсерінен ток трансформаторының біріншілік орамда ток ағыны болған жағдайда оның екіншілік орамын ажырутуға рұқсат етілмейді. 5.4 кестеде ТТ-ға жалғанған аспаптар көрсетілген.

5.4 кесте – ток трансформаторына жалғанған аспаптар

Аспап	Тип	Фазалардағы жүктеме, ВА			Номиналды ток, А
		А	В	С	
Амперметр	Э –335	0,5	0,5	0,5	5
Ваттметр	Д –335	0,5	-	0,5	5
Варметр	Д –335	0,5	-	0,5	5
Активті счетчик	И-674	2,5	-	2,5	5
Реактивті счетчик	И-673	2,5	-	2,5	5
Ваттметр регистрирующий	Д –335	0,5	-	0,5	5
Жалпы саны	-	7	0,5	7	30

Ток трансформаторын екіншілік жүктемеге шартына қатысты таңдаймыз:

$$z_2 \leq z_{2ном}, \qquad (5.18)$$

мұндағы z_2 – ток трансформаторының екіншілік жүктемесі;

$z_{2ном}$ – таңдап алынған нүкте класындағы ток трансформаторының номиналды рұқсат етілген жүктемесі.

Ток тізбектерінің индуктивті кедергісі онша көп емес, сондықтан $z_2 \approx r_2$. Екіншілік жүктеме сымның кедергілерінен, біріктіргіш сымдардан және контакттардың өтпелі кедергілерінен тұрады, Ом:

$$r_2 = r_{пр} + r_{приб} + r_к . \quad (5.19)$$

Аспаптардың кедергілері келесідей анықталады:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (5.20)$$

мұндағы $S_{приб}$- аспаптар үшін қолданылатын қуат;

I_2^2 - аспаптың екіншілік номиналды тогы.

$$r_{приб} = \frac{4,5}{5^2} 0,18 Ом$$

Аспаптар саны үштен жоғары болғандықтан контакттардың кедергісі 0,1-ге тең деп қабылданады. Біріктіруші сымдардың кедергілері олардың ұзындықтары мен көлденең қималарына байланысты. Ток трансформаторы таңдалған нақтылық класында жақсы жұмыс жасау үшін төмендегі шарт орындалу керек:

$$r_{пр} + r_{приб} + r_к \le z_{2ном} . \quad (5.21)$$

Ток трансформаторының таңдалған нақтылық класындағы номиналды рұқсат етілген жүктемеде тең болады:

$$z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{I_2^2} = \frac{30}{5^2} = 1,2 Ом .$$

Сымдардың рұқсат етілген кедергісі төмендегідей анықталады:

$$r_{пр} = z_{2ном} - r_{приб} - r_к = 1,2 - 0,18 - 0,1 = 0,92 \ Ом.$$

Сымдардың рұқсат етілген көлденең қимасы, мм^2:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пр}}, \quad (5.22)$$

мұндағы ρ - мысқа қатысты тұрақты кедергі, 0,0175 Ом·м-ге тең;

$l_{расч}$ – ток трансформаторының байланыс схемасына қатысты есептік ұзындық, 120 м-ге тең деп қабылданған.

$$q = \frac{0{,}0283 \cdot 75}{0{,}92} = 2{,}3 мм^2 .$$

Сымның кедергісі:

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q} = \frac{0{,}0283 \cdot 75}{2{,}5} = 0{,}85 Ом ,$$

мұндағы q – сымның стандартты көлденең қимасы, мм^2.

Шарт бойынша z= 1,13≤ $z_{2ном}$ = 1,2 болғандықтан контрольді кабель ретінде көлденең қимасы 4 мм^2 болатын өзегі алюминиден болатын кабельді қабылдаймыз. Себебі алюминий үшін беріктік шарты бойынша q < 4 мм^2 болады.

Осылайша автотрансформаторлар тізбегінің алшақтап бара жатқан желісіне орнату үшін IOSK 245(Siemens) маркалы ток трансформаторын таңдап аламыз.

5.5 кесте – Есептік және каталогтағы берілген мәндер

Таңдау шарттары	Есептік мәндер	Каталогтағы мәндер
$U_{уст} \le U_{ном}$	$U_{уст} = 245 кВ$	$U_{уст} = 220 кВ$
$I_{мах} \le I_{1ном}$	$I_{\max} = 231{,}7 А$	$I_{\max} = 300 - 600 А$
$i_{уст} \le i_{дин}$	$i_{у} = 3{,}57 kA$	$i_{у} = 25 - 50 kA$
$B_{к} \le I^2_{тер} \cdot t_{тер}$	$B_{k} = 0{,}55 kA^2 \cdot с$	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 2500 kA^2 \cdot с$

5.6.2 Кернеу трансформаторларын таңдау

Кернеу трансформаторы жоғарғы кернеуді стандартты өлшемге дейін 100 немесе $100/\sqrt{3}$ В төмендетіу үшін немесе жоғарғы кернеулі біріншілік тізбектен релелік қорғаныс пен өлшегіш тізбекті ажырату үшін арналған. Кернеу трансформаторы бос жүріс режиміне жақын режимде жұмыс жасайды. Себебі параллель орналасқан катушка аспаптар мен релелердің кедергілері жоғары, ал олар қолданатын ток жоғары емес.

Кернеу трансформаторын екіншілік жүктеме шарты бойынша таңдап аламыз:

$$S_{2\sum} \le S_{2ном}, \qquad (5.23)$$

мұндағы $S_{2\sum}$ - таңдалған нақтылық класының номиналды қуаты, ВА;

$S_{2ном}$- кернеу трансформаторына жалғанған барлық өлшегіш аспаптар мен релелердің жүктемесі, ВА.

Аспаптардың жүктемесін есептеуді жеңілдету үшін фазаларға бөлмеуге болады:

$$S_{2\sum} = \sqrt{P^2_{приб} + Q^2_{приб}} . \qquad (5.24)$$

Сонымен қатар есептемені жеңілдету үшін сымдардың көлденең қималарын механикалық беріктік шартына қатысты таңдауға болады, алюминий өзетісі 2,5 мм^2.

5.6 кесте – Кернеу трансфоматорына жалғанатын аспаптар

Аспап	типі	$S_{обм}$, ВА	Орам саны	cosφ	sinφ	Аспаптар саны	Жалпы қолд. қуат	
							Р, Вт	Q, вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольт-метр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	2	6	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Активтік счетчик	И-674	3	2	0,38	0,922	5	30	73
Реактивтік счетчик	И-673	3	2	0,38	0,922	5	30	73
Вольтметр	Н-344	10	1	1	0	1	10	-
Жиілік өлшегіш	Э-352	3	1	1	0	2	6	-
Жалпы саны							87	146

Кернеу трансформаторының екіншілік жүктемесін анықтаймыз:

$$S_{2\sum} = \sqrt{87^2 + 146^2} = 169{,}96 BA.$$

Таңдалған кернеу трансформаторы SVS 245(Siemens) маркалы. Оның номиналды қуаты 400 ВА, нақтылық классы 0,5, счетчиктерді біріктіру үшін қажет. Осылайша, екіншілік жүктеменің шарты $S_{2\Sigma} = 169{,}96$ ВА $\le S_{2ном} = 3 \cdot 400 = 1200$ ВА орындалады, соған қатысты трансформатор таңдалған класста жұмыс жасайтын болады.

5.6.3 Ажыратқыш таңдау.

Ажыратқыш таңдау номиналды кернеу мен қалыпты жағдайдағы ток арқылы жүргізіледі. Динамикалық және жылулық беріктілікке тексеріледі. «Донское - 2» қосалқы станциясы үшін ажыратқыш таңдалуы 5.7 кестеде көрсетілген.

3AP1FI 245(Siemens) маркалы ажыратқыш таңдап алынды.

$I_{ном.расч}$ – есептік ток (5.3 пункт);

$$I_{кз.расч} \cdot I_{кз};$$

$$B_{к.расч} = I^{(3)}{}_{к1} \cdot t_{тер};$$

$$B_{к.кат} = I^2{}_{тер} \cdot t_{тер},$$

мұндағы $I_{тер} = 63кА, t_{тер} = 3с.$

5.7 кестеге ажыратқыштың мәндерін енгіземіз.

5.7 кесте – Ажыратқыш мәндері

Шарты	Каталогтағы мәндер	Есептік мәндер
$U_{ном} \geq U_{с.ном}$	$U_{ном} = 245кВ$	220
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 3150А$	115,87
$I_{откл.ном} \geq I_{н}\tau$	$I_{откл.ном} = 56kA$	1,53
$I^2_{тер.м.В} \cdot t_T \geq B_к$	$I^2_{тер.м.В} \cdot t_T = 9408kA^2 \cdot с$	0,55
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 56kA$	3,57

Таңдап алынған ажыратқыш барлық талаптарды қанағаттандырады және де оны 220 кВ жағына қондыруды қабылдаймыз (біреуін секционды және екеуін трансформатор тізбегінде).

5.6.4 Айырғыш таңдау.

Айырғыш деп токтың аз көлемінде және жоқ жағдайындағы электрлік тізбекті ажыратып немесе қосатын контактілік коммутациялық аппаратты айтады. Онда сөніп тұрған жағдайда қауіпсіздік үшін контактілер арасында изоляциялық аралық бар. Айырғыштар мен жүктеме токтарын ажыратуға болмайды, себебі олардың контактілік жүйесінде доға сөндірш құрылғысы жоқ және жүктеме токтарын қате ажыратқан жағдайда фаза аралық қысқа тұйықталуға және жұмысшы персоналдың өміріне қатер келтіретін мықты доға пайда болады. Айырғышпен жұмыс жасар алдында тізбек ажыратқышпен ажыратылып тұрғанына көз жеткізу керек.

Алайда электрқондырғыларының схемасын жеңілдету үшін айырғышты мынадай мақсатта қолдануға рұқсат етілген: трансформатор нейтральдары мен тізбекте жерге тұйықталу жоқ жағдайдағы жерлендіргіш доға сөндіргіш реакторлардың қосылуы мен сөндірілуі; шинаның зарядтағыш тогы мен әртүрлі кернеудегі жабдықтарды (конденсатор батареясынан басқа) сөндіру; 10 кВ және төмен кедергілі сыртта орнатылатын үш полюсті айырғыштармен 15 А-ге дейінгі жүктемелік токты сөндіру.

Егер де ол төменгі омды параллельді тізбекпен мықты шунтталған болса, онда ол операцияларды айырғышпен орындауға болады (шина біріктіргіш немесе айналып өтетін ажыратқыш).

Айырғыштар мен күштік трансформатордың елеусіз магниттеуші токтарын және әуе, кабельдік желілердің зарядтаушы токтарын ажыратып қосуға болады.

Айырғыштар электрқондырғылар схемасында маңызды орынға ие. Олардың дұрыс жұмыс жасауына барлық электрқондырғыларының сенімділік жұмысы тәуелді. Сондықтан олар келесідей шарттарға ұсынылған:

- әуедегі көрінетін ажырау көрсету, максималды импульстік кернеуге

сәйкес келетін электрлік беріктік;

- ҚТ токтары өткен жағдайда электрдинамикалық және жылулық төзімділік;

- өзеркіндік ажырауды болдырмау;

- төмен жағдайдағы жұмыс уақытында нақтылы ажыратып қосуға жауап беру.

Айырғыштар полюстер санына байланысты бір полюсті және үш полюсті, орнатылуына байланысты сыртқы және ішкі орнатылым үшін, жобалауына байланысты кесетін, қайталама, жылжымалы, пантографикалық және ілмелі типті болып бөлінеді. Орнату жинауына байланысты айырғыштарды пышақтарының тік және көлденең орналасуына қарап ажыратады.

Айырғыштарды таңдау шарты ауырланған режимдегі кернеу мен ток арқылы жүргізіледі және де динамикалық, жылулық беріктілікке тексеріледі. 5.8 кестеде «Донское – 2» қосалқы станциясы үшін таңдалған айырғыштар көрсетілген.

Орнату үшін 3AP1F1 245(Siemens) маркалы айырғыштар таңдалып алынған. Айырғыш таңдау шарты:

Қондырғының кернеуі бойынша:

$$U_{уст} \le U_{ном}$$

Ток бойынша:

$$I_{норм} \le I_{ном}, I_{мах} \le I_{ном};$$

Электрдинамикалық беріктігі бойынша:

$$i_{у} \ge i_{пр.с}, I_{П.0} \ge I_{пр.с},$$

мұндағы $i_{пр.с}, I_{П.0}$ – ҚТ ағымдық шектік тогы (амплитудалық және әсерлесіп тұрған мәні).

Жылулық беріктігі бойынша:

$$B_{к} \ge I^{2}{}_{тер.} \cdot t_{тер},$$

мұндағы $B_к$ – есеп жөніндегі жылулық импульс, кА^2 ·с;

$I_{тер}$ – жылулық беріктіліктің шектік тогы;

$t_{тер}$ – термиялық беріктіліктің шектік токтың ағу ұзақтығы.

3AP1FI 245(Siemens) маркалы айырғышты тексереміз.

5.8 кесте – Айырғыш мәндері

Шарты	Каталогтағы мәндер	Есептік мәндер
$U_{ном} \geq U_{с.ном}$	$U_{ном} = 245кВ$	220
$I_{ном} \geq I_{раб.max}$	$I_{ном} = 1000А$	115,87
$I^2_{тер.м.В} \cdot t_T \geq B_к$	$I^2_{тер.м.В} \cdot t_T = 4800kA^2 \cdot c$	0,55
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 100kA$	3,57

Таңдап алынған айырғыштар барлық шарттарды қанағаттандырады, осылайша орнатуға қабылданады.

5.7 110 кВ кернеу жағында жабдық таңдау.

5.7.1 Ток трансформаторын таңдау

Ток трансформаторын екіншілік жүктеме шарты бойынша таңдап аламыз:

$$z_2 \leq z_{2ном}, \quad (5.25)$$

мұндағы z_2 – ток трансформаторының екіншілік жүктемесі;

$z_{2ном}$ – таңдап алынған нүкте класындағы ток трансформаторының номиналды рұқсат етілген жүктемесі.

Ток тізбектерінің индуктивті кедергісі онша көп емес, сондықтан $z_2 \approx r_2$. Екіншілік жүктеме сымның кедергілерінен, біріктіргіш сымдардан және контакттардың өтпелі кедергілерінен тұрады, Ом:

$$r_2 = r_{пр} + r_{приб} + r_к . \quad (5.26)$$

Аспаптардың кедергілері келесідей анықталады:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (5.27)$$

мұндағы $S_{приб}$- аспаптар үшін қолданылатын қуат;

I_2^2 - аспаптың екіншілік номиналды тогы.

$$r_{приб} = \frac{4,5}{5^2} 0,18Ом$$

Аспаптар саны үштен жоғары болғандықтан контакттардың кедергісі 0,1-ге тең деп қабылданады. Біріктіруші сымдардың кедергілері олардың ұзындықтары мен көлденең қималарына байланысты. Ток трансформаторы таңдалған нақтылық класында жақсы жұмыс жасау үшін төмендегі шарт орындалу керек:

$$r_{пр} + r_{приб} + r_к \leq z_{2ном} . \quad (5.28)$$

Ток трансформаторының таңдалған нақтылық класындағы номиналды рұқсат етілген жүктемеде тең болады:

$$z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{I_2^2} = \frac{30}{5^2} = 1{,}2Ом .$$

Сымдардың рұқсат етілген кедергісі төмендегідей анықталады:

$$r_{пр} = z_{2ном} - r_{приб} - r_к = 1{,}2 - 0{,}18 - 0{,}1 = 0{,}92\ Ом.$$

Сымдардың рұқсат етілген көлденең қимасы, мм^2:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пр}}, \quad (5.29)$$

мұндағы ρ - мысқа қатысты тұрақты кедергі, 0,0175 Ом·м-ге тең;

$l_{расч}$ – ток трансформаторының байланыс схемасына қатысты есептік ұзындық, 120 м-ге тең деп қабылданған.

$$q = \frac{0{,}0283 \cdot 75}{0{,}92} = 2{,}3мм^2 .$$

Сымның кедергісі:

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q} = \frac{0{,}0283 \cdot 75}{2{,}5} = 0{,}85Ом ,$$

мұндағы q – сымның стандартты көлденең қимасы, мм^2.

Шарт бойынша $z_2^* = 1{,}13 \leq z_{2ном} = 1{,}2$ болғандықтан контрольді кабель ретінде көлденең қимасы 4 мм^2 болатын өзегі алюминиден кабельді қабылдаймыз. Себебі алюминий үшін беріктік шарты бойынша q < 4 мм^2 болады.

Осылайша автотрансформаторлар тізбегінің алшақтап бара жатқан желісіне орнату үшін IOSK 123(Siemens) маркалы ток трансформаторын таңдап аламыз.

5.9 кесте – есептік және каталогтағы берілген мәндер

Таңдау шарттары	Есептік мәндер	Каталогтағы мәндер
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110кВ$	$U_{уст} = 123кВ$

$I_{мах} \le I_{1ном}$	$I_{\max} = 463,48A$	$I_{1ном} = 50 - 600A$
$i_{уст} \le i_{дин}$	$i_{у} = 7,15kA$	$i_{дин} = 10kA$
$B_{к} \le I^{2}{}_{тер} \cdot t_{тер}$	$B_{k} = 2,1kA^{2} \cdot c$	$I^{2}{}_{тер} \cdot t_{тер} = 12kA^{2} \cdot c$

5.7.2 Кернеу трансформаторларын таңдау

Таңдалған кернеу трансформаторы SVS 123(Siemens) маркалы. Оның номиналды қуаты 400 ВА, нақтылық классы 0,5, счетчиктерді біріктіру үшін қажет. Осылайша, екіншілік жүктеменің шарты $S_{2\Sigma} = 169,96$ ВА $\le S_{2ном} = 3 \cdot 400 = 1200$ ВА орындалады, соған қатысты трансформатор таңдалған класста жұмыс жасайтын болады.

5.7.3 Ажыратқыш таңдау

Ажыратқыш таңдау номиналды кернеу мен қалыпты жағдайдағы ток арқылы жүргізіледі. Динамикалық және жылулық беріктілікке тексеріледі. «Донское - 2» қосалқы станциясы үшін ажыратқыш таңдалуы 5.10 кестеде көрсетілген.

3AP1FI 123 (Siemens) маркалы ажыратқыш таңдап алынды. Таңдап алған ажыратқышты келесі шарттар бойынша тексеру қажет:

$I_{ном.расч}$ – есептік ток (5.4 пункт);

$$I_{кз.расч} \cdot I_{ном};$$

$$B_{к.расч} = I^{(3)}{}_{к1} \cdot t_{тер};$$

$$B_{к.кат} = I^{2}{}_{тер} \cdot t_{тер},$$

мұндағы $I_{тер} = 56кА, t_{тер} = 3с.$

5.10 кестеге ажыратқыштың мәндерін енгіземіз.

5.10 кесте – Ажыратқыш мәндері

Шарттары	Каталогтағы мәндер	Есептік мәндер
$U_{ном} \ge U_{с.ном}$	$U_{ном} = 123кВ$	110
$I_{ном} \ge I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 3150A$	231,74
$I_{откл.ном} \ge I_{н}\tau$	$I_{откл.ном} = 50kA$	3,05
$I^{2}{}_{тер.м.в} \cdot t_{Т} \ge B_{к}$	$I^{2}{}_{тер.м.в} \cdot t_{Т} = 9408kA^{2} \cdot c$	2,1
$i_{дин} \ge i_{уд}$	$i_{дин} = 50kA$	7,15

Таңдап алынған ажыратқыш барлық талаптарды қанағаттандырады және де оны 110 кВ жағына қондыруды қабылдаймыз (біреуін секционды және екеуін трансформатор тізбегінде).

5.7.4 Айырғыш таңдау

Айырғыштарды таңдау шарты ауырланған режимдегі кернеу мен ток арқылы жүргізіледі және де динамикалық, жылулық беріктілікке тексеріледі. 5.11 кестеде «Донское – 2» қосалқы станциясы үшін таңдалған айырғыштар көрсетілген.

Орнату үшін 3AP1FG 123(Siemens) маркалы айырғыштар таңдалып алынған. Айырғыш таңдау шарты:

Қондырғының кернеуі бойынша:

$$U_{уст} \le U_{ном} \ ;$$

Ток бойынша:

$$I_{норм} \le I_{ном}, I_{мах} \le I_{ном} ;$$

Электрдинамикалық беріктігі бойынша:

$$i_{у} \ge i_{пр.с}, I_{П.0} \ge I_{пр.с},$$

мұндағы $i_{пр.с}, I_{П.0}$ – ҚТ ағымдық шектік тогы (амплитудалық және әсерлесіп тұрған мәні);

Жылулық беріктігі бойынша:

$$B_{к} \ge I^{2}{}_{тер.} \cdot t_{тер},$$

мұндағы $B_к$ – есеп жөніндегі жылулық импільс, кА^2 ·с; $I_{тер}$ – жылулық беріктіліктің шектік тогы; $t_{тер}$ – термиялық беріктіліктің шектік токтың ағу ұзақтығы.

3AP1FG 123 (Siemens) маркалы айырғышты тексереміз.

5.11 кесте – Айырғыш мәндері

Шарттары	Каталогтағы мәндер	Есептік мәндер
$U_{ном} \ge U_{с.ном}$	$U_{ном} = 123кВ$	110
$I_{ном} \ge I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 1000А$	231,74
$I^{2}{}_{тер.м.в} \cdot t_{Т} \ge B_{к}$	$I^{2}{}_{тер.м.в} \cdot t_{Т} = 2976{,}75кА^{2} \cdot с$	2,1
$i_{дин} \ge i_{уд}$	$i_{дин} = 80кА$	7,15

Таңдап алынған айырғыштар барлық шарттарды қанағаттандырады, осылайша орнатуға қабылданады.

5.7 10 кВ кернеу жағында жабдық таңдау

5.7.1 ток трансформаторын таңдау.

Кернеуі төнем жағында ТШВ-15 макралы ток трансфоматорын орнатамыз. Тексеруін жоғарыда өткендей 5.3 пунктіне қатысты жүргізіп және есептеу мәндерін 5.12 кестеге енгіземіз.

5.12 кесте – есептік және каталогтағы берілген мәндер

Таңдау шарттары	Есептік мәндер	Каталогтағы мәндер
$U_{уст} \le U_{ном}$	$U_{уст} = 10кВ$	$U_{уст} = 15кВ$
$I_{мах} \le I_{1ном}$	$I_{\max} = 5098,266А$	$I_{\max} = 6000А$
$i_{уст} \le i_{дин}$	$i_{у} = 41,75kA$	$i_{у} = 81kA$
$B_{к} \le I^2_{тер} \cdot t_{тер}$	$B_{k} = 71,7kA^2 \cdot с$	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 2976,75kA^2 \cdot с$

$$r_{приб} = \frac{4,5}{5^2} = 0,18Ом;$$

$$r_{2ном} = \frac{20}{5^2} = 0,8Ом;$$

$$r_{пр} = 0,8 - 0,18 - 0,1 = 0,52Ом.$$

Ток трансформаторының схемасының байланысына қатысты есептік ұзындықты анықтаймыз:

$$l_{расч} = \sqrt{3} \cdot lм,$$

мұндағы l- аспап пен ток трансофматоры арасындағы біріктіруші аспаптардың ұзындығы, оны 6м тең деп қабылдаймыз.

$$l_{расч} = \sqrt{3} \cdot 6 = 10,36м;$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 10,39}{0,52} = 0,57мм^2.$$

мұндағы $q = 4мм^2$, себебі беріктілік шарты бойынша көлденең қимасының ауданы 4 мм^2 – тан төмен болмауы тиіс.

$$r_{пр}* = \frac{0,0283 \cdot 10,39}{4} = 0,074Ом.$$

Екіншілік есептік жүктеме:

$$r_2 = 0{,}074 + 0{,}18 + 0{,}1 = 0{,}354 Ом.$$

Екіншілік орамға қатысты шарт есептеледі:

$$z_2 = 0{,}354 \le z_{2ном} = 0{,}8\ Ом.$$

Сонымен қорытынды кабель ретінде көлденең қимасы 4мм^2 болатын алюминий өзекті кабельді таңдаймыз.

Осылайша, орнату үшін алыстайтын желіден ток трансформаторын күштік трансформаторлар тізбегіндегі маркасынан таңдап аламыз.

5.8.2 Кернеу трансформаторын таңдау.

Аспаптардың саны мен типі, есепке алынуы мен бақылауы төменгі жағында тура жоғарғы жағындағыдай болып келеді. Номиналды қуаты 150ВА және 1 нақтылық класындағы НОЛ.08 маркалы кернеу трансфоматорын таңдап алайық.

$$S_{2ном} = 150\ BA.$$

Әдеттегідей есептеме жүргізіледі.

$S_{2ном} \ge S_{2\sum}$ - шарт орындалады.

Кернеу трансформаторын басқа аспаптармен жалғау үшін көлденең қимасы 2,5мм^2-қа тең болатын қорытынды мыс кабелін қолданамыз.

5.8.3 Ажыратқыш таңдау.

МГГ-10-45 макралы ажыратқыштың тексерілуі:

$I_{ном.расч}$ – есептік ток;

$I_{ном.расч} \le I_{ном}$;

$B_{к.расч} = I^{(3)}{}_{к1} \cdot t_{тер}$;

$B_{к.кат} = I^2{}_{тер} \cdot t_{тер}$,

мұндағы $I_{тер} = 45кА, t_{тер} = 4с.$

5.4 пункттегідей есептеме жүргіземіз. 5.13 кестеге ажыратқыштың мәндерін енгіземіз.

5.13 кесте – Ажыратқыш мәндері

Шарттары	Каталогтағы мәндер	Есептік мәндер
$U_{ном}, кВ$	10	10

$I_{ном}, А$	3200-5200	5098,266
$B_к, кА^2 \cdot с$	8100	71,7
$i_{дин}, кА$	45	41,75

Таңдап алынған ажыратқыш барлық талаптарды қанағаттандырады және де оны 10 кВ жағына қондыруды қабылдаймыз (біреуін секционды және екеуін трансформатор тізбегінде және алыстайтын желіде 10кВ).

5.8.4 айырғыш таңдау.

РВ-20 маркалы айырғышын 5.4 пунктке қатысты тексереміз. Қорытындысын 5.14 кестеге енгіземіз.

5.14 кесте – Айырғыш мәндері

Шарттары	Каталогтағы мәндер	Есептік мәндер
$U_{ном}, кВ$	20	10
$I_{ном}, А$	6300	5098,266
$B_к, кА^2 \cdot с$	25600	71,7
$i_{дин}, кА$	220	41,75

Таңдап алынған айырғыш барлық талаптарға жауап беріп, орнатуға қабылданады.

6 «Донское - 2» 220/110/10 кВ қосалқы станциясының жерге тұйықталуын есептеу

Жерлендіру ескі және негізгі қорғаныс шараларынаң бірі. Бұл шараның

арқасында электрқабылдағыштардың барлық металдық корпустары, металдық жобалаулары және т.б. изоляциясының бұзылуының кесірінен қатерлі кернеу астында қалатындары міндетті жерлендірілу қажет, яғни, жермен байланыстырылуы тиіс.

Қорғалатын корпус пен жер арасындағы өте аз мөлшердегі кедергісі бар байланыс орнату қорғаныс жерлендірілудің міндеті. Егер қондырғының корпусына тұйықталу болған жеріне адам жолаған кезінде оның денесінен оның өмірі мен денсаулығына зиян келтіретін ток өтпес үшін (параллельді біріктіру).

Жерлендіру жұмыс істеп тұрған, қорғаушы және найзағайдан қорғаушы болуы мүмкін.

Қорғаушы жерлендіру түрі деп жерге немесе корпусқа тұйықталу болған кезде адам мен жануарлардың электрлік қауіпсіздігін қамтамасыз ету. Жұмыс істеп тұрған жерлендіру деп қондырғылардың қалыпты жұмыс жасауын қамтамасыз еті үшін қолданады. Барлық түрлері үшін бір түрлі жерлендіру құрылғысын қолданады. Жоғарыдағыдай типтерге бөлу себептері олардың арналымдарын ажырату үшін.

Жабық таратушы құрылғысы 220/110/35 кВ «Донское - 2» бірнеше қабатты жерде орналасқан, меншікті кедергісі бар беткі қабатқы $\rho_{1изм}$ және төменгі қабатқы $\rho_{2изм}$ бар жерлендіруші құрылғысын жасайық.

Диаметрі d және ұзындығы l болатын контурдың периметріне тігінен стерженьдерді жерге қағып қоямыз.

110 кВ және одан жоғары кернеулі қондырғыларда жерлендіруші құрылғы тік жерлендіргіштерден, біріктіруші жолақтардан, жабдықтардың айналасына орналастырылатын жолақтар мен көлденең бағытта жатқызылатын және айнымалы қадаммен жерлендіргіш тор шығаратын түзетуші жолақтардан тұрады. Жолақтар арасындағы қашықтық 30м-ден кем болмауы тиіс.

Бастапқы мәндер:

Ауданы 68×93 $м^2$, ρ_1=500$Ом \cdot м$ (мұздау ескерілуімен) , ρ_1=60$Ом \cdot м$, h_1=2$м$, t=0,7м, lg=5$м$, $t_{рз}$=0,12с, $t_{отк.в}$ = 0,08с, $L_г$ =125$м$, қосалқы станцияда бірфазалы ҚТ болғанда жерлендіргіштерінен өтетін ток $I_з$ = 6,648 $кА$. Табиғи жерлендіргіштер жоқ.

Есептептеме ұзақтығына әсер етуіне байланысты:

$$\tau_в = t_{р.з.} + t_{отк.в}, \qquad (6.1)$$

$$\tau_В = 0{,}12 + 0{,}08 = 0{,}2с.$$

$\tau_В = 0{,}2с$ үшін $U_{пр.доп.} = 400В$ тауып аламыз.

Жанасу коэффициенті келесі формула арқылы табылады:

$$\kappa_{П} = \frac{M_{\beta}}{\left(\frac{l_{\beta} \cdot L_{Г}}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}}, \qquad (6.2)$$

$$\kappa_{П} = \frac{0,806 \cdot 0,57}{\left(\frac{5 \cdot 125}{5 \cdot \sqrt{68 \cdot 93}}\right)^{0,45}} = 0,37,$$

мұндағы l_{β} – тік жерлендірудің ұзындығы, м;

$L_{Г}$ – көлденең жерлендіргіштердің ұзындығы, м;

a – тір жерлендіргіштердің ара қашықтығы, м;

S – жерлендіргіш құрылғының ауданы, м^2;

M - ρ_1 / ρ_2 қатынасынан тәуелді параметр.

$\rho_1 / \rho_2 = 500 / 600 = 8,3 Ом \cdot м,$ болса онда $M = 0,806$ тең болады.

β – адам денесінің кедергісі $R_{Ч}$ мен ток ағымының кедергісіне R_C қатысты анықталатын коэффициент:

$$\beta = \frac{R_{Ч}}{R_C + R_{Ч}}, \qquad (6.3)$$

Есептемелерде $R_{Ч}$ = 1000 Ом; R_C = 1,5 $\rho B, C,$ жоғарғы қабаттың меншікті кедергісі $\rho B, C = 3000 Ом \cdot м$ (қиыршық тастың), онда:

$$\beta = \frac{1000}{1,5 \cdot 500 + 1000} = 0,57.$$

Жанасудың ең жақын рұқсат етілген мәнін біле тұра жерлендіргіштегі кернеуді анықтаймыз:

$$U = \frac{U_{пр.доп}}{k_{П}}, \qquad (6.4)$$

Жерлендіргіштегі потенциал:

$$U_{з} = \frac{400}{0,37} = 1081,08 B,$$

рұқсат етілген аралық арасында (10кВ-дан төмен).

Жерлендіргіш құрылғының кедергісі келесі формуламен анықталады:

$$R_{З.доп} = \frac{U_З}{I_З}, \tag{6.5}$$

$$R_{З.доп} = \frac{1081{,}08}{6648} = 0{,}163 Ом.$$

Квадрат жағынан ұяшық саны:

$$m = \frac{L_Г}{2\sqrt{S}} - 1, \tag{6.6}$$

$$m = \frac{125}{2\sqrt{68 \cdot 93}} - 1 = 0{,}214.$$

m = 1 деп қабылдаймыз.

Есептік модельдің жолақтарының ұзындықтары:

$$L_Г = 2\sqrt{S} \cdot (m+1), \tag{6.7}$$

$$L_Г = 2 \cdot 79{,}52 \cdot 2 = 318{,}09 м.$$

Жақтарының ұзындықтары:

$$b = \frac{79{,}52}{3} = 26{,}51 м.$$

a / b = 1 болғандағы кескіннің периметріне байланысты тік жерлендіргіштердің саны:

$$n_В = \frac{4\sqrt{S}}{1 l_В}, \tag{6.8}$$

$$n_В = \frac{4 \cdot 79{,}52}{5} = 63{,}62,$$

$n_В = 63$ тең деп қабылдаймыз.

Тік жерлендіргіштердің жалпы ұзындығы:

$$L_В = l_В \cdot n_В, \tag{6.9}$$

$$L_B = 5 \cdot 63 = 315 м.$$

Қатысты тереңдік:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0{,}7}{79{,}52} = 0{,}072 \geq 0{,}1,$$

онда

$$A = 0{,}385 - 0{,}25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = 0{,}385 - 0{,}25 \cdot \frac{5 + 0{,}7}{79{,}52} = 0{,}369.$$

7.6 кестесіне байланысты

$$\rho_1 / \rho_2 = 8{,}3; a / l_B = 1;$$

$$\frac{h_1 - t}{l_B} = \frac{2 - 0{,}7}{5} = 0{,}26,$$

$\rho_э / \rho_2 = 1{,}4$ анықталып, онда $\rho_1 = 1{,}4; \rho_2 = 1{,}4 \cdot 60 = 84 Ом \cdot м$.

Қиындатылған жерлендіргіштің жалпы кедергісі:

$$R_З = A \frac{\rho_Э}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_Э}{L'_Г + L_B}, \qquad (6.10)$$

$$R_З = 0{,}369 \frac{84}{79{,}52} + \frac{84}{318{,}09 + 315} = 0{,}523 Ом,$$

$R_{З.доп} = 0{,}163 Ом$ рұқсат етілгеннен жоғары.

Жанасудың кернеуін табайық:

$$U_{пр} = k_п I_З R_З = 0{,}37 \cdot 6648 \cdot 0{,}523 = 1286{,}45 В,$$

Рұқсат етілген мәннен 400В жоғары.

$U_{пр}$-ды жерлендіргіш құрылғыны қосалқы станциясынан алшақтату арқылы немесе жерлендіргіштерді қолдану арқылы төмендету шараларын қолдану қажет.

Жұмыс орны астына қиыршық тасты 0,2 м қалыңдықта салу керек. Жоғарғы қабаттың меншікті кедергісі (қиыршық тастың) $\rho_{в,с} = 4000 Ом \cdot м$-ға тең болады, онда:

$$\beta = \frac{1000}{1{,}5 \cdot 4000 + 1000} = 0{,}14;$$

$$\kappa_{П} = \frac{0{,}806 \cdot 0{,}14}{\left(\frac{5 \cdot 125}{5 \cdot \sqrt{68 \cdot 93}}\right)^{0{,}45}} = 0{,}092.$$

Қиыршық тас салынуы жерлендіргіштен ток өтуіне еш әсерін тигізбейді. Себебі жерлендіргіштердің жер астында 0,7м қалыңдығы қиыршық тастың салынуының қалыңдығынан көп. Сондықтан ρ_1 / ρ_2 қатынасы мен М – нің мәні еш өзгеріссіз қалады.

Онда:

$$U_{з} = \frac{400}{0{,}92} = 4347{,}83,$$

рұқсат етілген мәннен төмен (10кВ).

$$R_{З.доп} = \frac{4347{,}83}{6648} = 0{,}654 Ом.$$

Осылайша,

$$R_{З.доп} = 0{,}523 Ом \le R'_{З.доп} = 0{,}654 Ом.$$

Жанасу кернеуі:

$$U_{пр} = k_n' I_З R_З, \qquad (6.11)$$

$$U_{пр} = 0{,}092 \cdot 6648 \cdot 0{,}523 = 319{,}87 \text{ В}.$$

Осы есептемелерге қарай отырып қиыршық тасты төсеу тиімді екенін байқаймыз.

Бір фазалы ҚТ болған жағдайдағы қосалқы станцияның жерлендіргіштерінен өтетін ең жақын мәндегі рұқсат етілген токты тауып көрейік:

$$I_{З.мах} = \frac{U_{пр.доп}}{\kappa_{П} \cdot R_З}, \qquad (6.12)$$

$$I_{З.мах} = \frac{400}{0{,}37 \cdot 0{,}523} = 2067{,}07 A.$$

Жоғары ток мәндерінде жолақ торларын жиілете отырып немесе қосымша тік жерлендіргіштерді қосу арқылы $R_З$ – ті төмендету қажет.

7 Өмір тіршілік қауіпсіздігі

7.1 Электр қауіпсіздіктің негізгі жайттары

Қазақстан Республикасының электрфикациясының дамуы электр қондырғыларды шығару және еңгізумен қатар телемеханика мен автоматика құралдарын, түрлі электртехникалық қондырғылардың электр беріліс желілерін, заманауи жоғары тиімді электр машиналары мен аппараттарын қолданумен жүзеге асады.

Көпшілік электрқабылдағыштардын қауіпсіз және апатсыз пайдаланылуы оған қызмет көрсететін және қолданатын жұмысшыларға еңбек қорғау бойынша күрделі мәселелер қояды.

Электрфикацияланған өндірістік қондырғыларды пайдаланатын жұмысшылар мен электртехникалық қызметкерлердің қауіпсіз және сау жұмыс шарттары электр қондырғыларды қолдану ережелері мен нормалардың орындалуымен қамтамасыз етіледі.

Электр қауіпсіздік мәселесінің дұрыс шешілуі адамның электр энергияны әртүрлі жағдайларда қауіпсіз қолдануымен қамтамасыз етілу керек.

Электр қондырғылардың транспорттағы және транспорттық құрылыстағы біршама бөлігі шаң-тозаң, дымқыл және ылғал атмосфералық шықтың әсеріне ұшарайтын қолайсыз жағдайларда жұмыс істейтінін ескеру қажет. Аталған жағдайлар адамдарды электр тогымен зақымдану қауіптілігінің дәрежесін анағұрлым жоғарлатады. Сондықтан, электр тогын түрлендірумен, тұтынумен және электр жабдықтаумен байланысты жұмыстарды жүргізу электр қауіпсіздік ережелерін нақты білуді қажет етеді.

Қазіргі уақытта түрлі жағдайларда жұмыс істейтін қорғаныс аспаптары мен құралдары тұрақты жетілдіріліп, бақылау электр қондырғылардың аппараттарының конструкциясы жақсартылады.

Бірақ бүгінгі күнде электр зақымдаушылық зақымданушылық арасында бірінші орында тұр.

Электр қауіпсіздік ережесін сақтамау көп жағдайларда экономика объектілердің бірқатар материалды зақымдануына әсер ететін өртке, көп жағдайларда адамдардың жарақат алуы мен кейде адам өліміне әкеледі.

7.2 Электр зақымдаушылықтың негізгі себебтері

Электр зақымдаулар электр тогының адам денесі арқылы өтуі немесе оның электр доға сферасына түсуі кезінде пайда болады.

Электр зақымдаулардың пайда болуының практикалық шарттары: кернеу астындағы (жалаңаш сымдар, лампалы патрондардың қысқыштар және т.б.) токөткізгіш бөліктеріне жанасуы; оқшауламаның зақымдануы кезіндегі кернеу астында қалған электр қондырғының және электр тораптарының конструктивті бөліктеріне жанасуы (мысалы, корпусқа тұйықталған электр қозғалтқыш корпусына жанасуы және т.б.); жерге тұйықталу орнына жақын орналасуы (мысалы, жерде жатқан немесе жерге жанасқан үзілген сымға

жақын); кездейсоқ кернеу астында қалған металл заттарға жанасуы (мысалы, потенциал пайда болған ғимараттың дымқыл қабырғалары немесе ваннаға).

7.3 Адамның электр тогымен зақымданудың ерекшеліктері

Электр тогымен зақымданудың ерекшеліктері бар:

- Қаупі төніп тұрғанын адам сезім мүшесімен (көру, есту, сезу) алдын-ала анықтай алатын, сыртқы көрсеткіштердің жоқтығы;
- Электрзақымданудың нәтижесі көп жағдайларда күрделі (еңбеккеқабілеттілігін жоғалту, әдетте ұзаққа созылады; қатерге ұшыруы да мүмкін);
- Адамның ток өткізгіш бөліктеріне (6-10 мА өлшеміндегі өнеркәсіптік жиілікті тогы бұлшықеттердің қарқынды түйілуін қоздыру мүмкін) «бұғалануынан» өздігінен ток әсерінен босай алмайды;
- Механикалық жарақаттануы мүмкін, мысалы жылдам тарту реакциясы немесе токпен зақымдану нәтижесінде естен тану кезінде биіктіктен құлау.

7.4 Электр тогының адамға әсер ету түрлері

Электр тогы тірі ағза арқылы өткенде, келесі әсерлері бар:

- термиялық (күйіктер, қан тамырларының қызуы мен зақымдануы);
- электролиттік (қан құрамының бұзылуы мен шіруі, адам ағзасының жасушасының жылжуы немесе жарылуы);
- биологиялық (ағзадағы биоэлектрлік процесстердің бұзылуы салдарынан жүрек және өкпе бұлшық етінің еріксіз түйілуімен қатар жүретін, ішкі биоэлектрлік процесстердің бұзылуы, тірі ағзалардың қозуы мен тітіркенуі);
- механикалық (сүйектер мен ұлпалардың, қан тамырлары мен жүйкелердің жарылуы, буындардың таюы).

Электр тогы екі түрлі: электрлік зақымдану және электрлік соққыларға әкеледі.

Зақымдану көп жағдайларда электр доғаның әсерінен болады.

Электрлік соққы кернеу астында қалған бөліктерге адамның жанасуынан пайда болады.

Еің қауіптісі электр соққы болып табылады, өйткені ол жүректің және өкпенің тоқтауына әкеледі.

Электр тогы әсерінен пайда болған зақымдану ішкі және сыртқы, сонымен қатар жергілікті және ортақ болып жіктеледі.

Жергілікті электр зақымдану – адамның электр өткізгішпен немесе электр доғамен жанасу жеріндегі зақымдану.

Ортақ электр зақымдану – бүкіл ағзаның зақымдану, - орталық жүйке жүйенің зақымдануы.

Ішкі зақымдануға: тыныстың сал болуын, жүректің фибрилляциясын, электр соққыны, электрлік есеңгіруді, ішкі мүшелердің механикалық зақымдануы жатады.

Сыртқы электр зақымданудың түрлерң:

Электрлік күйік; электрлік белгі; терінің электрметализациялануы; электроофтальмия, сыртқы мүшелердің механикалқы зақымдануы (құлаған жағдайда, терінің зақымдануы, соғып алулар).

7.5 Адамдарды электр тогымен зақымданудан қорғау

Адамдарды электр тогымен зақымданудан қорғау – профилактикалық іс-шаралар комплексін жүзеге асырумен байланысқан, маңызды инженерлік мәселе.

Барлық еңбек қорғаудың құқықтық мәселелері мен электр қауіпсіздік бойынша ҚР Конституциясымен шешіледі.

Адамдарды электр тогымен зақымданудан қорғау – оның алдын алатын іс-шаралар комплексінің іске асырылуымен байлансықан маңызды инженерлік мәселе.

Мемлекетіміздегі электр қауіпсіздік пен еңбек қорғаудың барлық құқтық мәселелері ҚР Конституциясымен шешіледі.

Қазақстан Республикасының Конституциясында қауіпсіздік талаптарға сай еңбек шарттарында мемлекет азаматының құқығы тіркелген. Мемлекеттік басқарушылардың Заңнамалық мүшелерімен еңбек қауіпсіздігі мәселелеріне үлкен назар аударылады. (2007 ж.) «ҚР Еңбек Кодексі» ҚР еңбек қорғау заңнамаларымен реттемеленетін негізгі құжат болып табылады.

Тәжірибеде мемлекеттік комитеттер, министірліктер және ведомстволардың еңбек қауіпсіздігін ескеретін түрлі нормативтік құжаттарды өңдеп, жетілдіруші еңбек қауіпсіздігі туралы заңнаманың негізгі жағдайларының дамуы.

Бұл мәліметтер немесе сала аралық ережелер шаруашылық объектілердің барлық салаларына арналған.

Электр қауіпсіздіктің ортақ ережелері болып, сондай-ық «Электр қондырғыларды орнату ережелері» (ЭОЕ), «Тұтынушы электр қондырғыларын техникалық пайдалану ережелері» (ЭТЕ), «Тұтынушы электр қондырғыларын пайдаланудың қауіпсіздік техникасы ережелері» (ҚТЕ). Бұлар электр қауіпсіздік бойынша Мемлекеттік стандарттар.

Тұтас еңбек қауіпсіздігі бойынша нормативтік құжаттар еңбек қауіпсіздігін қамтамасыз етуге бағытталған өзара байлансықан стандарттар жүйесінің комплексі «Еңбек қауіпсіздігі стандарттар жүйесімен» (ЕҚСЖ). ЕҚСЖ Мемлекеттік стандарттарды, Салалық стандарттарды және Өндірістік стандарттарды қолдануды ескереді.

Сонымен қатар типтік және ведомстволық нұсқауламалары да қолданылады.

Электр қауіпсіздік нормалары ГОСТ 12.1.038-88 ЕҚСЖ стандарттарымен реттемеленеді.

Электр қауіпсіздік – адамдарды зақымды және қауіпті электр тогы мен электр доғасы, электр магнитті өріс пен статикалық электр әсерінен қорғайтын құқықтық, ұйымдық және техникалық шаралар мен тәсілдер жүйесі.

Электр зақымдану – электр доға немесе электр тогы әсерінен пайда болатын зақым.

Аз кернеу – электр тогымен зақымдану қаупін төмендету мақсатында қабылданатын, 42В аспайтын номинал кернеу.

Адымдық кернеуі – бір уақытта адам тұрғанда, біріншінің екіншіге қатысты адым арақашықтығында (80 см) тұрған ток тізбегіндегі екі нүкте арасындағы кернеу.

Жерлендіргіш – жермен жанасқан, өзара металлмен жалғанған өткізгіш (электрод) немесе өткізгіштер жиынтығы (электродтар).

Қорғаныс жерлендіру – кернеу астында қалған әдейі жермен немесе оған эквивалентті металл ток өткізбейтін бөліктерімен электрлік жалғану.

Табиғи жерлендіргіш – жерленуге қолданылатын өндірістік немесе басқа мақсаттағы ғимараттар мен құрылыстардың, коммуникацияның электр өткізгіш бөліктерінің жермен жанасуы. (ғимараттардың метал конструкциясы, ғимараттар мен құрылыстардың темір бетонды конструкциясының арматурасы, электр кабельдерінің қорғаныс қабықшасы).

Жасанды жерлендіргіш – жерленуге арналған жерлендіргіш. (қабырғасының қалыңдығы 3,5 мм кем емес, диаметрі 25-60 мм жерге тік орнатылған болат құбырлары; бұрыштық болат; металл өзекшелері; көлденең орналасқан болат жолақтар).

Бір фазалы жанасу – кернеу астында қалған электр қондырғының бір фазасына жанасу.

Электр қондырғыларға қызмет көрсету кезіндегі еңбек қауіпсіздігі мен жұмыс сенімділігін қамтамасыз ету үшін, электр қондырғыны пайдаланудың техникалық ережелерін тура сақтау қажет және электр зақымданудан қорғаныс іс-шараларын өткізу.

Қоғаныс құралдары ток адам денесі арқылы өткізігіш бөліктерімен өтетін токты азайтуға немесе кернеу астында жұмыстарды орындауға қажет. Аталған азайтуларға екі әдіс бойынша қол жеткізуге болады: жанасу кернеуі қауіпсіз шамаға дейін азайтылады немесе нөлге тең болады.

Элект энергияны қабылдағыштың жаңа түрлерінің пайда болуы мен техниканың дамуына қарай қоғаныстың жаңа түрлері щығарылуда.

Қазіргі уақытта келесі құралдар кең қолданыс тапты:

- қоғаныс жерлендіру;
- нөлдеу;
- қорғаныс ажырату;
- жүйені қорғаныстық бөлу;
- аз кернеулерді қолдану;

- оқшауламаны қолдану;
- кездейсоқ жанасудан қорғаныс;
- оқшаулама қорғаныс құралдары.

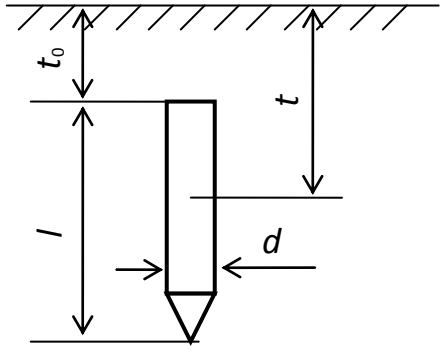
Электр қондырғыларды қолданудағы аталған немесе одан өзгеше техникалық құралдар түрлерін қолдану қажеттіліг электр қондырғыларды орнату Ережелерінде мен тұтынушылармен электр қондырғыларды қолдану Ережелерінде көрсетілген. Соған қарамастан, қауіпсіздікті қамтамасыз ету мәселелері әдетте жобалау кезеңінде талқыланады; ГОСТ 2.119-73 талабына сай, эскиз жоба кезеңінде қауіпсіздікті қамтамсыз ететін жобаланытын объектінің бағдарламасы жасалып шығарылу қажет. Құрастырушының өнері объектіде қауіпті жағдайлардың пайда болуы мүмкін себептердің сауатты анализінен және объектіде тиімді қорғау құралдарын таңдаудан тұрады.

Қорғаныстық жерлендіру – бұл кернеу астында қалуы мүмкін ток өткізбейтін металл бөліктерінің жермен әдейі жалғануы. Ол электр қондырғының корпусына жанасу жағдайында және корпусқа тұйықталу салдарынан кернеу астында қалған басқа да металл ток өткізбейтін бөліктерін электр тогымен зақымданудан қорғайды. Электр машина мен трансформаторлардың, аппараттар мен басқару шкафтарының, жарықтандырғыштардың, тарату қалқандарының каркастары, кабельді конструкциялар мен жалғандырғыш муфталардың, электр өткізгіштердің құбырлары және т.б. металл корпустары жерлендіріледі. Қорғаныстық жерлендірудің маңыздылығы – токтың негізгі бөлігі жермен өту үшін, ал жанасу кернеуі қауіпсіз шамаға төмендейтіндей, адам денесінің кедергісінен анағұрлым аз, барлық металл конструкциялары жермен аз кедергімен жалғанады.

7.6 Қорғаныстық жерлендіруді есептеу

Жерлендіргіштің кедергісі - қорғаныстың жерлендіргіш құрылғысын сипаттайтын негізгі параметрі болып табылады. Қорғаныс жерлендіргіштің кедергісі жасанды жерлендіргіштері орнатылған топырақтың өлшеміне, пішініне, тереңдігіне және ылғалдылығына тәуелді болады.

Жерге қандай да бір тереңдікте тік орнатылған бір құбырлы жерлендіргіштің кедергісі:



мұндағы d – жерлендіргіштің диаметрі, м

l – жерлендіргіштің ұзындығы, м

t_0 – жер бетінен санағандағы арақашықтық, м

$t=t_0+l/2$, *м*

Мұндай жерлендіргіштің кедергісі төменгі формуламен есептелінеді:

$$R_{TP} = 0{,}366\frac{\rho_p}{l}(\lg\frac{2l}{d} + \frac{1}{2}\lg\frac{4S+l}{4S-l}), \text{ Ом}, \qquad (7.1)$$

мұндағы ρ_p – топырақтың есептік кедргісі, Ом*м

Онда

$$\rho_p = \rho_{гр} * K_c, \text{ Ом*м}, \qquad (7.2)$$

мұндағы $\rho_{гр}$ – топырақтың электр кедергісінің меншікті бейімделген шамасы, Ом*м.

K_c – жыл мерзіміндегі топырақтын электр кедергісін жоғарлану мүмкіндігін есептейтін, мерзімдік коэффициенті (1,5-2,2)

7.1 кесте - Топырақ пен судың меншікті электр кедергісінің бейімделген шамалары $\rho_{гр}$, Ом*м

Қиыршық тас, гравий	2000	Бор	60
Құм	700	Балшық	40
Құмдақ	300	Торф	20
Қара топырақ	200	Өзен суы	50
Саз	100	Теңіз суы	1

Тік орнатылғын жерлендіргіштердің саны шамалап төмендегідей есептелінеді:

$$n = \frac{R_{TP}}{\eta_{TP} * r_ç}, (4.3)$$

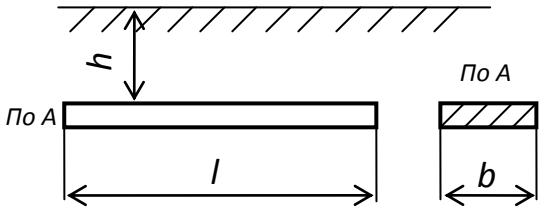
мұндағы η_{TP} – құбыр мен бұрыштардағы жерлендіргіштердің қолдану коэффициенті;

$r_з$ – жерлендіргіш құрылғының шектік рұқсат етілген шамасы, Ом

($r_з$=4Ом U=1000В кернеулі электр жүйелері үшін;

$r_з$=0,5 және 10 Ом 1000В аса кернеулі жүйелері үшін, сәйкесінше жерлендірілген және оқшауланған бейтараптамалар).

Жолақты жерлендіргіштің кедергісі



b – жолақтың ені, м
l – жолақтың ұзындығы, м
h – беттен арақашықтық, м

Осы жерлендіргіштің кедергісі төменгі формуламен есептелінеді:

$$R_{ï} = 0{,}366 * \rho_P / l(\lg \frac{2 * l^2}{b * h}) \text{, Ом,} \qquad (7.4)$$

Жолақтың қимасы 100-120 мм^2 кем емес болу керек. Жалғанатын жолақтың ортақ ұзындығы (яғни, тігінен орналасқан жерлендіргіштерді қосады):

$$l=1{,}05*a*n, \text{ м,} \quad (4.5)$$

мұндағы *a* – тік жерліендіргіштер арасындағы арақашықтық, м
n – тік жерлендіргіштердің саны.

Жерлендіргіш құрылғының ортақ кедергісі

$$R_{ãð} = \frac{R_â \cdot R_ã}{R_â \cdot \eta_ã + n \cdot \eta_â \cdot R_ã} \text{, Ом,} \qquad (7.6)$$

мұндағы $h_П$ – байланыс жолағын қолдану коэффициенті

Берілгені: кернеуі 10 кВ оқшаулама бейтараптамалы торап; ұзындығы *l*=2,5 және диаметрі d=0,05 тік электродтар; топтық жерлендіргіштегі құбырлар арасындағы арақашықтық a=5 м; ені b=0,05 м көлденең болат жолақ; орналасу тереңдігі to=0,5 м; топырақ – құмдақ. Диспетчерлік орталығы III климаттықаймақта орналасқан. Жерлендіргіш сұлбасы – контурлы. Табиғи жерлендіргіштер жоқ.

Шешімі. 1) кернеуі 100 кВ асатын және кернеуі 10 кВ оқшаулама бейтараптамалы торабы қолданғандықтан, жерлендіргіш құрылғының рұқсат етілген кедергісі $R_з \leq 10$ Ом.

2) Кесте 4.1 бойынша құмдақ үшін меншікті кедергісі $\rho_{гр}$=300 Ом·м. III климаттық аймаққа үшін, нормаға сай мерзімдік коэффициенті:

- $К_с$=1,5 тік электродтар үшін
- $К_с$=2 көлденең жолақтар үшін

Онда топырақтың есептік меншікті кедергісі:

тік электродтар үшін:

$$\rho=\rho_{гр}\cdot K_c=3001{,}5=450\ Ом\cdot м$$

көлденең жолақтар үшін:

$$\rho=300\cdot 2=600\ Ом\cdot м$$

3) t_o орналастыру тереңдігінде тік электродтардың кедергісі келесі формуламен анықталады:

$$R_в=0{,}366\frac{\rho}{\ell}\left(\ell g\frac{2\ell}{d}+\frac{1}{2}\ell g\frac{4S+\ell}{4S-\ell}\right),$$

мұндағы $S=t_o+0{,}5\ell=0{,}5+0{,}5\cdot 2{,}5=1{,}75$ м

$$R_â=0{,}366\cdot\frac{450}{2{,}5}\cdot\left(\ell g\frac{2{,}5\cdot 2}{0{,}05}+0{,}5\ell g\frac{4\cdot 1{,}75+2{,}5}{4\cdot 1{,}75-2{,}5}\right)=1420\ Îì$$

4) $\eta_в$=1 болғанда, 3.3. формуласы бойынша тік құбырлардың бастапқы санын анықтаймыз:

$$n_1=\frac{R_в}{\eta_в\cdot R_з}=\frac{142}{1\cdot 4}\approx 36$$

n_1=36 мен a/*l* =5/2,5=2 қатынасы үшін, 3.5 кестедегі интерполяцияны есептегендегі қолдану коэффициентін анықтаймыз $\eta в_1$=0,59.

Тік электродтар санын нақтылаймыз:

$$n_2=\frac{142}{0{,}59\cdot 4}=60$$

n_2=60 и a/*l* =2 үшін 3.5 кесте бойынша $\eta в_2$=0,55 анықтаймыз.

Онда

$$n_3=\frac{142}{0{,}55\cdot 4}=64{,}6\approx 64$$

n_3=64 и a/*l* =2 үшін 3.5 кесте бойынша $\eta в_3$=0,545 анықтаймыз

$$n_4=\frac{142}{0{,}5454}=65{,}1\approx 65$$

Осылайша, n_3 мен n_4 арасындағы айырмашылық 1 кем, сондықтан пайдалану коэффициенті $\eta_в=0{,}545$ тең, тік электродтар санын n=64 қабылдаймыз

5) 3.4 кестеге сәйкес, t_o орналасу терңдігінде жолақты жерлендіргіштің кедегісі:

$$R_г=0{,}366\frac{\rho}{L}\cdot\ell g\frac{2L^2}{bt_o},$$

мұндағы L – контурлы сұлбадағы жалғанатын жолақтын ұзындығы, 4.5 формуласымен анықталады:

$$L=1{,}05an=1{,}05\cdot 5\cdot 64=336\text{ м},$$

онда

$$R_г=0{,}366\frac{600}{336}\cdot\ell g\frac{2\cdot 336^2}{0{,}05\cdot 0{,}5}=4{,}55\text{ Ом}$$

6) 3.6 кестесі бойынша a/*l* = 2 қатынасындағы және n=64 электрод санында контурлы сұлбадағы $\eta_г=0{,}265$ $\eta_г$ жалғанғыш жолақты пайдалану коэффициентін анықтаймыз.

7) 3.6 формуласымен топтық жерлендіргіш таралуының ортақ кедергісін анықтаймыз:

$$R_{гр}=\frac{R_в\cdot R_г}{R_в\cdot\eta_г+n\cdot\eta_в\cdot R_г}=\frac{142\cdot 4{,}55}{142\cdot 0{,}265+64\cdot 4{,}55\cdot 0{,}545}=329\text{ Ом}$$

Топтық жерлендіргіштің кедергісі жерлендіргіш құрылғының рұқсат етілген кедергісінен аз болғандықтан, яғни $R_{гр}<R_з$, онда процесстің $t_o=0{,}5$ м тереңдігіндегі ұзындығы $L_г=336$ м және ені b=0,05 м болат жолақпен контурлы сұлбаға жалғанған, ұзындығы *l*=2,5 м және диамтері d=0,05 м 64 тік электродты қорғаныс жерлендірілуі.

8 Экономикалық бөлім

8.1 Донское – 2 қосалқы станциясының құрылысы

8.1.1 Түйіндеме.

Донское – 2 атты қосалқы станциясы Ақтөбе облысында электр энергиясын 220 кВ-тан 110 кВ-ға және 10 кВ-ға жүзеге асыруға арналған.

Бұл қосалқы станцияны салу үшін, тариф бойынша электр энергиясын тасымалдау үшін ЖШС Maksat Energy ойлап табылады. Бұл ЖШС келесі қызметтерді атқарады:

- сауда-саттық және дайындық қызметі бойынша әрекеттер;
- саудалық әрекеттерді ұйымдастыру және енгізу;
- сыртқы экономикалық қызметтерді іске асыру.

Қосалқы станцияның құрамына 220/110/10кВ кернеуі және 63 МВТ қуаты бар екі автотрансформатор, 110кВ және 220 кВ кешенді-таратқыш құрылғылар, жиынтықты таратқыш құрылғы 10 кВ кіреді. Қосалқы станция құрылысына жұмсалынатын капиталды қаражат 357,6 млн тенге, ал өтелу мерзімі 3 жыл.

8.1.2 Өтім нарығына сараптама.

Қосалқы станция Еуразия континентінің ортасы, Қазақстан Республикасының оңтүстік-батысы, Ақтөбе облысында орналасқан. Ақтөбе облысы үш түрлі климаттық зоналарда орналасқан. Облыстың оңүстігі таулы климаттық зона, 50°төмен енділікте – жартылай шөл зона, Арал теңізіне қарай оңтүстік бөлігінде орналасқан. Климаты,әдетте, өкпек континенталды.

220/110/10 кВ қосалқы станциясы, құрылыс жобасы ретінде ЖШС Энергосистема атты Ақтөбелік таратқыш электртораптық компаниясының меншігі болып саналады. Донское – 2 қосалқы станциясы Ақтөбе облысының Хромтау ауданын электр энергиясымен жабдықтаудың маңызды бөлігі болып табылады. Қазіргі таңда ол аудан өте тез дамып жатыр және оның берікті электрмен жабдықталуы – бұл электртораптық компанияның бірінші реттік мақсаты.

Ақтөбе облысында 220 кВ қосалқы станция сақиналы электрмен жабдықтауды орындайды, 110 кВ шиналардан 110 кВ жүйелер, ал 10 кВ шиналардан жергілікті тұтынушылар қоректенеді.

Қосалқы станцияның электр энергиясын тұтынушылардың негізгі құрамы:

- демалыс зоналары, ауыл елді-мекендері;
- коммуналды-тұрмыстық тұтынушылар.

8.1.3 Электр энергиясына тарифтері.

Қосалқы станция құрылысының нәтижесін бағалау үшін Ақтөбе облысы бойынша электр энергиясына тариф 1 кВ·сағ. қолданылады.

Тариф тура жүретін құрамдас бөліктерден құралады: электр станциясындағы электр энергиясының өндірісі, ЖШС Энергосистема жоғары вольтті тораптары бойынша тасымалдануы. Бұл шығыннан басқа, электрмен жабдықтайтын ұйымның шығыны да бар.

8.1.4 Өндірістің жобасы.

Құрылыс нормасына байланысты Донское – 2 қосалқы станциясының құрылысына кететін мерзім 12 ай деп қабылданды.

Донское – 2 қосалқы станциясының жылдық электр энергияның берілетін көлемі, шамамен 568,9 млн кВт*сағ. Берілетін электр энергияның көлемі орнатылған төмендеткіш трансформатордың есептеуінен, қуат коэффициенті, жүктеме коэффициенті және жобаланған қолданылатын сағат санымен анықталады.

Қарастырылып отырған энергообъектілердің құрылысы мен пайдаланылуы ұйымның өздік меншікті қаражат және ықтималды инвесторлардың қарыз капиталымен жүзеге асады.

Қосалқы станция құрылысы үшін жұмыс өндірісі мынадай бастапқы материалдар негізінде әзірленеді:

- бекітілген жобалық тапсырма;
- жұмыстық сызбалар мен сметалар;
- құрылыс ұйымының жобасы;
- құрылыс мерзімі;
- сатып алу өнімдер, құрылымдары, материалдар жобалары;
- машиналар мен механизмдердің болу туралы деректер;
- жұмыс күшінің және құрылыс ұйымдастыру құрылымы туралы деректер;
- метеорологиялық, топырақ және жер асты суларының, және гидрологиялық құрылыс жағдайлары;
- тән бағыттар;
- жеке процестерді механикаландыратын кешетін схемалар;
- әдеттегі орнату аспаптар мен жабдықтар;
- қосалқы станцияларды қайта құру үшін жерасты коммуналдық шаруашылық (кабельдер, жерге, мұнай суағарларды, сумен жабдықтау, кәріз) атқарушы сұлбалары.

8.1.5 Басқару орнының структурасы.

Жобаланатын энергообъекттің басқару орнының ұйымдық структурасы цехтік деп қабылданды. Жабдықтарды жөндеу, арматура және өткізгішт қосалқы станцияның жұмыс күштерімен орындалады. Атап айтқанда, күрделі жөндеу жұмыстары қызметкерлері мамандандырылған жөндеу ұйымдардың қолдауымен жүзеге асырылады.

8.1.6 Құқықтық жоспар.

Қарастырылып отырған энергообъектілердің құрылысы мен пайдаланылуы ұйымның өздік меншікті қаражат және ықтималды инвесторлардың қарыз капиталымен жүзеге асады

Қосалқы станцияның 100% акцисы ЖШС Энергосистема-ға тиесілі. Несие үшін сыйақы төлеу сұлбасы ,бірінші жылдан бастап 10% мөлшерде қабылдаймыз. Қалпына келтіру үшін несиемен АҚ Актобеэнерго қамтамасыз етеді және де несиелейтін уақыт мерзімі 10 жыл.

8.1.7 Экологиялық ақпарат.

Электр торабы орналасқан аумақтың экологиялық жағдайы санитарлық нормаларға сай келеді. Қосалқы станцияны салар кезде арнайы қоршаған ортаға аз зақым тигізетін аумақ таңдап алынды. Станция тұрғылықты үйлерден алшақ орналасқан, бірақ та, трансформатордың дауысын төмендететін шаралар қарастырылмаған.

Электр энергиясының беріліс процесі атмосфераға ешқандай зиянды қалдықтарсыз жүреді.

Қосалқы станцияның құрылысы және электр тораптарының орналасуы аумақтағы ешқандай экологиялық жағдайының нашарлауына әкелмейді.

8.2 Қосалқы станцияның техникалық-экономикалық көрсеткіштерінің есептелінуі

110/10 кВ 2х25 МВА қосалқы станциясын дамыту қарастырылған. Бұл 110 кВ қосалқы станция үш энергия жүйесінен қоректенеді және ортанғы кернеуі жағынан 6 желі, төменгі кернеуден жергілікті тұтынушыларға 24 фидер шығып жатыр. Осы нұсқаға қажетті инвестицияны анықтаймыз. 2002 жылы 1 МВА энергия құны 20000 ш.б. құрады. Егер де біз инфляцияны 8% жылына деп есептесек, онда 2012 жылы 1МВА энергия құны шамамен 34000ш.б. құрайды. Сондықтан, қуаты 50 МВА болатын қосалқы станцияның құны:

$$К = S \cdot Ц_{МВА} = 50 \cdot 32000 = 160000 \text{ ш.б.} \qquad (8.1)$$

1,6 млн.ш.б. немесе 238,4 млн.теңге.

Жобалау, геологиялық, құрылғыны тасымалдау, электрмонтаж жұмыстары мен қосалқы станцияны орнатуға кеткен шығын сомасын электр желісін, электр қондырғысын іске қосу құруға кеткен шығындарды негізгі шығынның 30 % құрайды, яғни млн.теңге. Сонда барлық шығын:

$$\sum К = К + К_{доп} = 238{,}4 + 71{,}52 = 309{,}92 млн.теңге \qquad (8.2)$$

Зауыттың қосалқы станциясында қуатты 25 МВА екі трансформатор орнатылған. Сонда толық қуатымыз S=50 МВА болады. Cos φ=0,8 деп аламыз. Онда:

$$P = S \cdot \cos\varphi = 50 \cdot 0{,}8 = 40 МВт \quad (8.3)$$

Максимум қолдану сағат саны $Т_м$=4000 сағ. Осыдан:

$$W = P \cdot T_m = 40 \cdot 4000 = 160000 \text{ МВт.сағ} \quad (8.4)$$

Кәсіпорын шығындарына кіргізілетін амортизациялық аударылымдардың сомасы әртүрлі әдістермен анықталуы мүмкін. Егер жаңадан өндірілген өнімнің құнына біртекті берілетін негізгі қорлардың құнына тең болу шартынан шығатын болсақ, онда төмендегідей анықтауға болады

$$Z_{амр} = K \cdot \frac{h_0}{100} \quad (8.5)$$

мұндағы $А_{амр}$ – амортизациялық аударылымдар сомасы;

$Қ_{нқ}$ – негізгі қорлар құны;

h_0 – амортизациялық аударылымдар нормасы, %.

Амортизациялық аударылымдар нормасы негізгі қорлардың нысандарының әрқайсысы үшін олардың нормативтік қызмет ету мерзімдеріне байланысты орнатылады.

$$h_0 = 100 \cdot \frac{1}{t}$$

немесе

$$h_0 = \frac{С_{ныс} - С_л}{t} \cdot 100$$

мұндағы $С_{ныс}$ – негізгі қорлар нысандарының құны;

$С_л$ – нысанның ликвидациялық құны, өндірісте шығарылып тасталатын нысанды толығымен немесе бөлшектеп (материалдарын, бөлшектерін) сатудан түскен қаржы.

Негізгі қорлардың нысанның амортизацияланып бітпеген бөлігінің құны тозу мен моралдық тозу салдарынан нысан нормативтік мерзімнен ерте істен шығарылып тасталған кезде пайда болады. Ликвидациялық құн өндірістен шығарылатын нысанның оны сатып жібергеннен түскен қаржыны білдіреді.

Өндірістің тиімділігі негізі қорлардың ғылыми-техникалық деңгейіне байланысты ғана емес, сонымен қатар ғылым мен техниканың қазіргі заманғы

жетістіктеріне сәйкестігі және оларды өндірістік үрдісте толық қуатында пайдалануына да байланысты болады.

Эксплуатациялық шығындарды анықтайық. Амортизация жұмыстарына кеткен шығындарды есептейік. Ол барлық шығынның 45% құрайды:

$$Z_{амр} = K \cdot \frac{h_0}{100} = \frac{5 \cdot 309{,}92}{100} = 15{,}496 \ млн.тенге$$

Шығынның қалған 55% табамыз:

$$Z_{доп} = Z_{амр} \cdot \frac{55}{45} = \frac{15{,}496 \cdot 55}{45} = 18{,}939 \ млн.тенге$$

Толық шығын:

$$Z_{пол} = Z_{амр} + Z_{доп} = 15{,}496 + 18{,}939 = 34{,}435 \ млн.тенге$$

Осыдан өзіндік құнды табуға болады:

$$S = \frac{Z_{пол}}{W} = \frac{34{,}435}{160000} = 0{,}21 \frac{тенге}{кВт \cdot саг} \qquad (8.6)$$

Қорытынды тариф электр энергия транзиті қосалқы станция арқылы 10% кірісті ескерген кезде мына формуламен анықталады:

$$Ц_{ПС} = \left(S_{ПС} + 0{,}1 S_{ПС}\right) = 1{,}1 \cdot S_{ПС} = 0{,}2 \cdot 1{,}1 = 0{,}22 \ тенге/кВт \cdot саг \ . \qquad (8.7)$$

Маңғыстау облысындағы электр энергиясы 2012 жылдың көктем айларындағы орташа тарифіне сәйкес кВт/сағатына 10,88 теңгені құрайды. Қосалқы станцияның баға түрлену механизімін қарастырайық және оның құрамалары:

- электр энергияны сатып алу (3,97 теңге кВт/сағ);
- «Центральные межсистемные электрические сети» АО KEGOC тарифі (1 теңге кВт/сағ);
- «Қаражанбасэнергосистема» тарифі (2,97 теңге кВт/сағ);
- ЖШС «ЖАҢА» жеке тарифі (0,22 теңге кВт/сағ).

Онда қосалқы станцияның электр энергиясының өзіндік құны 8,16 теңге кВт/сағ құрайды. Электр энергияны тұтынушыларға 9 теңге кВт/сағ бағасымен сатқан кезде, онда ЖШС 0,84 теңге кВт/сағ көлемінде кіріс алады.

$$Ц = W \cdot T_э = 160000 \cdot 9 = 1440 \cdot 10^6 тенге$$

$$З_{эс} = W \cdot T_{эс} = 160000 \cdot 3{,}97 = 635{,}2 \cdot 10^6 \, тенге$$

Сонымен қатар тасымалдауға кеткен шығын, KEGOK желілері:

$$З_{нэс} = W \cdot T_{нэс} = 160000 \cdot 1 = 160 \cdot 10^6 \, тенге$$

«Қаражанбасэнергосистема» желілерімен тасымалдауға кеткен шығын:

$$З_{эс} = W \cdot T_{аэк} = 160000 \cdot 2{,}97 = 475{,}2 \cdot 10^6 \, тенге$$

ЖШС «ЖАҢА» компаниясының өзіндік шығыны:

$$З_{ао} = W \cdot T_{ао} = 160000 \cdot 0{,}21 = 33{,}6 млнтенге$$

Нарыққа төлемеген кездегі толық табыс:

$$Т = Ц - З_{эс} - З_{нэс} - З_{аэк} - З_{ао} = 1440 - 635{,}2 - 160 - 475{,}2 - 33{,}6 = 136 млн.тг$$

20% нарыққа кетсе, онда таза табыс:

$$ТТ = 0{,}8 \cdot Т = 0{,}8 \cdot 136 = 108{,}8 млн.тенге$$

8.3 Инвестициялардың қаржы-экономикалық тиімділік көрсеткіштері

NPV анықтау(таза әдеттегі құн).

Таза келтірілген табыс көрсеткіші (Net Present Value, NPV) капиталдық салымдар шамасын (Invested Capital, IC) келтіруге мүмкіндік береді. Болжау периодында олар шығаратын таза ақшалай түсімдердің жалпы сомасымен, және болашақта шығаратын инвестициялық жобадан уақытылы эффект шамасын сипаттайды. Ақшаның келуі уақытта таралған болғандықтан, ол r коэффициентінің көмегімен дисконтталады. R коэффициенті ереже бойынша инвестицияланған капитал бағасынан шығып орнатылады.

NPV немесе жобаның таза келтірілген құны зор белгі болып табылады. Ол арқылы берілген жобаны инвестициялау дұрыстығы (үнемділігі) ортаға салынады. NPV анықтау үшін жобаның әр жылында қаржылық ағындар шамасын болжау қажет, ал содан соң оларды уақыт бойынша салыстыру үшін ортақ бөлімге келтіру керек.

Берілген әдіс келесіден тұрады:

1) Керекті шығын бағасы анықталады, яғни берілген жоба үшін неше қаражат керек екені анықталады;

2) Жобадан келешекте түсетін ақшалай түсілімдердің қазіргі бағасы есептелінеді. Әр жылдағы табыс CF (кеш-флоу) қазіргі уақытта беріледі;

3)

$$PV = \sum_{1}^{n} \frac{CF_n}{(1+r)^n}, \tag{8.8}$$

мұндағы CF – жыл сайынғы ақшалай түсім;

n – жобаны тарату жылдары;

r – банктің пайыздық қойымы.

4) Берілген шығын бағасы (I_0) берілген табыс бағасымен салыстырылынады. Олардың айырымы жобаның таза әдеттегі құнның бағасын береді.

Берілген жобаны тұтастай инвестициялауды бағалауды мына әдістермен жүргіземіз; таза әдеттегі құн (NPV). Инвестиция анализінің осы әдісі инвестициялаушы жобаны ұсыну нәтижесінде фирманың құндылығының өсу шамасын көрсетеді, ол екі сілтемеден тұрады:

1) Кез-келген өнеркәсіп өз құндылығының өсуіне ұмтылады;

2) Әр түрлі уақыттағы шығындардың бір келкі емес құндылығы болады.

NPV анықтау үшін жобаның әр жылдағы қаржы ағынының шамасын сараптау керек, сосын оларды уақыт бойынша теңестіру үшін жалпы бөлімге келтіру керек. Яғни V – бұл жобаны тарату барысында туындайтын ақша түсімдерінің қосындысы осы жобаны тарату үшін қажетті барлық шығындардың қосындысы арасындағы айырмашылық.

Таза келтірілген табыс көрсеткіші (Net Present Value, NPV) капиталдық салымдар шамасын (Invested Capital, IC) келтіруге мүмкіндік береді. Болжау периодында олар шығаратын таза ақшалай түсімдердің жалпы сомасымен, және болашақта шығаратын инвестициялық жобадан уақытылы эффект шамасын сипаттайды. Ақшаның келуі уақытта таралған болғандықтан, ол r коэффициентінің көмегімен дисконтталады. R коэффициенті ереже бойынша инвестицияланған капитал бағасынан шығып орнатылады.

NPV немесе жобаның таза келтірілген құны зор белгі болып табылады. Ол арқылы берілген жобаны инвестициялау дұрыстығы (үнемділігі) ортаға салынады. NPV анықтау үшін жобаның әр жылында қаржылық ағындар шамасын болжау қажет, ал содан соң оларды уақыт бойынша салыстыру үшін ортақ бөлімге келтіру керек.

Таза келтірілген құн былай анықталады:

$$NPV = \sum_{1}^{n} \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0, \tag{8.9}$$

мұндағы CF – жыл сайынғы ақшалай түсім;

n – жобаны тарату жылдары;

I_o – толық қосынды инвестиция;

r – банктің пайыздық қойымы.

Есептеу NPV бірінші оң мәніне дейін жүргізіледі, яғни 5-жылға дейін. NPV нөлден жоғары, сәйкесінше, дисконттаудың берілген ставкасы кезінде жоба өнеркәсіп үшін тиімді (үнемді), себебі олар шығаратын cash-flow қазіргі уақыт моментінде табыстық нормадан шығып тұр.

8.2 кесте – Берілген нұсқа үшін NPV есебінің нәтижесі

жылдар	CF, млн.теңге	r (15%)	PV, млн.теңге	NPV, млн.теңге
0	-309,92	0,15	-309,92	-309,92
1	108,8	0,15	94,601	-215,319
2	108,8	0,15	82,268	-133,051
3	108,8	0,15	71,532	-61,519
4	108,8	0,15	62,206	0,687
5	108,8	0,15	54,102	53,415

Бұл есептеулер бойынша, банктің несие бойынша 15% үстемесін ескере отырып алынған қаражатты шамамен 3 жылда қайтаруға болатындығын көреміз

PP анықтау (орнын толтыру мерзімі)

Бұл әдіс бастапқы инвестиция сомасын төлеу үшін қажет мерзімді анықтау болып табылады. Орнын толтыру (PP) есебінің алгоритмі инвестициядан жекеленген кірісті бірдей таратумен тәуелді болады. Егер кіріс бірдей таратылса, онда төлеу мерзімі бір уақыттағы шығынды жылдық кіріс шамасына болумен есептеледі.

$$PP = \frac{I_o}{CF} \tag{8.10}$$

$$PP^1 = \frac{I_0}{CF} = \frac{309,92}{108,8} = 2,84 \approx 3 жыл$$

Осылайша, жобаға жүргізілген қаржы – экономикалық талдау жобаның инвестициялық тартымды болып табылатынын көрсетеді. Өзін өтеу мерзімі өтеудің орташа өтелу көрсеткіштері шегінде жатады және 3 жылды құрайды. ҚС құрылысы өнеркәсіпке сезілетін табыс әкелетін қосымша қуатты беруге мүмкіндік береді.

Қорытынды

Бұл дипломдық жобада Ақтөбе облысынындағы 220 кВ электртораптары туралы сұрақ , сонымен қатар, аумақты берікті электр энергиясымен жабдықтау үшін электр беріліс желілерінің нұсқасы және 220/110/10 кВ қосалқы станциясы қарастырылды. Бұл жұмысты жобалаған кезде, келесі электрлік қондырғылар таңдалды: автотрансформаторлар, ажыратқыштар, бөлгіштер, ток және кернеу трансформаторлары. Жоғары берікті қондырғыларды қолдануға, апаттық жағдайларды төмендетуге, қосалқы станциядағы қауіпсіздікті арттыруға , құрылыстық-монтаждық жұмыстарға жұмсалған капиталды қаражат және құрылыс мерзімін төмендетуге өте көп көңіл бөлінді.

Дипломдық жобада құрастырылып отырған электр беріліс желілері және қосалқы станция бойынша қажетті есептеулер жүргізілді. Қарастырылып отырған тораптың максималды және минималды режимдері RASTR программасында қарастрылды. Сонымен қатар, кернеу шығындарын және тұтынушыларды берікті электр энергиясымен жабдықтау үшін апаттық жағдайдағы есептеу жүргізілді.

Берілген аумаққа орынбасу сұлбасы тұрғызылды. TKZ-3000 программасында қысқа тұйықталу тоғына есептеу болды, бұл тоқтар бойынша қосалқы станцияның кондырғылары таңдалынды.

Экономикалық бөлімінде қосалқы станцияның техникалық-экономикалық дәйектемесі қарастырылды. Жалпы жоба экономикалық бағаға ие болып, қосалқы станция қондырғыларына жұмсалған капиталдық қаражат анықталды. Содан кейін, жұмсалған қаражаттық экономикалық тиімділігіне және өтелетін мерзіміне есептеулер болды. Сонғы бөлімінде, қаржылық-экономикалық көрсеткіші бойынша жоба шамамен 6 жылда өтеледі.

Өмір тіршілік қауіпсіздігі бөлімінде қосалқы станциясында атмосфералық зиянды заттармен танысып, оларды төмендету шаралары қарастырылды. Диспетчерлік пункттің жасанды жарықтандыруына, қадамдық кернеуге байланысты есептеулер бар. Сонымен қатар, қосалқы станцияның өрт және электр қауіпсіздігіне сай , апаттық жағдайды болдырмау үшін шаралардың көп түрі қарастырылды.

Қолданылған әдебиеттер тізімі

1. Л.Д.Рожкова., В. С. Козулин. Электрооборудование станций и подстанции. Энергоатомиздат. 1987.

2. Идельчик. В. И. Электрические системы и сети М; Энергоатомиздат, 1989.

3. Неклепаев. Б. Н., Крючков. И.П. Электрическая часть электростанции и подстанции: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М; Энергоатомиздат, 1989.

4. Веников. В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. М: Высшая школа, 1985.

5. Георгиев. Ю. Ф., Яхьяев. Э. А. Единые правила графического оформления студенческих работ. Методические указания к выполнению семестровых заданий, курсовых работ и дипломных проектов. Часть 1и 2, А., 1993.

6. Гук. Ю. Б., Кантан. В. В., Петров. С. С. Проектирование электрической части станций и подстанций. Л: Энергоатомиздат, 1985,

7. Крючков. К. П., Новгородцев. Б. П. Конструкции и механический расчёт линий электропередачи. Л, Энергия, 1979.

8. Околович. М. Н. Проектирование электрических станций. М. Энергия 1982

9. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов /под. Ред. В.М.Блок,/ М; Высшая школа. 1990.

10. Правила устройства электроустановок Минэнерго СССР 6-е изд, переработанное и доп. М; Энергоатомиздат. 1986.

11. Проектирование линий электропередачи сверхвысокого напряжения / Г.Н.Александров., В. В. Ершович., С.В. Крылов и др.; Под. ред. Г.Н.Александрова и Л. Л. Петерсона., Л. Энергоатомиздат, 1983.

12. Справочник по проектированию электроэнергетических систем /под. Ред. С. С. Рокотяна и И.М.Шапиро. М: Энергоатомиздат. 1985.