ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы

АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

_____

кафедрасы

«Қорғауға жіберілді»
Кафедра меңгерушісі

_____
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

_____«_____»_____20___ ж.
(қолы)

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

Тақырыбы: Ыссық АЭЖ электр торларын дамыту.

_____**мамандығы бойынша**

Орындаған Молдагазы Абай Ерланұлы ЭССк-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 Сәуле Куанышевна
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
_____«31»_____05_____ 2016 ж.
(қолы)

Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бойынша:
доцент Абдимуратов Ж.С.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
_____«_____»_____ 20____ ж.
(қолы)

Мөлшер бақылаушы:
аға. оқытушы Соколова Ю.С
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
_____«10»_____06_____ 2016 ж.
(қолы)

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

Алматы 2016

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы

АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Электр энергетика факультеті
5В071800 мамандығы
Электр станцияларды, торапторы және желілері кафедрасы

жобаны орындауға берілген

ТАПСЫРМА

Студент Молдагазы Абай Ерланұлы
(аты - жөні)

Жоба тақырыбы Ұсақ АЭЖ электр тораптарын дамыту.

ректордың «19» 10.2015 №148 бұйрығы бойынша бекітілген.

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: «5» 06 2016 ж.

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

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

1. Алматы облысының электр энергетикасы.
2. Электр торабы сұлбаларының нұсқаларын есептеу.
3. Электр сұлбасының жұмыс режимдерін талдау.
4. Қысқа туйықталу токтарын есептеу және "Жаңа Құрылыс" қосалқы станциясына қондырғылар таңдау.
5. Өмір тіршілік қауіпсіздігі.
6. Экономикалық бөлім.

Сызба материалдарының (міндетті түрде дайындалатын сызуларды көрсету) тізімі

1. Ösік АЭТ қолданыстағы электр тораптының сұлбасы
2. 2015 жылға арналған ж/е 2020 ж дейінгі жетілдіру шүктемелері
3. Ösік АЭТ бас электрлік сұлбаларының қосылулары
4. Ösік АЭТ электр тораптары дамуының бірінші нұсқасы
5. Ösік АЭТ электр тораптары дамуының екінші нұсқасы
6. Трансформатор параметрлері.
7. Электр торабы дамуының I-ші және II нұсқолары үшін орын басу сұлбасы.

Негізгі ұсынылатын әдебиеттер

1. Правила устройства электроустановок. М. ЭнергоАтом.
2. Электрический справочник. М. Энерго Атомиздат.
3. Электрические системы и сети. Идельчик, Энерго Атомиздат.
4. Электрическая часть станций и подстанций, Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. 1989. -608 с.

Жоба бойынша бөлімшелерге қатысты белгіленген кеңесшілер

бөлімшелер	кеңесші	мерзімі	қолы
Экономикалық бөлім	Тулегенова С.К		
Өмір тіршілік қауіпсіздігі	Абдимуратов Ж.С.		
Мемлекеттік бақылаушы	Соколова И.С.		

Диплом жобасын дайындау

КЕСТЕСІ

№ р/с	Тарау аттары, әзірленетін сұрақтардың тізімі	Жетекшіге ұсыну мерзімдері	Ескерту
1.	Алматы облысының электр энергетикасы	19.10.2015	
2.	Электр торабы сұлбаларының нұсқаларын есептеу.	20.11.2015	
3.	Электр сұлбасының қолданған жетілдіру нұсқасының жұмыс режимдерін талдау.	05.01.2016	
4.	Қысқа тұйықталу токтарын есептеу ж/е "Нақты құралыс" КС қондырғыларын таңдау.	05.02.2016	
5.	Өмір тіршілік қауіпсіздігі	4.03.2016	
6.	Экономикалық бөлім	10.04.2016	
7.	Графикалық бөлімді дайындау.	15.05.2016	

Тапсырманың берілген уақыты «_____»_____20___ж.

Кафедра меңгерушісі _____ Умбетқулов Қ.К, т.ғ.к, доцент
(қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Жоба жетекшісі _____ Тоқтыбаның К.К, т.ғ.к, доцент
(қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Орындалатын тапсырманы қабылдаған студент _____ Молдагазы Ә.
(қолы) (аты -жөні)

Аннотация

В дипломной работе на тему «Развитие электрических сетей Исыкской РЭС» был произведены аналитические исследования по теме работы и поставлены задачи по их реализации.

В дипломной работе проведен анализ состояния электрических сетей рассматриваемого района, перспективный рост нагрузок на 2011-2016 гг. Были выбраны два варианта развития данной сети. Выполненное технико-экономическое сравнение вариантов развития. Был произведен электрический расчет рабочих режимов сети.

С целью выбора и проверки основного оборудования на подстанцию «Жанакурылыс» произвели расчет токов к.з.

Имеются разделы «Безопасность жизнедеятельности» и «Экономика».

Annotation

The research paper on "Development of electrical networks Isykskoy RES" was produced analytical research on work and set targets for their implementation. The research paper analyzes the state of the electricity networks of this region, promising loads increase for 2011-2016. We chose two versions of the network.

With feasibility study comparison of variants of development. It was produced by the electric network calculation of operating modes. With a view to the selection and testing of the main equipment at the substation "Zhanakyrylys" calculated the short-circuit currents

There are sections "Safety" and "Economy"

Андапта

«Есік ЭЖБ-нің электр жүйесін дамыту» тақырыбындағы дипломдық жұмыста аналитикалық зерттеулер және оларды орындау бойынша тапсырмалар келтірілген.

Дипломдық жұмыста қарастырылып отырылған ауданның электр жүйесінің жағдайының анализі, 2011-2016 ж.ж. жүктеменің артуы қарастырылған. Берілген жүйенің екі түрлі даму нұсқасы таңдалған. Осы даму нұсқасының техника экономикалық салыстыруы келтірілген. Жүйенің жұмыс режимдерінің электрлік есептеулері жасалған.

«Жанакурылыс» подстанциясындағы негізгі қондырғыны таңдау және сынау мақсатында тұйқталған ток шамасы есептелген.

«Адам өмірінің қауіпсіздігі» және «Экономика» бөліміндері де қарастырылған

Мазмұны

Кіріспе 7
1 Алматы облысының электр энергетикасы 8
1.1 Алматы облысының электр энергетикасының жағдайы туралы 8
1.2 Іле АЭТ тораптарының қолданыстағы сұлбаларының жағдайын талдау, жұмыс міндеттемелерінің қойылуы 9
1.3 Электр тораптарының қолданыстағы сұлбасын талдау және Есік АЭТ электр тұтыну көлемінің өсу қарқындылығы 12
1.4 Қарастырылатын аймақтың 35 кВ кернеулі электр тораптары жетілдірілуінің негізгі бағыттарының беталысы 13
1.5 Жұмыс міндеттемесі 15
2 Электр торабы сұлбаларының нұсқаларын алдын ала есептеу 17
2.1 Электр торабының кескіндемесін құру және таңдау 17
2.2 Даму сұлбаларының бірінші нұсқасы үшін торап параметрлерін анықтау 18
2.3 Сұлбаның екінші нұсқасы үшін торап параметрлерін есептеу 24
2.4 Электр тораптарының сұлбаларының нұсқаларын техника-экономикалық салыстыру 28
3 Электр сұлбасының қабылданған жетілдірілу нұсқасының жұмыс режимдерін талдау 36
3.1 Тораптың қалыпты режимін есептеу 36
3.2 Электр торабының максималды режимін есептеу 38
3.3 Электр торабының минималды режимін есептеу 40
4 Қысқа тұйықталу токтарын есептеу және «Жаңақұрылыс» қосалқы станциясына қондырғыларды таңдау 45
4.1 Қысқа тұйықталу токтарын есептеу 45
4.2 Қондырғыларды таңдау және жоғары кернеулі ажыратқыштар-ды тексеру 48
4.3 Айырғыштарды таңдау және тексеру 54
4.4 Асқын кернеулі шектеуіштерді таңдау 55
5 Өмір тіршілік қауіпсіздігі 60
5.1 Есік АЭЖ электр тораптарын пайдалануда зиянды және қауіпті факторларға талдау жасау 60
5.2 Қосалқы станцияда трансформаторларды жобалауда шудың деңгейін бағалау және есептеу 61
5.3 Электркұрылғыларын пайдалануда өрт қауіпсіздігін қамтамасыз ету шаралары 63
5.4 Өрт сөндіру жүйесін есептеу 65
6 Экономикалық бөлімі 68
6.1 Қосалқы станцияның техникалық-экономикалық көрсеткіштерінің есептелінуі 68
6.2 Инвестициялардың қаржылық-экономикалық тиімділігінің көрсеткіштері 71
Қорытынды 75
Пайдаланылған әдебиеттер тізімі 76

Кіріспе

Электр қосалқы станциясы деп электр энергиясын түрлендіруге және таратуға арналған электр құрылғылары аталады.

Қосалқы станциялардың басты сұлбалары энергожүйенің жетілдірілу сұлбасы немесе ауданның электрмен жабдықталу сұлбасы негізінде таңдалады.

35-500 кВ қосалқы станцияларында әдетте бір немесе екі трансформатор (автотрансформатор) орнатылады. Автотрансформатор қуаты мен санын таңдау электрмен жабдықтау сенімділік талаптарын, жүктеме графиктері мен трансформаторлардың МЕМСТ бойынша жүйелік және апаттық асқын жүктелулерінің сипаттарын ескеру арқылы жүргізіледі.

Дипломдық жобалау кезінде электрлік қосалқы станцияны жобалау, жөндеу және пайдалану кезіндегі тәжірибелерді жалпыландыру негізінде құрылған нормативтік материалдарды пайдаланады. Мысалы, ережелер (ЭҚОЕ), нормалар (ҒТД), басшылыққа алынатын бұйрықтар (қысқа тұйықталу токтарын есептеу бойынша, қысқа тұйықталу шарттары бойынша аппараттар мен өткізгіштерді таңдау және тексеру).

Жұмыс істеу принципі нысанды жобалау кезінде ертеректе дайындалған жоба бөліктерін пайдаланудан тұратын қосалқы станциялардың типтік жобалауларын қолданады. Әрбір жобаланатын қосалқы станция дербес болады, себебі бастапқы мәндер, шарттары және соған сәйкес оның жобалануына арналған техникалық тапсырма да дербес.

Осы дипломдық жоба Есік АЭТ жетілдірілуіне арналған. Жаңақұрылыс ҚС жобалануының екі нұсқасы қарастырылады және ең тиімді нұсқа таңдалынады.

Дипломдық жұмыста сонымен қатар, Есік қаласының АЭТ жетілдірілуі мен тиімділігінің экономикалық көрсеткіштерінің есебі жүргізіледі. Сондай-ақ, энергетикалық нысандарды үнемді пайдалану, сол сияқты жобалық және құрылыс жұмыстарының жоғары сапасымен қамтамасыздандырылуы керек.

1 Алматы облысының электр энергетикасы

1.1 Алматы облысының электр энергетикасының жағдайы туралы

Қазіргі таңда Алматы облысының экономикасы қарқында дамуда, жаңа өндіріс орындары ашылуда, кәсіпкерлік саласы және тұрғын үй құрылыс саласы кеңеюде. Алайда, енгізілетін жаңа өндірістік қуаттарды қамтамасыздандыруға арналған техникалық шарттарды алу кезінде кәсіпкерлерге шектен тыс сомада ақша төлеуге тура келеді, ол өз кезегінде орта және шағын бизнестің дамуын тежейді.

Бұл мәселе жергілікті компаниялардың электрлік тораптық шаруашылығының тозуымен негізделеді, барлық трансформаторлар асқын жүктелген, аудандар мен қалаларда электр тораптарының жетілдірілуін ескерместен көп қабатты тұрғын үйлер мен жеке үйлердің құрылысына жер актілері берілген.

Қазіргі уақытта электр тораптық шаруашылықтың тозуы 65 % артығын құрайды. Электр тораптарының тозуы мен асқын жүктелуі нәтижесінде, электрлік торап компанияларының басшылығы жаңа өндірістер мен нысандар үшін техникалық шарттарды беру мен қосымша жүктемелерді қосудан бас тартады, ол жағдай сол сияқты ауданның әлеуметтік-экономикалық дамуын тежейді. Тұтынушыларға ұсынылатын электр энергиясының сапалық көрсеткіштері нормативке сәйкес келмейді. Қоректендіруші орталықтардан электрмен жабдықтауды шектеуден бөлек, электр қондырғыларында адам өмірі үшін қауіп төндіретін көптеген апаттар орын алады. Нормативтік шығындар деңгейі ҚР ең жоғарғылардың бірі болып қалады– 19,65 %. Сонымен қатар, осы уақыттағы электр энергиясын тасымалдауға арналған қолданыстағы тариф компанияларға өздерінің тораптық шаруашылығының дамуына жол ашылатын қажетті айналымдық қор құруға мүмкіндік бермейді, себебі оларда инвестициялық құраушылар болмайды. Біруақытта назар аударатынымыз, тарифті барлық құраушыларымен бірге бекіту халық аз қамтылған аймақтарға ауырлық тудырады. Осының нәтижесінде компаниялар қосымша қуаттарды жалғау бойынша техникалық шарттарды шығару кезінде, қолданыстағы қондырғының асқын жүктелуін ескере отырып, оның шығындарының құнына қайта құрылу мен жаңғыртылу шығындарын да қосуы керек, ол соңғы нәтижесінде қуаттардың қосылу құнының артуына алып келеді.

Алматы облысының барлық жоғарыда аталған мәселелер және электр энергиясының басқа да көптеген мәселелерін энергетикалық секторды жекешелендіру аясында 1996 жылы құрылған ҚР «Алматы Пауэр Консолидэйтед» АҚ жергілікті компаниясы өз мойынан алды. Шындығында, «Самрұқ-Энерго» АҚ басқаруына өткеннен кейін компания «Алатау Жарық Компаниясы» АҚ ауыстырылды. Қазіргі уақытта «АЖК» тұрғындар үшін, өнеркәсіптік және ауылшаруашылықтық кәсіпорындары үшін өз әрекеттерінің

аясында, электр энергиясын тасымалдау және тарату бойынша күрделі энергетикалық жүйе болып табылады.

«АЖК» АҚ теңестірушілік қажеттілігі 220-110-35-10-6-0,4 кВ. кернеу кластарының электрлік тораптарынан тұрады. Ал компания құрамы кіреді: 220 кВ, ұзындығы 2659,1 км 306,4 км және ауалық беру желісі (АБЖ) АЖ 110кВ ұзындығы 2640,9 км болатын, сонымен қатар 35 кВ – ауалық және кабельді жалпы ұзындығы 2659,1 км және 10/0,4 кВ кернеулі ұзындығы 102,9 км болатын тарату желімі алынады. АЖК балансы құрамында:

- кернеуі 35 кВ және одан жоғары болатын 208 қосалқы станция;
- кернеуі 6-10/0,4 кВ болатын 8192 таратушы трансформаторлық қосалқы станциялар;
- 6-220 кВ кернеулі, қосынды қуаты 6567 МВА болатын трансформаторлардың жалпы саны – 9876.

Қазіргі уақытта "АЖК" АҚ барлық Алматы облысының 2,2 миллион тұрғынын электр энергиясымен қамтамасыздандырады.

«АЖК» өзінің мақсаты ретінде халықты сенімді қызметтермен қамтамасыздандыру және тораптардағы техникалық және коммерциялық шығындарын азайту қамтамасыздандырыдған болады. Осыған байланысты, компания қосалқы станциялардың негізгі кондырғысы жұмысының техникалық көрсеткіштерін жақсартумен айналысады. Алайда, бірінші орында, әрине еңбек қауіпсіздігінің қажетті шаралары және қорщаған орта ережелерін сақтау керек, ол кезде әлеуметтік қамсыздандырылуға қажетті құрмет көрсетілуі керек.

Жетілдірілу келешегіне қатысты болса, онда компания жылдан жылға аумақты электрмен жабдықтау және энергиямен қамтамасыздандыру бойынша бірнеше бағдарламалар мен жоспарларды құрастырады.

1.2 Іле АЭТ тораптарының қолданыстағы сұлбаларының жағдайын талдау, жұмыс міндеттемелерінің қойылуы

Осы берілген ауданның географиялық сипаттамасы.

Алматы облысының орналасқан аумағы 224,0 тыс.км^2 құрайды. Қазақстан Республикасының облыстарының орналасқан аумағы бойынша орта деңгейдегілер санына жатқызылады.

Алматы облысы Қазақстан Республикасының оңтүстік-шығысында орналасқан және халқының орташа орналасу тығыздығы бойынша Оңтүстік Қазақстан және Солтүстік Қазақстан облыстарынан кейінгі үшінші орынға ие, республика бойынша 1 км^2 7 адамнан келеді.

Таулы аймақтар үшін далалық өсімдіктер сипатты, тауға көтерілген сайын жапырақты орман қылқан жапырақты орманға ауысады, олар кейін альпі жазығына кетеді. Фауна көптеген биологиялық түрлерінің көптігіне байланысты болады: 24 сүтқоректілер, 35 – құс, 4 балық түрі оларды ерекше қорғау және республиканың Қызыл кітабына енгізіледі. Алматы облысының аумағында Алматы қорығы және төрт ұлттық табиғи паркі орналасады.

Алматы облысы аграрлық бағыттағы аумаққа жатқызылады. Маңызды фактор ретінде Қазақстанның Алматы қаласының мәдени және қаржылық орталығы ретінде орнатылуы қарастырылады.

Природные условия Алматинской области включают 5 климатических зон - от пустынь до вечных снегов. Климаты шұғыл континенталды, қаңтар айының орташа температурасы жазықтықтарда -15^0 С, тау аймақта – $6\text{-}8^0$ С; шілде температурасы – +16 С және +24+25 С сәйкесінше. Жазықтықтардағы жауын-шашынның жылдық мөлшері – 300 мм дейін, ал тауастылары мен тауларда – 500-700-ден 1000 мм дейін жалғасады.

Климаттық ерекшеліктердің әртүрлілігі облыстың солтүстік аймағы жүйектер мен шағыл құмдардың жазығымен сипатталуымен, ал оңтүстік тау жоталарымен – тік белдеулердің сипаттық ауысуымен сипатталуымен байланысты болады.

Облыстың климаты үшін жетілдірілген температуралық өзгерістер сипатты, яғни, биіктікпен бірге температураның көтерілуі ашық бірқалыпты орындарға арналған. Орналасу жағдайларына байланысты аяз болмайтын уақыттың ұзақтығы өзгеруі мүмкін.

Облыс аумағы бойынша пайдалану ұзындығы облыс бойынша 1117 км құрайтын Алматы теміржолы өтеді. Облыстың көп бөлігі теміржол көлігінің жұмысына әрекеттелмеген, ол теміржол құрылысы үшін қажетті өндірістік қуаттың болмауымен сипатталады. Үлкен транспорттық торап Алматы қаласында, яғни аумақтың өнеркәсіптік өндірісінің орталығында орналасқан. Қатты жабынды жалпы қолданыстағы автомобиль жолдарының тығыздығы 1000 км^2-ге 41,7 км құрайды. Облыс бойынша Алматы - Ташкент, Алматы-Қарағанды, Алматы-Шелек-Нарынқол, Алматы-Омбы (Ресей), Алматы-Талдықорған-Семей, Алматы-Сарыөзек-Жаркент автомобиль жолдары жүріп өтеді. Облыстың автомобильдік жолының ұзындығы 10 108,7 км.

Қорек көзі мен тұтынушылардың сипаттамасы.

2014 жылы салалар бойынша 345,1 млрд. теңгелік өнім шығарылған, нақты көлем индексі 112,4% құрады. Өндіріс көлемі жыл сайын орташа мөлшерде 9%-ға артуда. Өнеркәсіптің негіздік саласы ретінде өңдеуші сала қарастырылады, ол өнеркәсіптік өндірістің жалпы көлемінің 81,2% құрайды. Облыс өнеркәсіптілігі ауыл шаруашылық өнімдерін өңдеу секторында жүзеге асырылады. Оның үлесі өнеркәсіптік өндірісте 58,5 % жетті. Облыс жүзім шарабы, үй құстарының еттері, темекі өнімдері, крахмал, сұлы уыт, қағаз бен гофрокартон қаптаулар, шыны ыдыстар мен электрлік аккумуляторларының республикалық тауарлық өндірісі бойынша басым жағдайға ие.

Алматы облысының қазіргі таңдағы өнеркәсіптілігі өндірістің әртүрлі саласына негізделеді: тау кен қазу, құрылыс материалдары, электр техникалық, жеңіл және тамақ өнеркәсібі салалары.

Облыс аумағында тамақ өнеркәсібінің шарап жасау саласы жақсы дамуда. Қазіргі таңда шарап, алкогольдік өнімдерді шығару бойынша әртүрлі аудандарда 6 өндіріс орны – «Винзавод Иссык», «Винзавод Казахстан», «Дионис», «Елес», «Амрита», «Азер» жұмыс істейді. Сүт өнімдерін

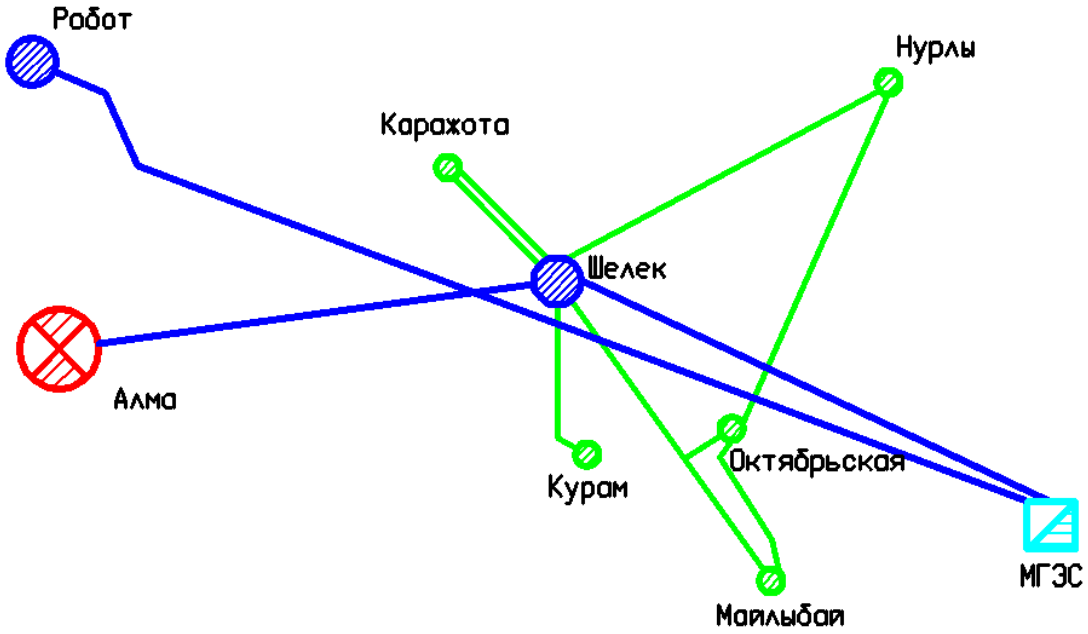
шығарумен үлкен көлемді кәсіпорындар «ФудМастер», «Іле сүт зауыты», «Ақсу» (ірімшік, балмұздақ) айналысады. «Ақсу-Шекер», «Алматы қанты» АҚ қант қызылшасын өңдеу ісімен айналысады. Ұн тарту өнеркәсібі мен ұн өнімдерінің кәсіпорындары жұмыс істейді. «Алкон нан», «Хамле компани», «Казах-ун», «Алтын бидай». Салалар бойынша «Талдықорған ТМҚ (жинақталған темірбетон), «Қайнар» кәсіпорнында (электрлік аккумуляторлар), «Азия-Электрик» (кабельдік-сымды өндірістер), «Талғар ЭЛМЗ» (құбырлар), «Қарғалы» (жүн маталары), «Галлахер Казахстан» (темекі өнімдері) өндіріледі. Бұдан басқа, облыс аумағында құрылыс өнімдерінің өндірілуі, теміржол шпалы, жиһаздар, гипстер, фарфор ыдыстар, пластмассадан жасалынған есік өндірісімен де айналысады.

Ауыл шаруашылығы бойынша облыс бойынша ірі қара мал басының саны, жылқы және құс саны бойынша, жүгері, қант қызылшасы, соя, темекі, картоп және көкөністерді өсіру бойынша, ет, жұмыртқа және жүн өндіру бойынша біріншілікте. Алматы облысы жемістер мен тұқымдарды өндіру бойынша ірі көлемді аумақ болып табылады. Қазіргі уақытта облыс бойынша 8 мың 241 сауда нысаны әрекет етеді. 2010 жыл бойынша пайдалануға 68 қоғамдық тамақтану орындары мен 7 қонақүй нысандары енгізілген. Тұрмыстық және сервистік қызметтер 3496 нысанмен ұсынылады. Облыс бойынша 470 туризм инфрақұрылымдық нысандары жұмыс істейді, оның ішінде 125 қонақүй, 96 қонақ және аңшылық үйлері, 37 демалыс үйлері мен санаторийлері, 191 демалыс базасы мен аймақтары, 14 сауықтыру лагерлері мен 7 басқа да нысандар жұмыс істейді.

Алматы облысы Қытай мен Орталық Азия республикалары арасындағы, Ресей және Қырғызстан мен Тәжікстан мемлекеттері арасындағы маңызды транспорттық дәліз болып табылады. Достық темір жол станциясы арқылы және Қорғас автомобильдік жолдары арқылы Қытайға және одан ары әлемнің басқа да мемлекеттеріне қазақстандық тауарлардың экспорты жүзеге асырылады. Қазіргі таңдағы транспорттық дәліздердің құрылуы облыс аумағында көптеген үлкен көлемді жобаларды жүзеге асыру есебінен жалғаса беретін болады. Жетіген-Қорғас, «Батыс Еуропа – Батыс Қытай» («Алматы-Қорғас» автомобильдік жолы) халықаралық транзиттік дәлізінің қайта құрылуы басталды. Жобаларды «Алматы-Қапшағай», «Үшарал-Достық», «Алматы-Өскемен», автомобиль жолдарын қайта құрумен, «БАКАД» құрылысы бойынша жүзеге асырылуы ұсынылуда.

1.3 Электр тораптарының қолданыстағы сұлбасын талдау және Есік АЭТ электр тұтыну көлемінің өсу қарқындылығы

Қазіргі уақытта Есік АЭТ қызмет көрсетілетін аймақтарда барлық елді мекендер орталықтандырылған электрмен жабдықтау жүйесімен қамтылған. Есік АЭТ қолданыстағы электр тораптарының сұлбасы 1.1 суретте келтірілген.



1.1 сурет – Есік АЭТ қолданыстағы электр тораптарының сұлбасы

Электр энергиясын тарату 220, 110, 35, 10, 6 және 0,4 кВ кернеулі электр тораптары бойынша жүзеге асырылады. Электр энергиясының өзіндік жеке көздері жоқ. Есік АЭТ тізімдемесінде 220 кВ желісі бойынша ЖЭО-3 қорек алу 220/110/10 кВ бір қосалқы станциясы; 110/35/10 кВ кернеулі бес қосалқы станциясы және 35/10 кВ 13 қосалқы станциясы орналасқан. Есік АЭТ қосалқы станциялардың басты электрлік жалғану сұлбалары 1.1 суретте келтірілген.

Осы аймақтың өнеркәсіптік ары қарайғы дамуының қарқындылығында, кіші және орта бизнесті дамыту және басқа да факторлар электрлік жүктемелер деңгейінің артуына алып келеді.

Жоғарыда аталғандарды ескерсек, 2015 және 2020 жылдарға арналған электр энергиясының қажеттілік деңгейі анықталды. Қарастырылатын электрлік түйіннің электр энергиясының тұтынылуы мен өндірілу болжамы 1.1 кестеде келтірілген.

1.1 кесте – 2015 жылға арналған және 2020 жылға дейінгі жетілдірілу жүктемелері

Қосалқы станциялар атаулары	2015 жыл., МВА	2017 жыл, МВА	2020 жыл., МВА
ҚС 68 И Шелек 220/110/35 кВ Алтай	25+j10	27 +j11,3	28,8+j12,6
ҚС 47И Қаражота 35/10 кВ Чигужи	0,8+j0,5	1,8+j2.1	1,9+j2.3
ҚС 43И Малыбай 35/10 кВ	3+j2.5	4+j3	5+j4,5
ҚС 42И Октябрь 35/10 кВ	3+j2.5	4+j3	5+j4,5
ҚС 45И Нурлы 35/10 кВ	0,7+j0,3	1,7+j2	1,9+j2.1
ҚС Жаңақұрылыс 35/10 кВ	0,7+j0,4	1+j1,6	1,2+j1,8

1.4 Қарастырылатын аймақтың 35 кВ кернеулі электр тораптары жетілдірілуінің негізгі бағыттарының беталысы

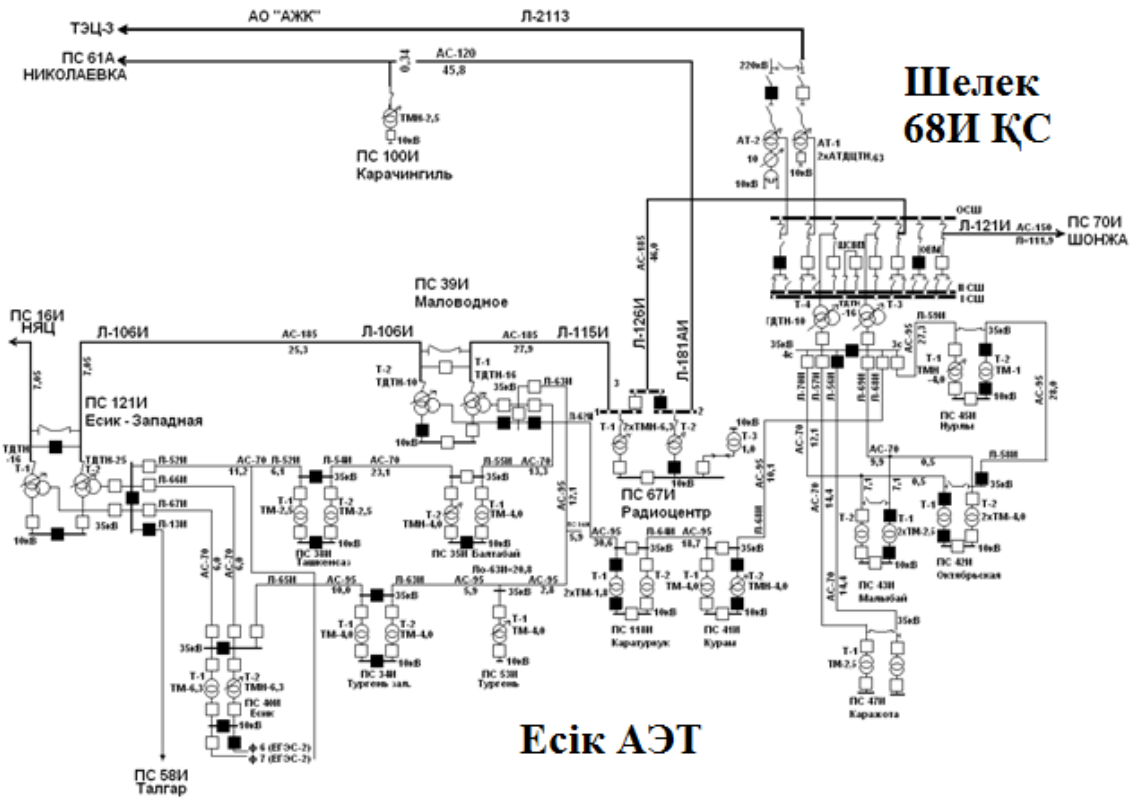
Жаңа тұтынушылардың пайда болуы және қолданыстағы тұтынушаларды (нысандарды) жетілдіру, электр энергиясының пайдаланылу аумағын кеңейту, сонымен қатар, жаңа және қолданыстағы тұтынушылардың электрмен жабдықталу сенімділігі мен сапасының талаптарын арттыру бейімделмеген электр тораптарының басым негіздердегі даму қажеттілігін анықтайды.

Электр тораптары қамтамасыздандыруы қажет:

- тораптардың біртекті істен шығуы мен апаттан кейінгі режимдеріндегі қосылған тұтынушылардың электрмен жабдықталу сенмділігінің нормативтік деңгейлері;
- жіберілетін электр энергиясының нормаланған сапасы;
- кернеуді сөндірмей-ақ, қызмет көрсетудің электрлік қауіпсіздігі және мүмкіндігі;
- жөндеу-пайдалану қызмет көрсетілуіне минималды шығындар;
- артып келе жатқан электр жүктемелері мен сатылы кешенді автоматтандырылуға бейімделу.

Электр тораптарының жетілдіруінің негізгі техникалық бағыттары «ҚР Бірыңғай энергетикалық жүйені дамыту бағдарламасына» сәйкес қабылданады, ол жерде қарастырылған:

110, 35, 10, 6, 0.38 кВ кернеулі қосарланған жүйелеріндегі электр тораптарының ары қарайғы дамуын жүзеге асыру;



1.2 сурет – Есік АЭТ бас электрлік қосылуларының сұлбасы

- шоғырландырылған тұтынушылар үшін 110/10 және 35/0,4 кВ кернеулі қосалқы станцияларын қолдану арқылы электр энергиясының тасымалдану сатыларының санын азайту үшін терең енгізулерді пайдалану;

- 10 кВ кернеулі тораптардың әрекет ету радиусын қысқарту мақсатында, 35 және 110 кВ жоғары кернеулі қосалқы станциялар, оның ішінде жүктемелік қосалқы станциялардың санын арттыру;

- кез келген тұтынушылардың қосымша қоректенуімен қамтамасызданды-рылу мүмкіндігі болуы үшін, 35 және 110 кВ кернеулі тораптарын құру;

- «35 кВ немесе 110 кВ екіжақты қорек көзі бар желісі» оған жеке немесе тармақтап қосылған реттік қосалқы станцияларының магистралды сұлбасының кеңінен қолданылуы;

- құрылыс, қайта құру және техникалық қайта жабдықталуы кезінде 110/35/10, 110/10 қосалқы станцияларын және тек қана жүктеме кезіндегі кернеуді автоматты реттеу құрылғысы бар 35/10 кВ кернеулі трансформаторын пайдалану;

- 35 кВ және 110 кВ кернеулі электр тораптарын толық көлемде байланыс құралдарымен және телемеханика құралдарымен жабдықтау; электр тораптық нысандардың өз уақытындағы алмастырылуы, олардың техникалық немесе экономикалық себептері бойынша толыққанды деп саналуына байланысты ары қарайғы пайдаланылуы;

- кабельдік желілерді құнды жерлері және күрделі ауа райына байланысты жағдайлары бар аудандардағы жауапты тұтынушыларды қоректендіру үшін кабельдік желілерді пайдалану;

- жауапты электр қабылдағыштарының қосымша қоректенуінің автономды көздерін пайдалану;

- жаңғыртылмалы электр энергиясы көздерін пайдалану;

- микропроцессорлық базада релелік қорғаныс құрылғыларын енгізу; реактивті қуат орнын толтырылуын электр энергиясының шығынын төмендету мақсатында тұтынушылар тораптарында статикалық конденсатор батареясын орнату арқылы жүзеге асыру.

1.5 Жұмыс міндеттемесі

Жүргізілген талдау бойынша осы аймақта пайдалы кен қазушы, құрылыс материалдары, электрлік-техникалық, жеңіл және тамақ өнеркәсібі сияқты өндіріс салалары оңтайлы түрде дамытылатындығын айтуға болады.

Облыста тамақ өнеркәсібінің шарап жасаушы саласы сәтті дайындалуда. Ауыл шаруашылығы, кіші кәсіпкерлік, фермерлік шаруашылық, ауыл шаруашылықтық кәсіпорындары және халықтық шаруашылық дамып келеді. Жүктемелердің өсу қозғалысы туралы мәліметтер жоғарыда 1.1 кестеде келтірілген.

Жаңа тұтынушылар және қолданыстағы тқтынушылар мен нысандарды жетілдіру, электр энергиясын пайдалану аумағын кеңейту мен әрине жаңа және қолданыстағы тұтынушылардың электрмен жабдықталу сенімділігі мен сапасының талаптарын арттыру бейімделмеген электр тораптарының даму қажеттілігін анықтайды.

Электр энергиясын тұтынудың артуы мен осы аумақтағы жүктемелердің артуының болжануына байланысты дипломдық жұмыста 35 кВ электр тораптарын жетілдіру және «Жаңақұрылыс» қосалқы станциясының құрылысының жобасын енгізу ұсынылады.

Электр тораптарының жетілдірілуін орындау үшін және «Жаңақұрылыс» 35/10 кВ қосалқы станциясының құрылысы үшін жұмыста орындау керек:

- Есік АЭТ қолданыстағы тораптарының талдауын жүргізу;

- 35 кВ торап жетілдірілуі баптауларының екі мүмкін болатын нұсқасын белгілеу;

- 35 кв желі үшін сымдар маркасы мен қимасын таңдау және есептеу және «Жаңақұрылыс» қосалқы станциясы үшін трансформатор таңдау.

- торап жетілдірілуінің белгіленген нұсқалары үшін электрлік есептеулер жүргізу;

- техникалық-экономикалық негіздеме жүргізу және «Жаңақұрылыс» қосалқы станциясын қосуға арналған ең тиімді, қолайлы нұсқаны таңдау;

- тораптың таңдалған нұсқасы үшін жұмыс режимдерінің талдауын жүргізу;

- қысқа тұйықталу токтарын есептеу және берілген типтегі қосалқы станцияның жабдықтарына арналған қазіргі талаптарды ескеріп, қосалқы станциялардың қондырғыларына таңдау жүргізу.

2 Электр торабы сұлбаларының нұсқаларын алдын ала есептеу

2.1 Электр торабының кескіндемесін құру және таңдау

Электр жалғанымдарының басты сұлбаларына келесі талаптар ұсынылады:

- сұлба жүктеме санатттарына сәйкес, тәуелсіз қосымша қорек көздерінің болуы немесе болмауын ескеріп, бір біріне қосылған тұтынушылардың қалыпты, жөндеу және апаттан кейінгі режимдерде сенімді қоректенуімен қамтамасыздандыруы керек;

- сұлба қарастырылатын торап бөлігінің мәндеріне сәйкес келетін, қалыпты, жөндеу және апаттан кейінгі режимдеріндегі қосалқы станция арқылы қуат тасымалдау сенімділігімен қамтамасыздандыруы керек;

- сұлба мүмкіндігінше қарапайым, көрнекті, үнемді болу керек және қызметкердің қатысуынсыз апаттан кейінгі жағдайда тұтынушылардың қорек көзін қалпына келтіруші автоматика құралдарымен жабдықтауы керек;

- сұлба қайта құру және тұтынушаларды қоректендіруде үзілістер бойынша ауыр жұмыстарсыз, бір сатыдан екінші сатыға ауыстырылатын, ТҚ сатылық дамуын іске асыруы керек;

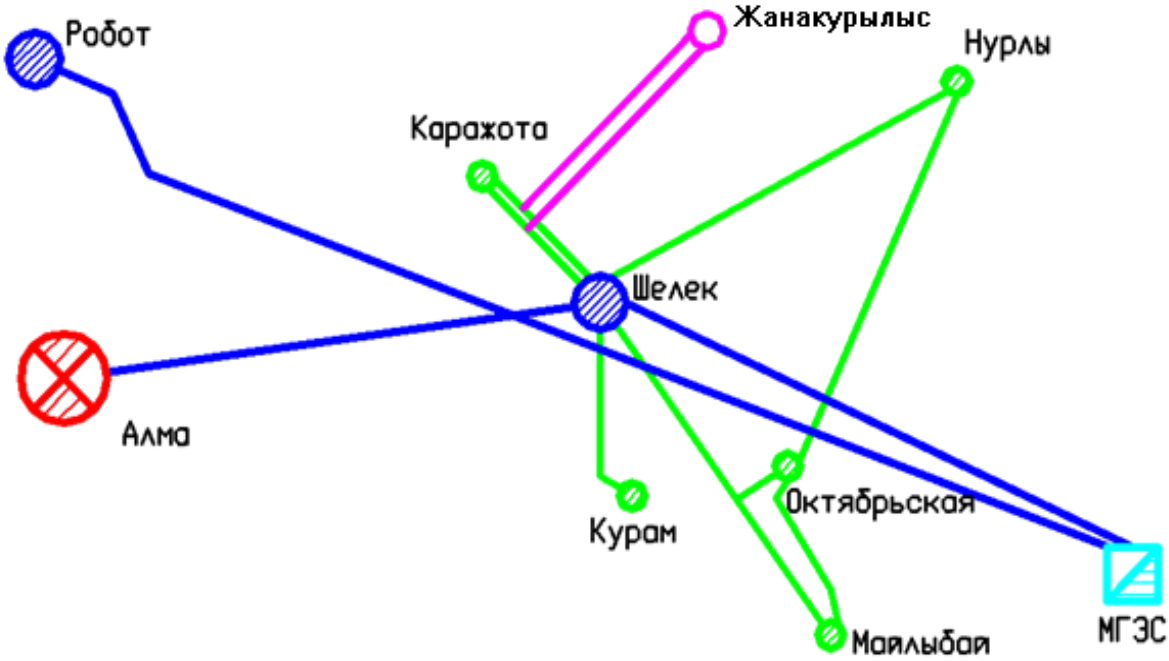
- бір ТҚ біруақытта істен шыққан ажыратқыштарының саны, желі ақаулықтарында екіден көп емес және трансформатор ақаулықтарында төрттен көп емес болуы керек.

Ауалық жаңа ЭБЖ құру үшін тораптың екі нұсқасын таңдаймыз. Торапты күшейту нұсқасын жаңа желінің ұзындығының тұтастығы мен азаю шарттары бойынша таңдаймыз.

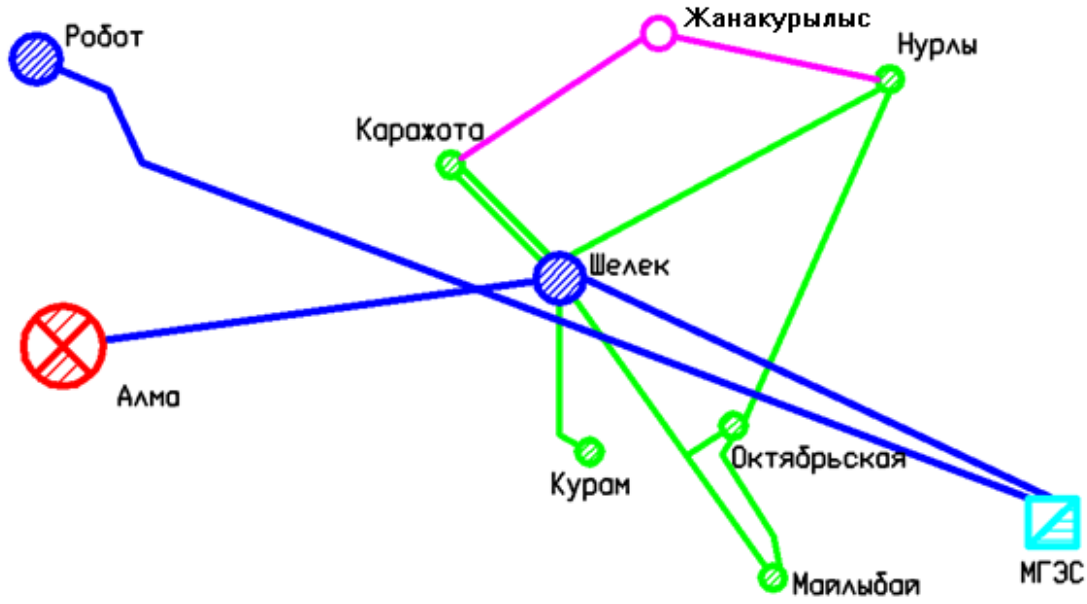
Торапты күшейтудің бірінші нұсқасында 35 кВ ұзындығы 12,5 км болатын, 47И Каражота қосалқы станциясынан дәнекерлеу арқылы 35/10 кВ «Новая» ҚС біріктіретін желісін құру ұсынылады. Бірінші нұсқадағы электр торабының сұлбасы 2.1 суретте келтірілген.

Торапты дамыту сұлбасының екінші нұсқасы қайта құрылатын қосалқы станциясы бір жағынан 35 кВ желі ұзындығымен 47И Каражота қосалқы станциясынан және 35 кВ желі ұзындығымен 45И Нурлы қосалқы станциясынан қорек көзін алады.

Ұсынылған нұсқалық-сұлбалар тиімді нұсқаны анықтау мақсатында техникалық-экономикалық көрсеткіштер бойынша сәйкестендіріледі. Сондай-ақ айта кететініміз, тұтынушы пункттері мен қорек көзімен байланыстарының құрылымы, яғни торап кескіндемесі тораптың жеке бөліктерінің номиналды кернеу шамасымен өзара тығыз байланыста болуы керек. Торапты күшейту сұлбалары минималды шығындар кезінде электрмен жабдықталатын тұтынушылардың сенімділігімен қамтамасыздандыру шарттары бойынша таңдалды.



2.1 сурет – Есік АЭТ электр тораптары дамуының бірінші нұсқасы



2.2 сурет – Есік АЭТ электр тораптары дамуының екінші нұсқасы

2.2 Даму сұлбаларының бірінші нұсқасы үшін торап параметрлерін анықтау

Жоғарыда айтылғандай, бірінші нұсқада «Новая» қосалқы станциясы қоректі 35 кВ 47 И Каражота ҚС алады. Есік АЭТ барлық 35 кВ желілері АС-70/11 маркалы сыммен орындалған. 35 кВ Каражота-Новая АЖ орындау үшін сым маркасы мен қимасын таңдаймыз.

Желінің активті кедергісі (Ом) келесідей анықталады:

$$R = r_0 \cdot L, \quad (2.1)$$

мұндағы L – желі ұзындығы, км;

r_0 – меншікті активті кедергі, Ом/км.

Реактивті кедергі (Ом) анықталады:

$$X = x_0 \cdot L, \quad (2.2)$$

мұндағы x_0 – меншікті реактивті кедергі, Ом/км.

Барлық r_0, x_0 меншікті шамалары сым маркасына байланысты анықтама бойынша анықталады. 2.1 кестеде берілген торап бөлігінің электр беру желісі сымдарының анықтамалық мәндері келтірілген.

2.1 кесте – Электр беру желілерінің параметрлері

Атауы	Бөлік номері	Ұзындығы, км	Сым маркасы	r_0, Ом	x_0, Ом
68И Шелек ҚС - 47И Каржота ҚС	1-2	14,4	АС–70/11	0,428	0,432
47И Каражота ҚС - «Жанакурылыс» ҚС	2-3	12,5	АС–70/11	0,428	0,432

(2.1) формуласы бойынша Шелек ҚС – Каражота ҚС, 1-2 бөліктері үшін желінің активті кедергісін есептейміз:

$$R_{1\text{-}2} = r_0 \cdot L_{1\text{-}2} = 0{,}428 \cdot 14{,}4 = 6{,}16 \text{ Ом/км}.$$

Каражота-Жаңақұрылыс, 2 – 3 бөлігі үшін:

$$R_{2\text{-}3} = r_0 \cdot L_{2\text{-}3} = 0{,}428 \cdot 12{,}5 = 5{,}35 \text{ Ом/км}.$$

Одан кейін, Шелек-Каражота, 1-2 бөлігі үшін, (2.2) формуласымен реактивті кедергіні анықтаймыз:

$$X_{1\text{-}2} = x_0 \cdot L_{1\text{-}2} = 0{,}432 \cdot 14{,}4 = 6{,}22 \text{ Ом/км}.$$

Каражота-Жаңақұрылыс, 2 – 3 бөлігі үшін:

$$X_{2\text{-}3} = r_0 \cdot L_{2\text{-}3} = 0{,}432 \cdot 12{,}5 = 5{,}4 \text{ Ом/км}.$$

Есептік және анықтамалық мәндерді 2.2 кестеге енгіземіз.

2.2 кесте – Торап бөліктерінің орынбасу сұлбасы

Торап бөлігі	Сым маркасы	Желі ұзындығы, L, км	Меншікті параметрлер, r_o+jx_o, Ом/км	R-jX параметрлері, Ом
1-2	АС-70	14,4	0,428+j0,432	6,16+ j6,22
2-3	АС-70	12,5	0,428+j0,432	5,35+j10,47

Қолданыстағы режимнің нақты есептеулерін орындау үшін, жүктеме тармақтарындағы трансформатордың есептік мәндерін білу керек.

«Жаңақұрылыс» қосалқы станциясы үшін трансформаторларға таңдау жүргіземіз.

Барлық санаттағы қосалқы станцияларды жобалау тәжірибесінде, ережеге сай екі трансформатор орнату қарастырылады.

Екі трансформаторды (автотрансформатор) орнату кезінде, екінші реттік кернеу желісі бойынша қорды сақтау мүмкіндігі болмаса, әрбір трансформатордың (автотрансформатордың) қуаты келесі формуламен анықталады:

Екі трансформаторды (автотрансформатор) орнату кезінде, жоғарғы және төменгі кернеу желілері бойынша қорды сақтау мүмкіндігі болмаса, олардың әрқайсысының қуаты трансформатор жүктемесінің қалыпты режимдегі қосалқы станцияның қосынды максималды жүктемесінен 70% артық еместігін ескеріп таңдалынады, және бір трансформатордың істен шығуы кезінде, рұқсат етілген асқын жүктемесі 40% дейін болатындығын ескеріп, тұтынушылар жүктемесінің орнын толтыру шартымен таңдалынады. ЭЖОЕ сәйкес, трансформаторлардың апатты режимдерінде, жүктеме максимумы 5 тәулікте 6 сағаттан көп болмайтын уақыттағы асқын жүктемеге 140% дейін рұқсат етіледі.

Осы себептен, трансформатордың қажетті қуаты келесі формула бойынша таңдалады:

$$S_T = \frac{S_{нагр}}{1,4}. \qquad (2.3)$$

Трансформатордың қажетті қуатын анықтағаннан кейін, ең үлкен номинал қуатты трансформатор таңдалынады және оның жүктеме коэффициенті келесі формуламен тексеріледі:

$$K_з = \frac{S_{нагр}}{n \cdot S_{ном}} = 0,6 - 0,8, \qquad (2.4)$$

мұндағы n – трансформатор саны.

Трансформатордың қажетті қуаты келесі формула бойынша есептеледі (2.3):

$$S_{Тр} = \frac{5,3}{1,4} = 3,79 \text{ МВА}.$$

2хТМН – 4000/35У1 типті үлкен номиналды қуатты, стандартты трансформаторын таңдаймыз және оның жүктеме коэффициенті формула бойынша тексеріледі (2.4):

$$K_{з.6300} = \frac{1,86}{2 \cdot 2,5} = 0,37;$$

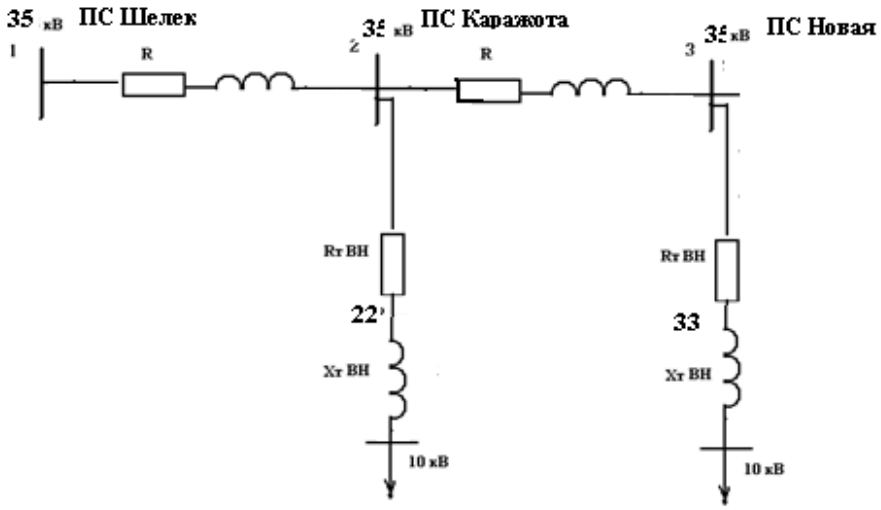
$$K_з = \frac{3,79}{2 \cdot 4} = 0,5.$$

Трансформаторлар жүктемелі орнатылған реттеумен қолданылады (РПН). Трансформатор параметрлері 2.3 кестеде келтірілген.

2.3 кесте – Трансформатор параметрлері

N тармақ, ҚС атауы	Трансформатор маркасы және саны	$U_х$, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом	$\Delta Q_х$, кВар
2, ҚС 47И Каражота	2×ТМН–2500/35/10	6,5	23,5;26	5,1	4,6	31,9	27,5
3, ҚС Жаңақұрылыс	2×ТМН–4000/35/10	7,5	33,5	6,7	2,6	23	40

Қарастырылатын Шелек–Каражота-Новая ҚС торап бөлігінің электр беру желілері және осы қосалқы станцияларда орнатылған трансформатор құрамына кіретін есептік орын басу сұлбасын құрамыз (2.3 сурет).

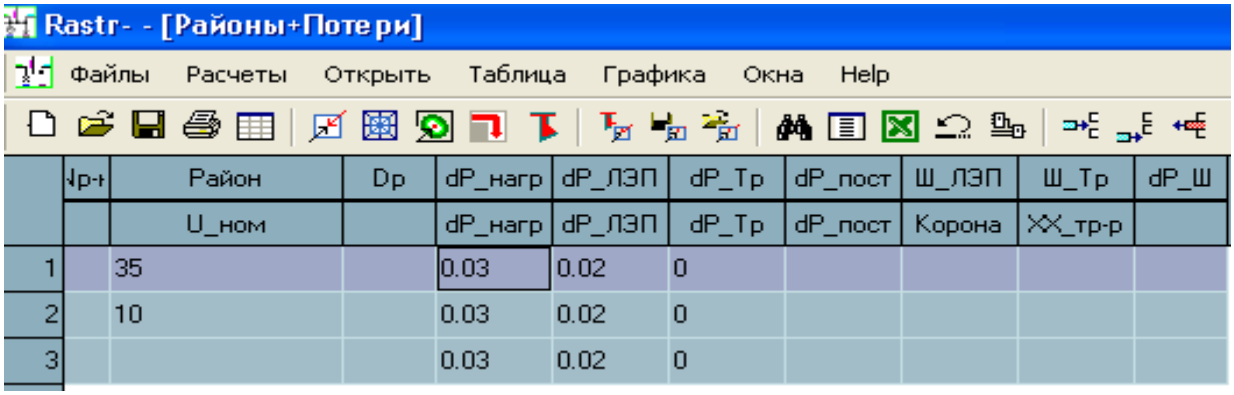


2.3 сурет – Берілген торап бөлігінің орын басу сұлбасы

«RASTR» бағдарламасы электр энергетикалық жүйелердің (ЭЭЖ) орнатылған режимдерінің есептеулерін жүргізуге арналған. Бағдарлама ЭЭЖ орнатылған режимдерін есептеуге, түйіндерінің жалпы саны N∑ -ден 20 дейін болатын, оның ішінде Nг -ден 10 дейінгі түйіндер де бар (теңестіруші түйін), тармақтар саны Nв-ден 30 дейін, трансформаторлық тармақтарды қосып алғандағы орын басу сұлбаларын есептеуге мүмкіндік береді. RASTR бағдарламалар кешені ДЭЕМ IBM PC және соған сәйкес электр жүйелерінің орнатылған режимдерін есептеуге және талдауға арналған. RASTR режимнің баламалылық және күрделенуінің есептерін жүргізеді, экрандық енгізу мүмкіндігімен және бастапқы мәндерді түзеу мүмкіндігімен қамтамасыздандырады, сұлба түйіндері мен тармақтарының тез ажыратылуымен қамтамасыздандырады, тораптың аудандастыру мүмкіндігіне ие, сұлбаның және оның жеке бөліктерінің кез келген есептік және бастапқы мәліметтерімен бірге сызбалық көрсетілуі қарастырылған. Есептеулер нәтижесі А қосымшасында келтірілген.

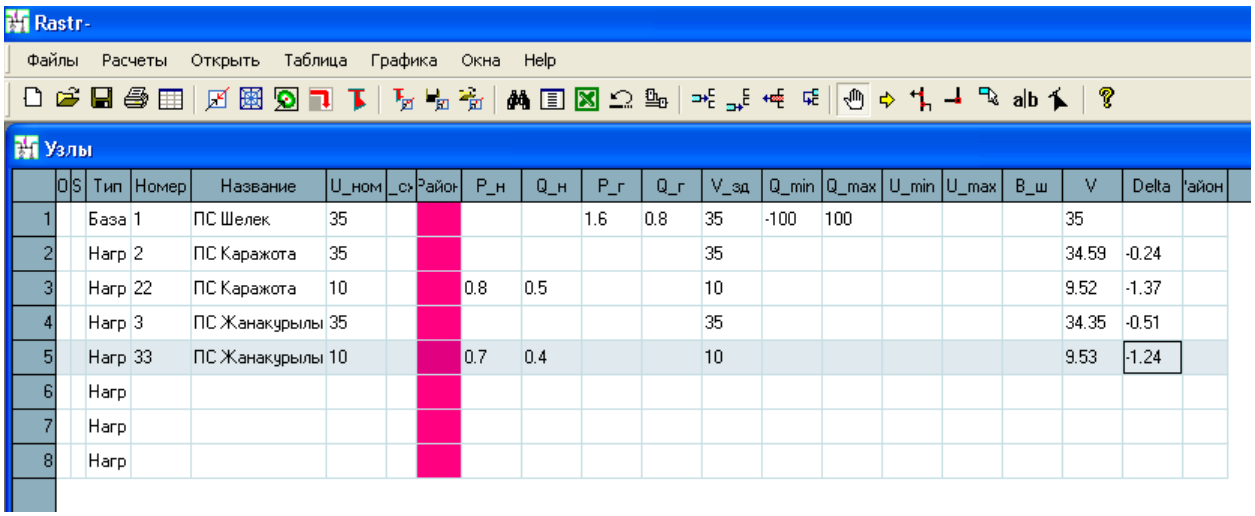
ЭЭЖ орнатылған режимдерін есептеу нәтижесінде «RASTR» бағдарламасы анықтайды: ЭЭЖ түйіндеріндегі кернеу модульдері мен фазалары, генераторлардың әрбір түйіндегі активті және реактивті қуаты және жүктемелері, ЭЭЖ орын басу сұлбасының әрбір тармағының шықпасында (желілер мен трансформаторлар) қуат және ток шығындары, активті қуаттың қосынды шығындары.

Тораптың есептеу үшін жүктеме қуаттары және қорек көзінің шиналарындағы кернеу ескерілді. Алынған мәндердің нәтижелері 2.4 – 2.8 суреттерде келтірілген.



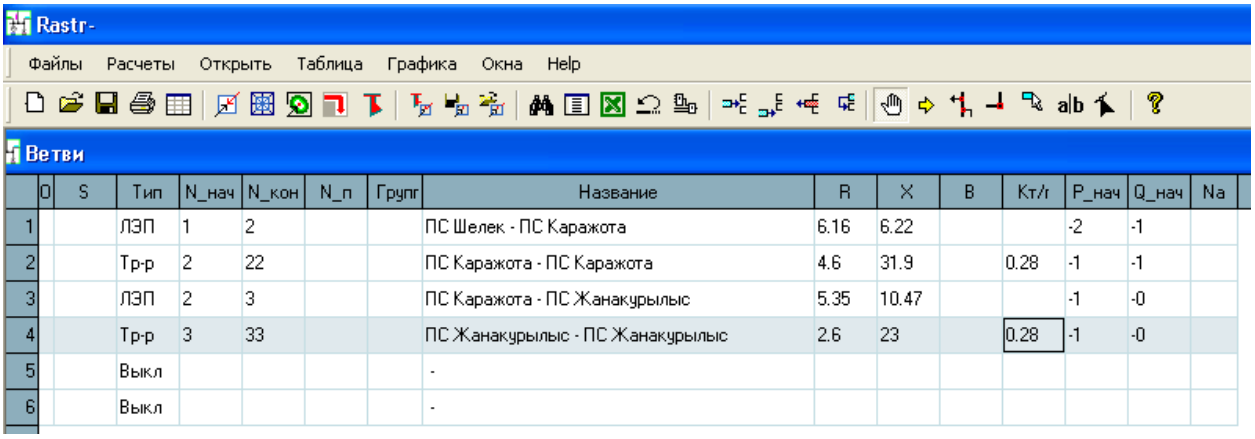
	Np+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1		35		0.03	0.02	0				
2		10		0.03	0.02	0				
3				0.03	0.02	0				

2.4 сурет – Электр торабындағы шығындар



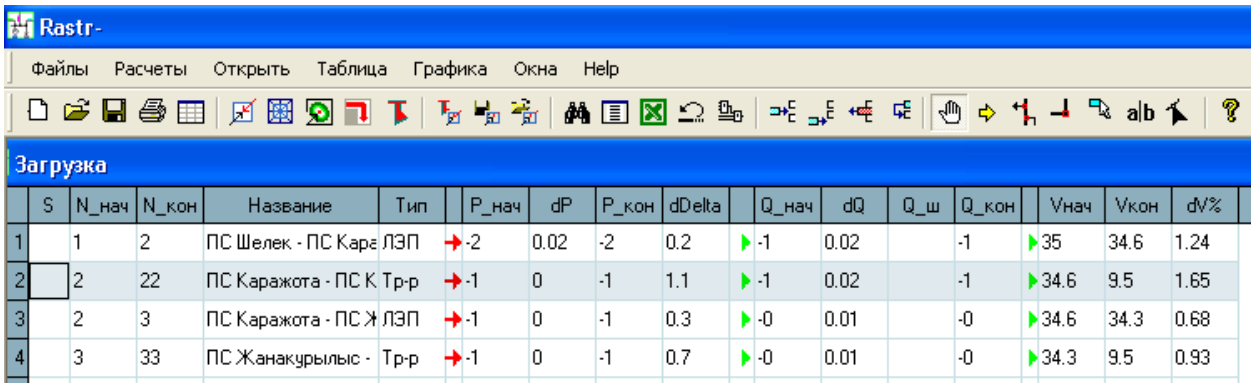
	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1			База	1	ПС Шелек	35					1.6	0.8	35	-100	100				35		
2			Нагр	2	ПС Каражота	35							35						34.59	-0.24	
3			Нагр	22	ПС Каражота	10			0.8	0.5			10						9.52	-1.37	
4			Нагр	3	ПС Жанакурылы	35							35						34.35	-0.51	
5			Нагр	33	ПС Жанакурылы	10			0.7	0.4			10						9.53	-1.24	
6			Нагр																		
7			Нагр																		
8			Нагр																		

2.5 сурет – «Түйіндердің» алынған есептік мәндері



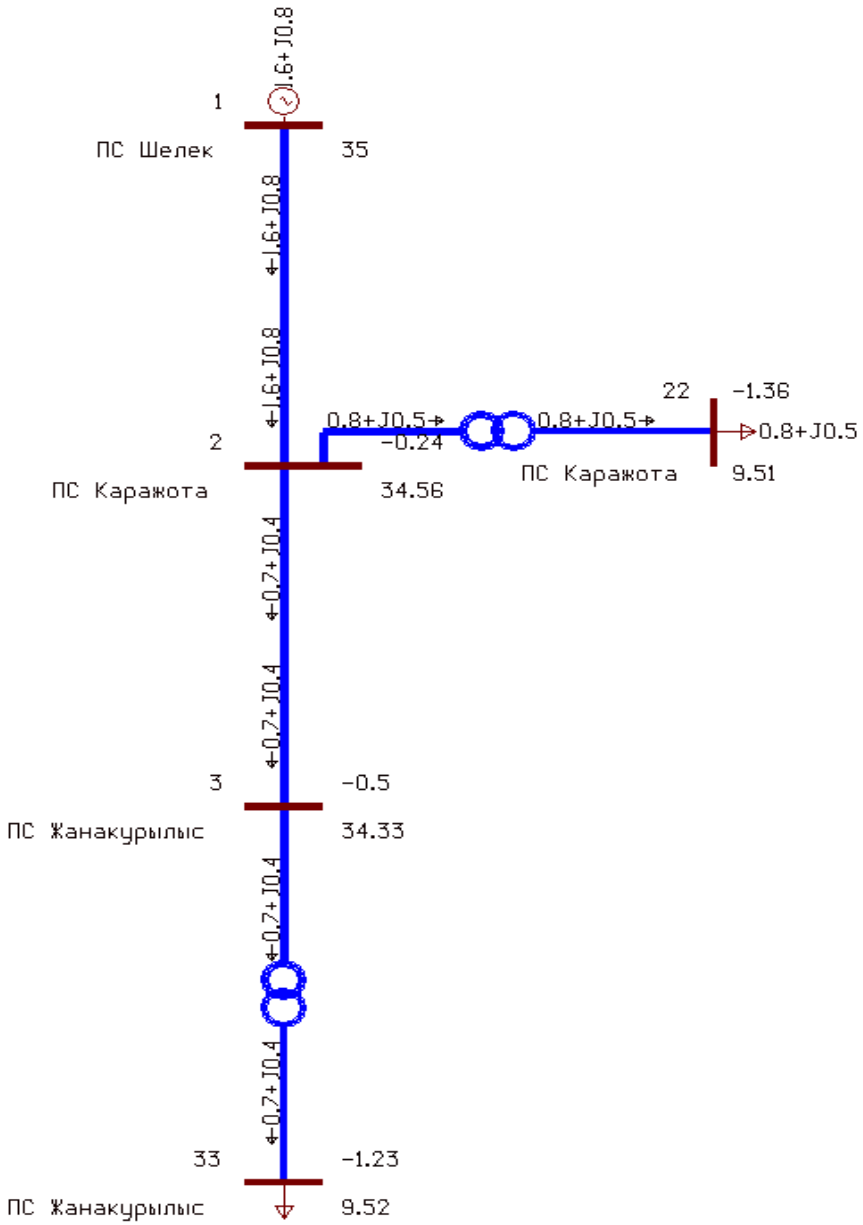
	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	Групп	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			ПС Шелек - ПС Каражота	6.16	6.22			-2	-1	
2			Тр-р	2	22			ПС Каражота - ПС Каражота	4.6	31.9		0.28	-1	-1	
3			ЛЭП	2	3			ПС Каражота - ПС Жанакурылыс	5.35	10.47			-1	-0	
4			Тр-р	3	33			ПС Жанакурылыс - ПС Жанакурылыс	2.6	23		0.28	-1	-0	
5			Выкл					-							
6			Выкл					-							

2.6 сурет – «Тармақтардың» алынған есептік мәндері



	S	N_нач	N_кон	Название	Тип	P_нач	dP	P_кон	dDelta	Q_нач	dQ	Q_ш	Q_кон	Vнач	Vкон	dV%
1		1	2	ПС Шелек - ПС Кара	ЛЭП	-2	0.02	-2	0.2	-1	0.02		-1	35	34.6	1.24
2		2	22	ПС Каражота - ПС К	Тр-р	-1	0	-1	1.1	-1	0.02		-1	34.6	9.5	1.65
3		2	3	ПС Каражота - ПС Ж	ЛЭП	-1	0	-1	0.3	-0	0.01		-0	34.6	34.3	0.68
4		3	33	ПС Жанакурылыс -	Тр-р	-1	0	-1	0.7	-0	0.01		-0	34.3	9.5	0.93

2.7 сурет – Электр торабы элементтерін жүктеу



2.8 сурет – Электр торабы дамуының бірінші нұсқасының орын басу сұлбасы

2.3 Сұлбаның екінші нұсқасы үшін торап параметрлерін есептеу

Екінші қарастырылатын элетрлік тораптың кескіндеме нұсқасында «Жаңақұрылыс» қосалқы станциясы қоректі 35 кВ 47 И Каражота ҚС және 45 И Нурлы ҚС желілерінен алатын болады.

Есептеуді жоғарыда келтірілген әдістеме бойынша жүргіземіз.

2.4 кестеде берілген торап бөлігінің электр беру желісі сымдарының анықтамалық мәндері келтірілген.

2.4 кесте – Электр беру желілерінің параметрлері

Атауы	Бөлік номері	Ұзындығы, км	Сым маркасы	r_0, Ом	x_0, Ом
ҚС 68И Шелек-ҚС 47И Каржота	1-2	14,4	АС–70/11	0,428	0,432
ҚС 47И Каражота- ҚС «Жаңақұрылыс»	2-3	12,5	АС–70/11	0,428	0,432
ҚС «Жаңақұрылыс» - ҚС 45И Нурлы	3-4	18	АС–70/11	0,428	0,432
ҚС 45 И Нурлы- ҚС 68И Шелек	4-5	27,5	АС–70/11	0,428	0,432

(2.1), (2.2) және (2.3) формулалары бойынша активті, реактивті кедергілерді және желінің өткізгіштігін есептейміз. Есептерді 2.5 кестеге енгіземіз.

2.5 кесте – Торап бөліктерінің орын басу сұлбасының параметрлері

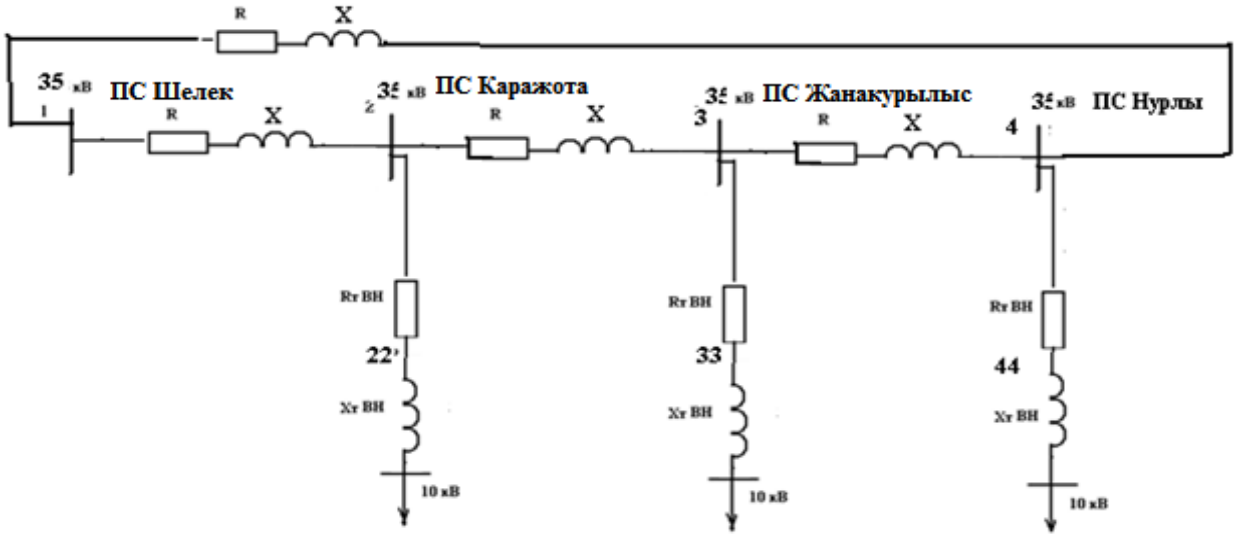
Торап бөлігі	Сым маркасы	Желі ұзындығы, L, км	Меншікті параметрлер, r_o+jx_o, Ом/км	R-jX параметрлері, Ом
1-2	АС-70	14,4	0,428+j0,432	6,16+ j6,22
2-3	АС-70	12,5	0,428+j0,432	5,35+j10,47
3-4	АС-70	18	0,428+j0,432	7,71+ j7,78
4-1	АС-70	27,5	0,428+j0,432	11,77+j11,88

2.6 кестеде қосалқы станцияларда орнатылған трансформаторлардың мәндері келтірілген.

2.6 кесте – Трансформаторлардың каталогтық мәліметтері

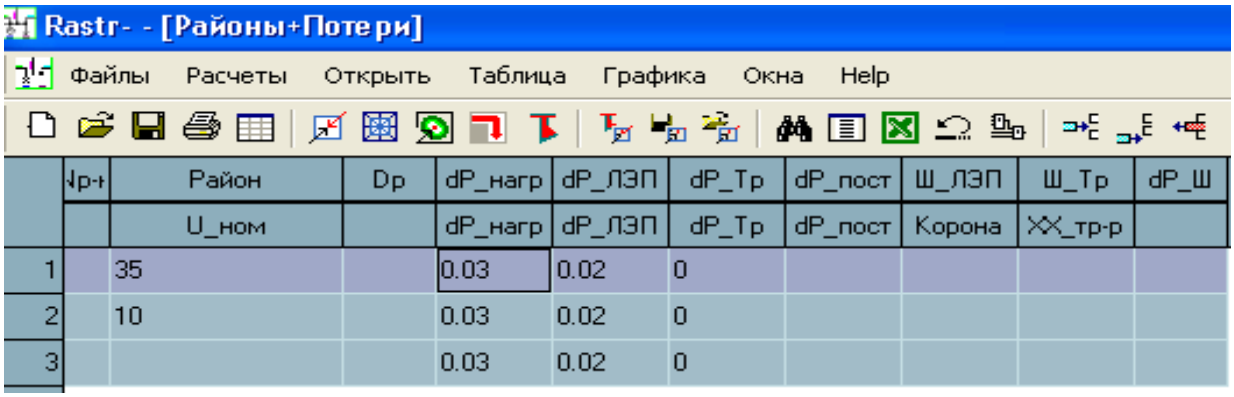
N тармақ, ҚС атауы	Трансформатор маркасы және саны	U_x, %	$\Delta P_к$, кВт	ΔP_x, кВт	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом	ΔQ_x, кВар
2, ҚС 47И Каражота	2×ТМН–2500/35/10	6,5	23,5;26	5,1	4,6	31,9	27,5
3, ҚС Жаңақұрылыс	2×ТМН–4000/35/10	7,5	33,5	6,7	2,6	23	40
4, ҚС 45И Нурлы	2×ТМН–4000/35/10	7,5	33,5	6,7	2,6	23	40

Тораптың қарастырлатын бөліктерінің құрамына ПС Шелек–ПС Каражота-ПС Новая-ПС Нурлы-ПС Шелек электр беру желілері кіретін есептік орын басу сұлбасын құрамыз (2.7 сурет).



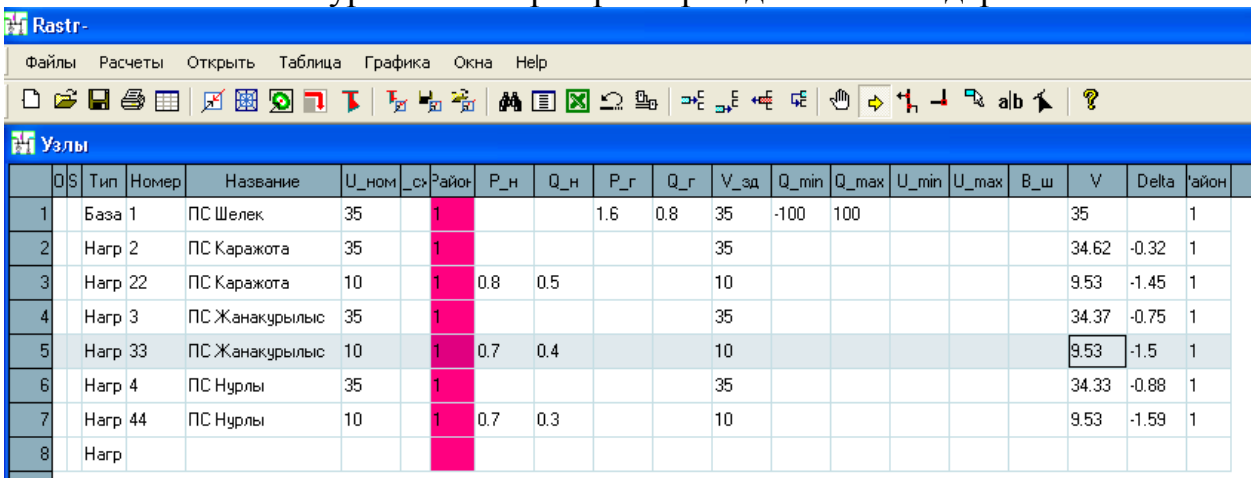
2.8 сурет – Берілген торап бөлігінің орын басу сұлбасы

Тораптың электрлік есептеуін сондай-ақ, RASTR бағдарламасының көмегімен жүргіземіз. Есептеу нәтижелері 2.9 – 2.13 суреттерінде келтірілген.



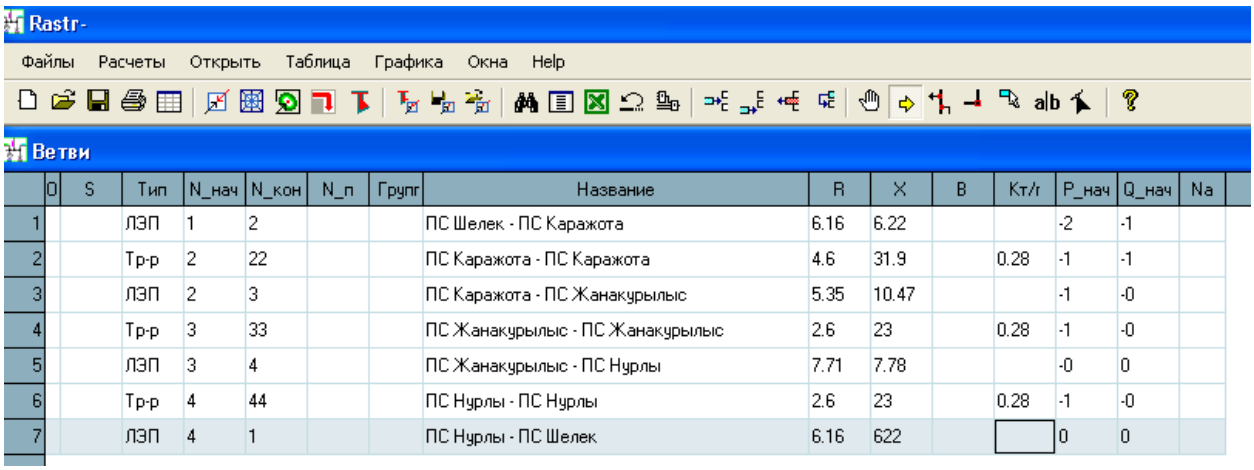
	Np+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1		35		0.03	0.02	0				
2		10		0.03	0.02	0				
3				0.03	0.02	0				

2.9 сурет – Электр тораптарындағы шығындар



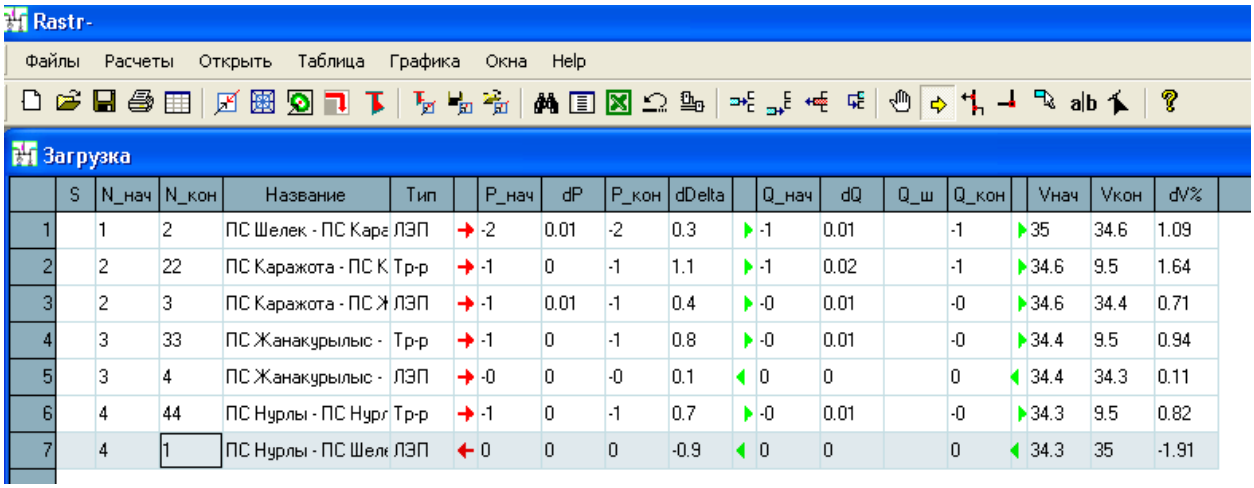
	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_cx	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1			База	1	ПС Шелек	35		1			1.6	0.8	35	-100	100				35		1
2			Нагр	2	ПС Каражота	35		1					35						34.62	-0.32	1
3			Нагр	22	ПС Каражота	10		1	0.8	0.5			10						9.53	-1.45	1
4			Нагр	3	ПС Жанакурылыс	35		1					35						34.37	-0.75	1
5			Нагр	33	ПС Жанакурылыс	10		1	0.7	0.4			10						9.53	-1.5	1
6			Нагр	4	ПС Нурлы	35		1					35						34.33	-0.88	1
7			Нагр	44	ПС Нурлы	10		1	0.7	0.3			10						9.53	-1.59	1
8			Нагр																		

2.10 сурет – «Түйіндердің» алынған есептік мәндері



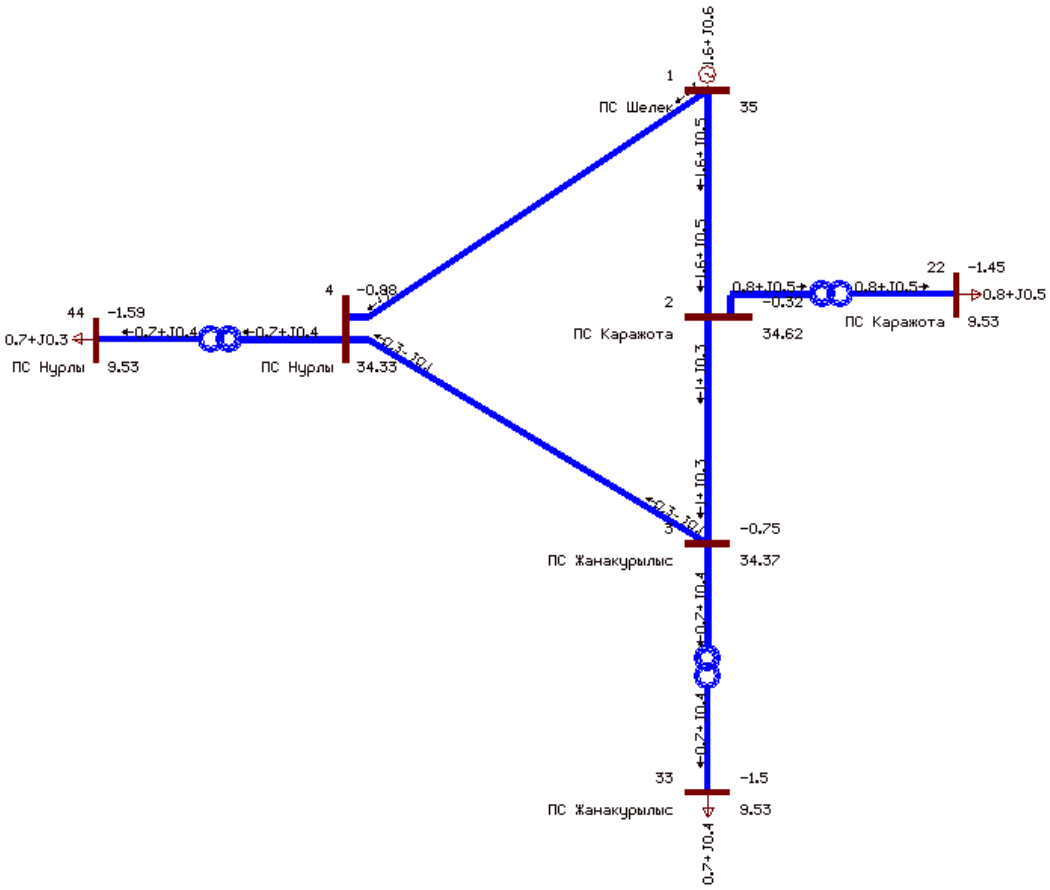
	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	Групг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			ПС Шелек - ПС Каражота	6.16	6.22			-2	-1	
2			Тр-р	2	22			ПС Каражота - ПС Каражота	4.6	31.9		0.28	-1	-1	
3			ЛЭП	2	3			ПС Каражота - ПС Жанакурылыс	5.35	10.47			-1	-0	
4			Тр-р	3	33			ПС Жанакурылыс - ПС Жанакурылыс	2.6	23		0.28	-1	-0	
5			ЛЭП	3	4			ПС Жанакурылыс - ПС Нурлы	7.71	7.78			-0	0	
6			Тр-р	4	44			ПС Нурлы - ПС Нурлы	2.6	23		0.28	-1	-0	
7			ЛЭП	4	1			ПС Нурлы - ПС Шелек	6.16	622			0	0	

2.11 сурет – «Тармақтардың» алынған есептік мәндері



	S	N_нач	N_кон	Название	Тип		P_нач	dP	P_кон	dDelta		Q_нач	dQ	Q_ш	Q_кон		Vнач	Vкон	dV%
1		1	2	ПС Шелек - ПС Кара	ЛЭП	→	-2	0.01	-2	0.3	▸	-1	0.01		-1	▸	35	34.6	1.09
2		2	22	ПС Каражота - ПС К	Тр-р	→	-1	0	-1	1.1	▸	-1	0.02		-1	▸	34.6	9.5	1.64
3		2	3	ПС Каражота - ПС Ж	ЛЭП	→	-1	0.01	-1	0.4	▸	-0	0.01		-0	▸	34.6	34.4	0.71
4		3	33	ПС Жанакурылыс -	Тр-р	→	-1	0	-1	0.8	▸	-0	0.01		-0	▸	34.4	9.5	0.94
5		3	4	ПС Жанакурылыс -	ЛЭП	→	-0	0	-0	0.1	◂	0	0		0	◂	34.4	34.3	0.11
6		4	44	ПС Нурлы - ПС Нурл	Тр-р	→	-1	0	-1	0.7	▸	-0	0.01		-0	▸	34.3	9.5	0.82
7		4	1	ПС Нурлы - ПС Шелк	ЛЭП	←	0	0	0	-0.9	◂	0	0		0	◂	34.3	35	-1.91

2.12 сурет – Электр тораптарының элементтерінің жүктелуі



2.13 сурет – Электр торабы дамуының екінші нұсқасының орын басу сұлбасы

2.4 Электр тораптарының сұлбаларының нұсқаларын техника-экономикалық салыстыру

Техника-экономикалық салыстырулар кезінде тек рұқсат етілген нұсқалардың техникалық талаптары бойынша салыстырылады. Бұл нұсқа, қолжетімді баға мен сенімділіктің берілген кезеңі кезінде электр энергиясын тұтынушының алуы.

Сұлба нұсқаларының салыстырылуы күрделі қаржы жұмсаудың экономикалық тиімділігінің есебін салыстыру жолымен жүзеге асырылады. Экономикалық критерий минималды келтірілген шығындардың ең тиімді нұсқасымен анықталады. Электр тораптарының сұлбасы номиналды кернеулерді, айналу деңгейлерінің санын, төмендеткіш қосалқы станциялардың электрлік байланыс сұлбалары мен қосалқы станцияның байланысу сұлбасының жолын қолданумен анықталады. Желі дамуының салыстырмалы нұсқасы жүктеменің қуаты, тұтынудың берілген режімі кезінде тұтынушылар бойынша электр энергиясының бірдей тиімді жұмсалымдарды қамтамасыз етуі қажет.

Электр торабының номиналды кернеуін таңдау тікелей оның технико-экономикалық көрсеткіштеріне және техникалық сипаттамаларына әсер етеді.

Сонымен номиналды кернеуді жоғарылату кезінде қуаттың және электр энергиясының шығындары төмендейді, пайдаланылатын шығындар төмендейді, сымдардың қимасы және желіні орнататын металлдардың шығыны кішірейеді, желі бойынша берілетін, шекті қысым өседі, тораптың болашақты дамуы жеңілдетіледі, бірақ торапты орнатудағы күрделі қаржы жұмсаулар жоғарылайды. Төмен номиналды кернеудің торабы, керісінше, күрделі қаржының аз жұмсалуын қажет етеді, бірақ электр энергияның және қуаттың шығынының өсуінен үлкен пайдаланатын шығындарға алып келеді, соған қоса, төменгі өткізгіштік қасиетіне ие болады. Осыған байланысты оны жобалау кезінде тораптың номиналды кернеуін таңдаудың мүмкіндігі анық болады.

Эономикалық мақсатты түрде номиналды кернеу мына факторлардың қатарына тәуелді: жүктеменің қуаты, қорек көзінен алыстату, электр торабының таңдалынған кескіндемесінен, олардың бір біріне қатысты орналасуы, кернеуді реттеудің амалынан тәуелді.

Сымдардың және кабельдердің қимасын рұқсат етілген қыздырылу щарты бойынша таңдау, электр тораптары үшін сенімді жұмысы үшін аса маңызды мәселе болып табылады.

Демек, электр берілісі үшін орындалудың екі нұсқасы салыстырылады:

Электр берілісін орындаудың бірінші нұсқасы:

- екі ӘЖ 35 кВ құрылысы «Каражота - Жаңақұрылыс» ұзақтылығы 12,5 км;
- ҚС 35/10 кВ құрылысы.
- Орындаудың екінші нұсқасы:
- ӘЖ 35 кВ құрылысы «Каражота - Жаңақұрылыс» ұзақтылығы 12,5 км;
- АТҚ 35 кВ ҚС 35/10 кВ кеңеюі «Каражота»;
- ӘЖ 35 кВ құрылысы «Нурлы-Каражота» ұзақтылығы 18 км;
- ҚС 35 кВ кеңеюі «Нурлы»;

Есептеулер үшін келесі жорамалдарды жүргіземіз:

- сенімділігі бойынша нұсқалар бірдей деп қабылдаймыз,
- торапқа күрделі қаржы жұмсау бір жолғы, ал жылдық ұсталымдар тұрақты деп есептеледі. Бұл жағдайда нұсқалардың бағасы, мына өрнекпен анықталатын есептік шығындармен жүргізіледі:

$$З_i = E_н K_i + K_{ai} + И_{зi}, \qquad (2.20)$$

мұндағы i - салыстырылатын нұсқалардың нөмірлері;

$E_н$ – күрделі қаржы жұмсалымының нормативті тиімділік коэффициенті, 0,12 тең;

K_i – тораптың объектіге күрделі қаржы жұмсалымы;

$И_{ai}$ – амортизацияға толық жылдық аударымдар, электр торабының қызмет көрсетілуі және жөнделуі;

$И_{эi}$ – тораптағы электр энергиясы өтемақысы шығынына жұмсалатын қаражат.

Амортизацияға толық аударымдар, тораптың жөндеу және қызмет етуі мына өрнекпен анықталады:

$$И_a = \sum P_i \cdot K_i \qquad (2.21)$$

мұндағы K_i – тораптың і-ші элементінің күрделі қаржы жұмсалымы;

P_i – і-ші элементке амортизациялық аударымдардың нормалары.

(2.22) формуласы бойынша анықталатын әрбір нұсқа үшін электр энергиясы өтемақысы шығынына жұмсалатын қаражат:

$$И_э = \Delta P' \cdot \tau' \cdot З' + \Delta P'' \cdot \tau'' \cdot З'', \qquad (2.22)$$

мұндағы $\Delta P'$ – жүктемеге тәуелді, қуаттың ауыспалы шығыны;

$\Delta P''$ – жүктемеге тәуелді емес, қуаттың толық шығыны.

$З'$ және $З''$ – сәйкесінше ауыспалы және тұрақты шығындардың өтемақысындағы салыстырмалы шығындар, теңге/кВт-сағ,

τ' және τ'' – сәйкесінше ауыспалы және тұрақты қуаттың шығындары үшін максималды шығындардың уақыты (τ' қуатты максимум пайдалану уақытынан шығынның максималды уақытының тәуелділік қисығынан аламыз, $\tau'' = 8760$ сағ. – бұл қондырғының жұмыс істеу уақыты).

Келтірілген өрнектерден салыстырылатын нұсқалардың ірқайсысынан есептік шығындарды анықтаймыз. Экономикалық көрсеткіштері бойынша тиімді болып, аз есептік шығындарын сипаттайтын нұсқа болып табылады.

Салыстыру үшін электр қондырғы бағасының ұлғайтылған көрсеткіштері бойынша анықталатын қосалқы станциялар мен электр тораптардың құрылысына күрделі қаржы жұмсалымдарын есептеу қажет.

Тораптың бірінші нұсқасында күрделі қаржы жұмсалымдарын анықтаймыз. Кернеуі 35 кВ, Көктайғақтығы бойынша III аудандарда, болат тіректерде, Шелек-Каражота ҚС ӘЖ 35 жаруын өзіне қосатын, кернеуі 35 кВ екі әуелі желілердегі күрделі шығындарды анықтаймыз . Күрделі шығындар мына формуламен есептеледі

$$K = K_0 \cdot L \cdot k, \qquad (2.23)$$

мұндағы K_0 – желінің құрылысы үшін салыстырмалы күрделі шығындар, млн.теңге;

L - желінің ұзындығы, км;
k - желінің құрылыс ауданынан шығынның тәуелділігін көрсететін, түзеткіш коэффициент, k = 1,02.

ЭБЖ құрылысына күрделі қаржы жұмсалымдарын есептейміз.
1 нұсқа: «Каражота - Жаңақұрылыс»

$$К_Ж = 22,236 \text{ млн. теңге.}$$

2 нұсқа: «Каражота – Жаңақұрылыс - Нурлы»

$$К_Ж = 42,249 \text{ млн. теңге.}$$

Қосалқы станцияға күрделі қаржы жұмсалымы құрылыстың орта шартына сәйкес келеді және өндірістік тағайындамалардың барлық шығындарын есептейді. ҚС құнына «Жоғарғы кернеуімен 110-750 кВ айнымалы токты қосалқы станцияның технологиялық жобалануына ұсынуларында» қарастырылған сыртқы инженерлік тораптардағы шығындар қосылған. Сонымен қатар осы соммаға жердің тұрақты бөліп беру бағасы қойылған.

Қосалқы станцияның құрылысындағы күрделі шығындар қондырғының құрамымен анықталады:

$$К_К = (\sum К_i \cdot n_i + К_{тұр}) \cdot \alpha_a, \qquad (2.24)$$

мұндағы $К_i$ –таратқыш құрылғылардың, трансформаторлардың, токты шектегіш реакторлардың, сонымен қатар жоғары жиілікті байланыспен жабдықталған, желілік торлардың қосымша күрделі қаржы жұмсалымдарының есептік құндары;
n_i – сәйкесінше аталып өткен қондырғылардың бірлік саны;
$К_{тұр}$ – қосалқы станцияның қуатына аз тәуелді, қосалқы станция бойынша шығынның тұрақты бөлігі;
α_a – құрылыстың ауданын есептейтін коэффициент.

№1 нұсқа ҚС 35/10 кВ «Жанакурылыс» үшін күрделі қаржы жұмсалымдарын анықтаймыз:

$$К_К = 250 \text{ млн. теңге.}$$

№2 нұсқа ҚС 35/10 кВ «Жанакуырылыс» үшін күрделі қаржы жұмсалымдарын анықтаймыз:

$$К_П = 250 \text{ млн. теңге.}$$

Энергия объектісі құрылысының жалпы күрделі қаржы жұмсалымдары мына формула бойынша есептеледі:

$$К = К_Ж + К_К. \quad (2.25)$$

№1 нұсқа үшін энергия объектісі құрылысының жалпы күрделі қаржы жұмсалымдарын анықтаймыз:

$$К = 250 + 22,226 = 272 \text{ млн. теңге.}$$

№2 нұсқа үшін энергия объектісі құрылысының жалпы күрделі қаржы жұмсалымдарын анықтаймыз:

$$К = 250 + 42,249 = 292,2 \text{ млн. теңге.}$$

Нұсқалардың техника-экономикалық салыстыруларын жүргіземіз. Салыстыруды келтірілген шығындар бойынша жүргіземіз. Жыл сайынғы амортизация аударымдарының нормасын $И_а$, жөндеуді және қызмет көрсетуді $И_{р.о.}$ анықтаймыз:

$$И_а = К \cdot Р_а; \quad (2.26)$$

$$И_{р.о.} = К \cdot (Р_р + Р_о); \quad (2.27)$$

$$И_\Sigma = И_а + И_{р.о.}, \quad (2.28)$$

мұндағы $Р_а$ – амортизацияға жыл сайынғы аударымдардың нормасы;

$Р_р + Р_о$ – жөндеу мен қызмет көрсетуге жыл сайынғы аударымдардың нормасы.

Жыл сайынғы аударымдардың нормасы 2.7 кестеде көрсетілген

2.7 кесте – Жөндеуге және қызмет көрсетуге, амортизацияға жыл сайынғы аударымдардың нормасы, салыстырмалы бірлікте

Қондырғының аталуы	Амортизация	Жөндеу және қызмет көрсету	Соммалық аударымдар
Болат және темір бетонды тіректердегі әуе желілері 35 кВ	0,024	0,005	0,029
Күштік, электр техникалық қондырғы 35 кВ	0,064	0,02	0,084

ЭБЖ-нің бірінші нұсқасы бойынша ұсталымдарды анықтаймыз (2.26):

$$И_а = 22,236 \cdot 0,024 = 533,664 \text{ мың. теңге;}$$

$И_{р.о.} = 22,236 \cdot 0,005 = 111,3$ мың. теңге;

$И_{\sum} = 533,664 + 111,3 = 650$ мың. теңге.

ҚС-ның бірінші нұсқасы бойынша ұсталымдарды анықтаймыз:

$И_{а} = 101,3 \cdot 0,064 = 648,3$ мың. теңге;

$И_{р.о.} = 101,3 \cdot 0,02 = 2,026$ млн. теңге;

$И_{\sum} = 648,3 + 2,026 = 2,648$ млн. теңге.

ЭБЖ-нің екінші нұсқасы бойынша ұсталымдарды анықтаймыз

$И_{а} = 42,249 \cdot 0,024 = 1,014$ млн. теңге;

$И_{р.о.} = 42,249 \cdot 0,005 = 211,245$ мың. теңге;

$И_{\sum} = 1,014 + 0,211245 = 1,225$ млн. теңге.

ҚС-ның екінші нұсқасы бойынша ұсталымдарды анықтаймыз

$И_{а} = 42,249 \cdot 0,044 = 2,704$ млн. теңге;

$И_{р.о.} = 311,3 \cdot 0,02 = 6,226$ мың. теңге;

$И_{\sum} = 2,704 + 6,226 = 8,9$ млн. теңге.

Электр энергиясының өтемақысы үшін ұсталымдарды анықтаймыз. Берілген шама бойынша $T_{max} = 7000$ сағат, максималды шығындардың уақытын табамыз $\tau = 5500$ сағат.

Электр энергиясының тұрақты және айнымалы шығындарының құны сәйкесінше $З' = 0,15$ теңге/кВт-сағ, $З'' = 0,2$ теңге/кВт-сағ құрайды.

Қуаттың айнамалы $\Delta P'$ және тұрақты $\Delta P''$ шығындарын анықтаймыз. ЭБЖ шығындар «RASTR» бағдарламасында есептелінген 2.2-2.8 суреттер. Тұрақты қуатты мына формула бойынша анықтаймыз

$$\Delta P' = \Delta P_{л} + \Delta P_{тр}, \qquad (2.27)$$

мұндағы $\Delta P_{л}$ - желідегі тұрақты шығындар, МВт;

$\Delta P_{тр}$ - трансформатордағы айнымалы шығындар, МВт.

$$\Delta P'' = \Delta P_{кор} + \Delta P_{х.х.}, \qquad (2.28)$$

мұндағы $\Delta P_{кор}$ - ЭБЖ тәжіндегі шығындар, МВт;

$\Delta P_{х.х.}$ - трансформатордағы бос жүрістің шығыны, МВт.

Тәждегі $\Delta P_{кор}$ шығындарды табамыз:

$$\Delta P_{кор} = \Delta p_{уд} \cdot L, \qquad (2.29)$$

мұндағы $\Delta p_{уд}$ - желінің 1 км тәждің шығыны.

Тораптың бірінші нұсқасы үшін:

$$\Delta P_{кор} = 2 \cdot 0{,}0012 \cdot 68 = 0{,}163 \text{ МВт};$$

Тораптың екінші нұсқасы үшін:

$$\Delta P_{кор} = 2 \cdot 0{,}0012 \cdot 135 = 0{,}324 \text{ МВт}.$$

Трансформатордағы бос жүрісітің шығыны $\Delta P_{х.х.}$ трансформатор үшін каталогті мәліметтерден $\Delta P_{х.х.} = 0{,}145$ МВт анықтаймыз. ЭБЖ $\Delta P_{л}$ айнымалы шығындарды табамыз. В программе «RASTR» бағдарламасында из таблицы «Түйіндер» кестесінен бірінші нұсқа үшін $\Delta P_{л} = 2{,}4$ МВт, екінші нұсқа үшін $\Delta P_{л} = 1{,}2$ МВт аламыз.

Трансформатор орамаларының бірдеу уақытта жүктелуі кезінде трансформатордағы шығындарды қарастырамыз. Сол кезде қуаттың айнымалы шығындарын төмендегі формуламен есептейміз

$$\Delta P_{тр} = \Delta P_{ВН\text{-}СН} \cdot \left(\frac{S_{нагр}}{S_{т}}\right)^2 + \Delta P_{СН\text{-}НН} \cdot \left(\frac{S_{нагр}}{S_{т}}\right)^2 + \Delta P_{ВН\text{-}НН} \cdot \left(\frac{S_{нагр}}{S_{т}}\right)^2. \qquad (2.30)$$

Демек трансформаторда төменгі кернеудің ормалары жүктелмеген, онда ода айнымалы шығындар мынаған тең болады $\Delta P_{ВН\text{-}НН} = 0$.

Бірінші нұсқа үшін:

$$\Delta P_{тр} = 0{,}430 \cdot \left(\frac{203{,}2}{2 \cdot 250}\right)^2 + 320 \cdot \left(\frac{203{,}2}{2 \cdot 250}\right)^2 = 3{,}753 \text{ МВт}.$$

Екінші нұсқа үшін:

$$\Delta P_{тр} = 0{,}430 \cdot \left(\frac{208}{2 \cdot 250}\right)^2 + 320 \cdot \left(\frac{208}{2 \cdot 250}\right)^2 = 4{,}121 \text{ МВт}.$$

(2.2) формула бойынша торап элементтерінде электр энергияның өтемақы шығынының жыл сайынғы ұсталымдарын табамыз.

2.8 кесте – екі нұсқадағы қуаттың айнымалы және тұрақты шығындары

Шығындар	$\Delta P_{д}$, МВт	$\Delta P_{тр}$, МВт	$\Delta P_{кор}$, МВт	$\Delta P_{х.х.}$, МВт
I нұсқа	1,2	0,28	0,163	0,145
II нұсқа	2,4	0,28	0,324	0,145

Бірінші нұсқа үшін:

$$И_э = (1{,}2 + 0{,}28) \cdot 2{,}6 \cdot 5500 + (0{,}163 + 0{,}145) \cdot 2{,}3 \cdot 8760 = 1{,}069 \text{ млн. теңге;}$$

$$И_э = \frac{1{,}069 \cdot 10^6}{130} = 8{,}223 \text{ мың. ш.б.}$$

Екінші нұсқа үшін:

$$И_э = (2{,}2 + 0{,}28) \cdot 0{,}26 \cdot 5500 + (0{,}324 + 0{,}145) \cdot 0{,}23 \cdot 8760 = 2{,}234 \text{ млн. теңге;}$$

$$И_э = \frac{4,\ 491 \cdot 10^6}{130} = 34{,}546 \text{ мың. ш.б.}$$

Бірінші нұсқа үшін келтірілген шығындарды анықтаймыз:

$$З'' = (22{,}236 + 101) \cdot 0{,}12 + 0{,}65 + 8{,}223 + 2{,}648 = 263{,}345 \text{ мың. ш.б.}$$

Екінші нұсқа үшін:

$$З' = (42{,}249 + 211{,}3) \cdot 0{,}12 + 262{,}8 + 32{,}546 + 8{,}9 = 334{,}7 \text{ мың. ш.б.}$$

Екі нұсқаның айырмашылығын табамыз $\Delta З$:

$$\Delta З = \frac{З' - З''}{З''} = \frac{334{,}7 - 263{,}345}{334{,}7} = 21\ \%.$$

Есептеулерден, бірінші нұсқа, яғни екі тізбекті желінің құрылысы «Каражота- Жаңақұрылыс» экономикалық орынды болып табылады. Келесі есептеулерді тек желі сұлбасының осы нұсқасы үшін ғана жүргізетін боламыз.

3 Электр сұлбасының қабылданған жетілдірілу нұсқасының жұмыс режимдерін талдау

Электр тораптарының режимдерін есептеу келесілерді анықтау үшін орындалады:

- торап элементтерінің жүктемесін, күтілетін қуат ағынымен тораптың өткізу қабілеттілігінің сәйкестігін;
- торап түйіндері мен элементтеріндегі кернеу деңгейі және оларды рұқсат етілген шекте болуын қамтамасыз ететін шаралар; торап жұмысының үнемділігін бағалау үшін қуат және электр энергиясының шығыны және шығындарды азайту тәсілдерінің тиімділігі;
- тұрақтылық шарттары бойынша өткізу қабілетін;
- толықтай ұзақ мерзімдегі (мысалы, бір жыл) тораптың жұмыстарының – таратылатын энергия, режимнің жеке параметрлерінің орташа мәндері (түйіндердегі кернеу, трансформаторлардың жүктемелері және т.с.с.) шарттарының интегралды көрсеткіштері.

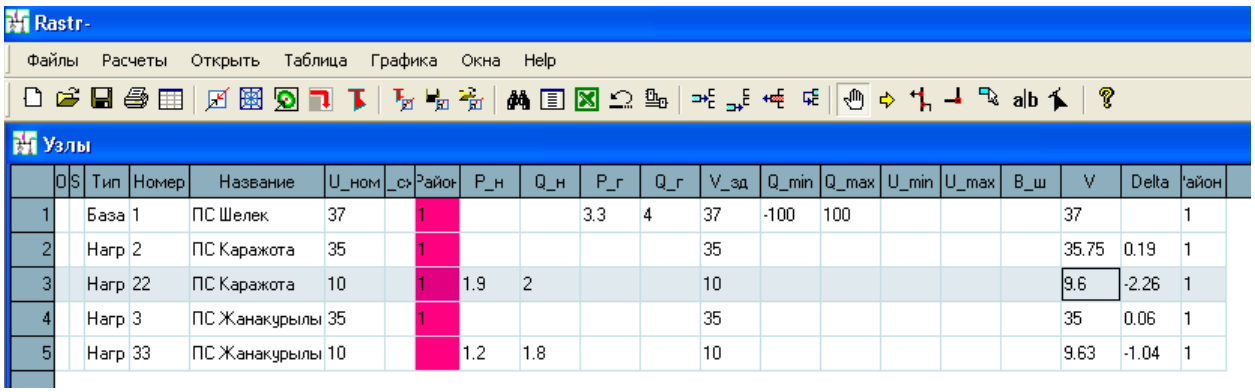
Электр торабы туралы дипломдық жұмысты орындау кезінде тұтынушылар мен торап қондырғылары жұмыс істейтін жағдайлард бағалау керек. Мұндай бағалаулар талап етілетін электр энергиясының сапасымен қамтамасыз ету, сондай-ақ, қондырғыларға арналған тораптың ұсынылатын режимін орнатуға арналған шараларды қарастыруға мүмкіндік береді. Режим параметрлерін анықтау – электр торабының режимдерін есептеу тапсырмасынан тұрады.

Жұмыста қарастырылатын бөліктегі түйіндік жүктемелердің өсу қарқындылығын ескерілетін электр тораптарының режимдерінің есептеулерін жүргізу және қабылданған сым маркалары мен қималарының және трансформаторлардың типтері ескерілетін тораптың жұмыс режимдерін анықтау керек.

3.1 Тораптың қалыпты режимін есептеу

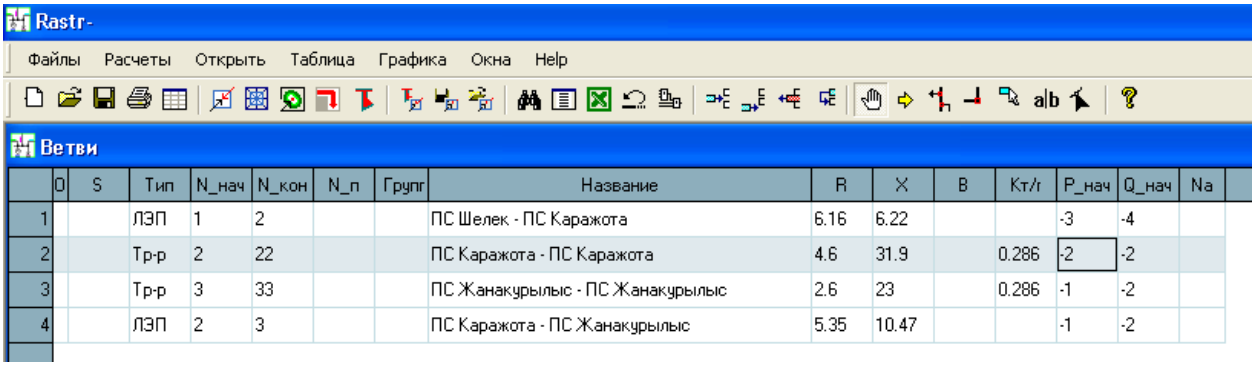
Құрамына 35 кВ электр беру желілері және электр торабының қарастырылатын бөлігіндегі қосалқы станциялар кіретін орынбасу сұлбасы 2.1 суретте келтірілген.

Қалыпты режим есептеулерін электр тораптарының түйіндік нүктелеріндегі жүктемелердің артуын есепке алу арқылы жүргіземіз (1.1 кесте). Есептеулер нәтижесі 3.1 – 3.5 суреттерде келтірілген.



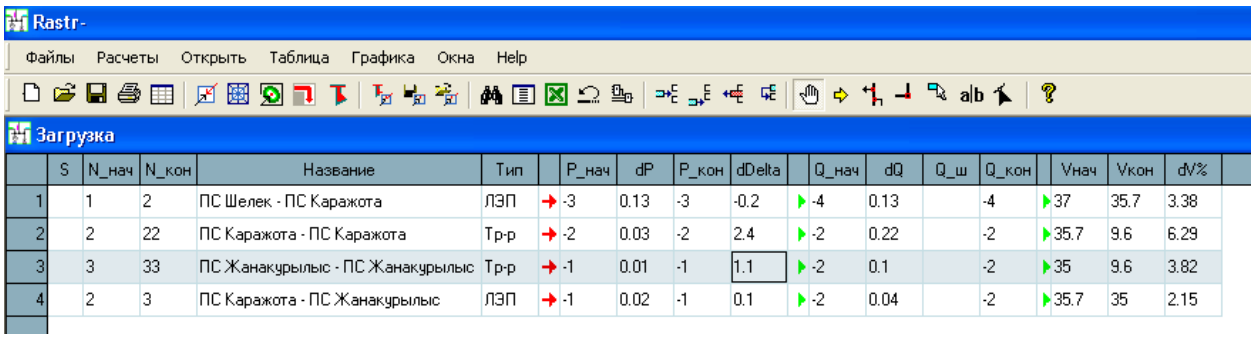
	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_с	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1			База	1	ПС Шелек	37		1			3.3	4	37	-100	100				37		1
2			Нагр	2	ПС Каражота	35		1					35						35.75	0.19	1
3			Нагр	22	ПС Каражота	10		1	1.9	2			10						9.6	-2.26	1
4			Нагр	3	ПС Жанакурылы	35		1					35						35	0.06	1
5			Нагр	33	ПС Жанакурылы	10			1.2	1.8			10						9.63	-1.04	1

3.1 сурет – «Түйіндердің» алынған есептік мәндері



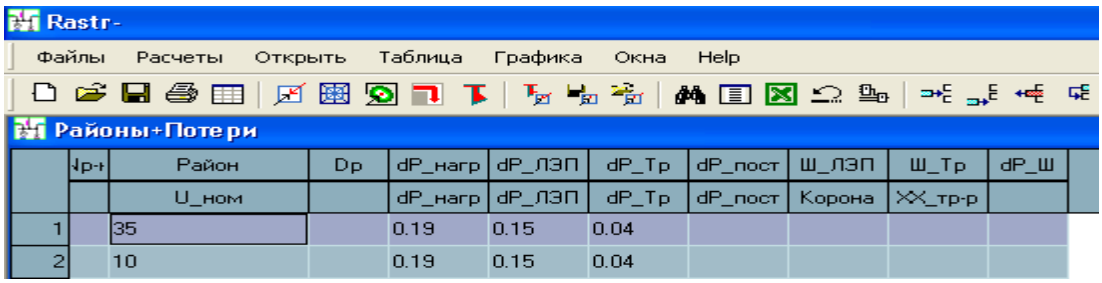
	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	Групг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			ПС Шелек - ПС Каражота	6.16	6.22			-3	-4	
2			Тр-р	2	22			ПС Каражота - ПС Каражота	4.6	31.9		0.286	-2	-2	
3			Тр-р	3	33			ПС Жанакурылыс - ПС Жанакурылыс	2.6	23		0.286	-1	-2	
4			ЛЭП	2	3			ПС Каражота - ПС Жанакурылыс	5.35	10.47			-1	-2	

3.2 сурет – «Тармақтар» алынған есептік мәндері



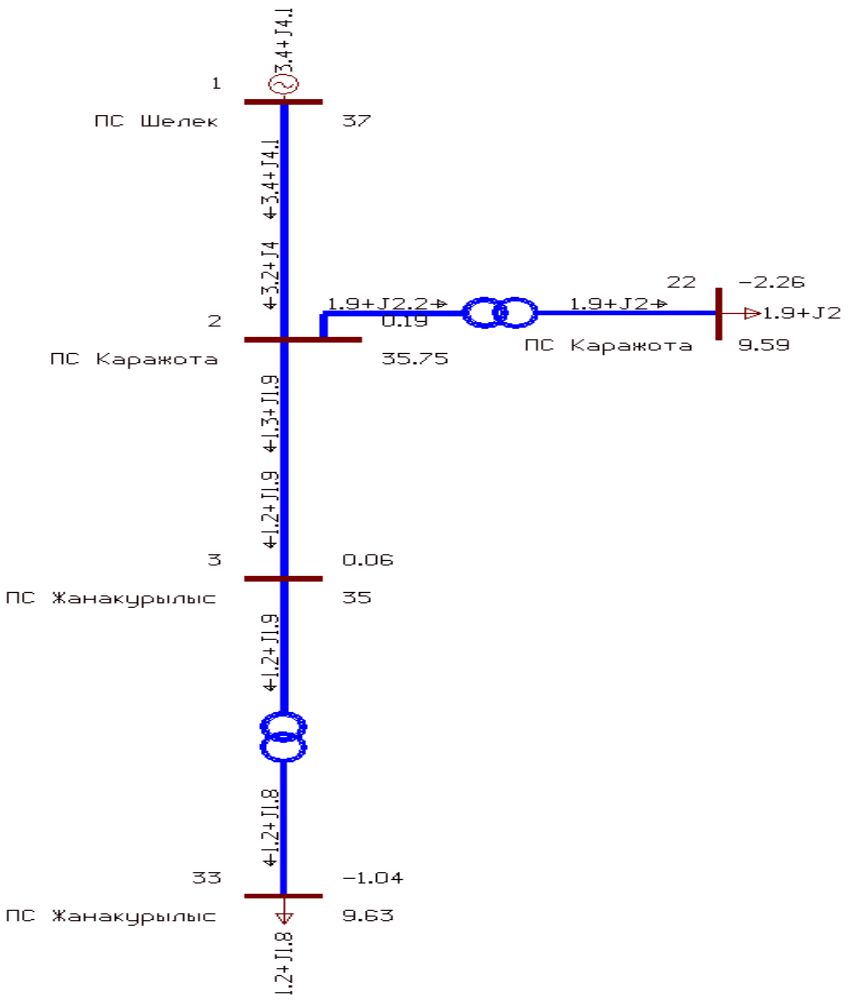
	S	N_нач	N_кон	Название	Тип		P_нач	dP	P_кон	dDelta		Q_нач	dQ	Q_ш	Q_кон		Vнач	Vкон	dV%
1		1	2	ПС Шелек - ПС Каражота	ЛЭП	→	-3	0.13	-3	-0.2	▸	-4	0.13		-4	▸	37	35.7	3.38
2		2	22	ПС Каражота - ПС Каражота	Тр-р	→	-2	0.03	-2	2.4	▸	-2	0.22		-2	▸	35.7	9.6	6.29
3		3	33	ПС Жанакурылыс - ПС Жанакурылыс	Тр-р	→	-1	0.01	-1	1.1	▸	-2	0.1		-2	▸	35	9.6	3.82
4		2	3	ПС Каражота - ПС Жанакурылыс	ЛЭП	→	-1	0.02	-1	0.1	▸	-2	0.04		-2	▸	35.7	35	2.15

3.3 сурет – Электр торабы элементтерін жүктеу



	Np+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1		35		0.19	0.15	0.04				
2		10		0.19	0.15	0.04				

3.4 сурет – Электр торабындағы шығындар



3.5 сурет – Қалыпты жұмыс режимі кезіндегі бөліктің орын басу сұлбасы

3.2 Электр торабының максималды режимін есептеу

Максималды режимін есептеу. Есептеулер нәтижесі 3.6 – 3.10 суреттерінде көрсетілген.

Rastr-

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

Узлы

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_c	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1			База	1	ПС Шелек	37		1			3.3	4	37	-100	100				37		1
2			Нагр	2	ПС Каражота	35		1					35						35.64	0.16	1
3			Нагр	22	ПС Каражота	10		1	2.2	2.1			10						9.51	-2.77	1
4			Нагр	3	ПС Жанакурылы	35		1					35						34.8	0.02	1
5			Нагр	33	ПС Жанакурылы	10			1.3	1.8			10						9.52	-1.18	1

3.6 сурет – «Түйіндердің» алынған есептік мәндері

Rastr-

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

Ветви

	0	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	Групг	Название	R	X	B	Кт/т	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			ПС Шелек - ПС Каражота	6.16	6.22			-3	-4	
2			Тр-р	2	22			ПС Каражота - ПС Каражота	4.6	31.9		0.286	-2	-2	
3			Тр-р	3	33			ПС Жанакурылыс - ПС Жанакурылыс	2.6	23		0.286	-1	-2	
4			ЛЭП	2	3			ПС Каражота - ПС Жанакурылыс	5.35	10.47			-1	-2	

3.7 сурет – «Тармақтар» алынған есептік мәндері

Rastr-

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

Загрузка

	S	N_нач	N_кон	Название	Тип	P_нач	dP	P_кон	dDelta	Q_нач	dQ	Q_ш	Q_кон	Vнач	Vкон	dV%
1		1	2	ПС Шелек - ПС Каражота	ЛЭП	-4	0.15	-4	-0.2	-4	0.15		-4	37	35.6	3.68
2		2	22	ПС Каражота - ПС Каражота	Тр-р	-2	0.04	-2	2.9	-2	0.27		-2	35.6	9.5	6.83
3		3	33	ПС Жанакурылыс - ПС Жанакурылыс	Тр-р	-1	0.01	-1	1.2	-2	0.12		-2	34.8	9.5	4.33
4		2	3	ПС Каражота - ПС Жанакурылыс	ЛЭП	-1	0.03	-1	0.1	-2	0.05		-2	35.6	34.8	2.4

3.8 сурет – Электр торабының жүктемесі

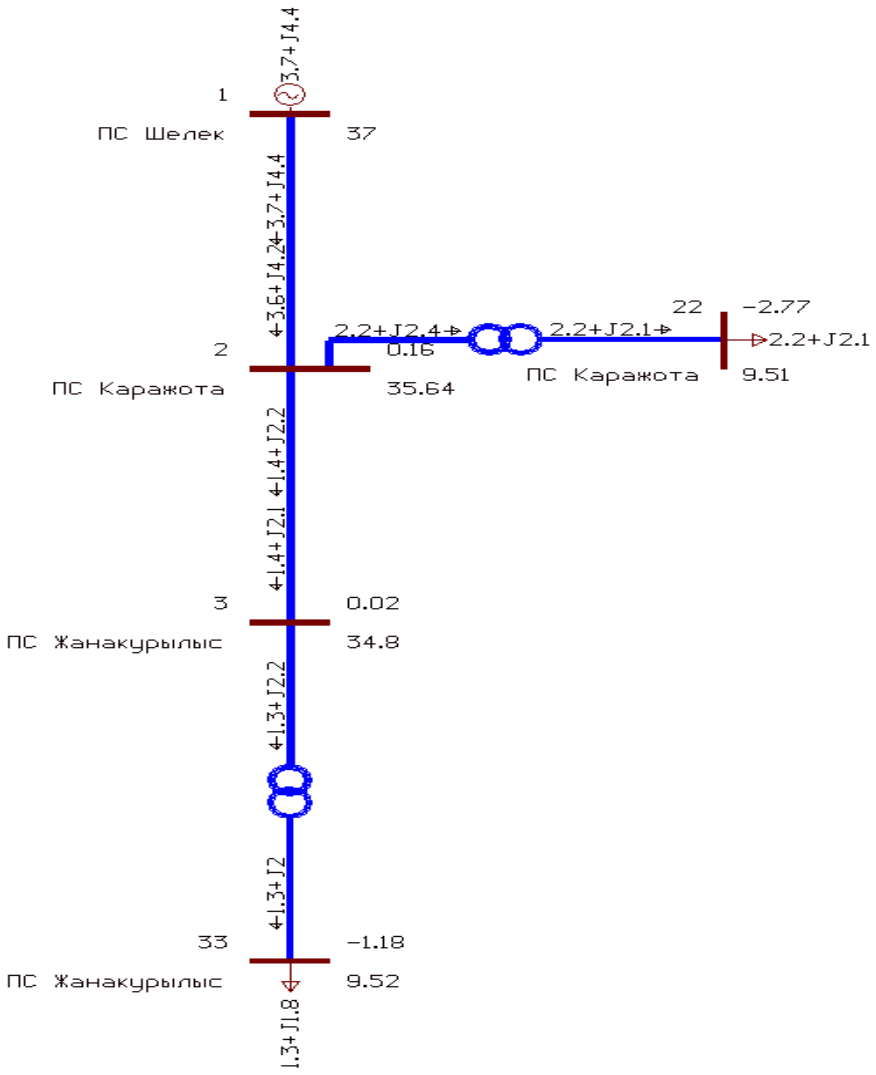
Rastr-

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

Районы+Потери

	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
	U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	35		0.23	0.18	0.05				
2	10		0.23	0.18	0.05				

3.9 сурет – Тораптардағы шығындар



3.10 сурет – Тораптардың максималды режимі үшін орынбасу сұлбасы

3.3 Электр торабының минималды режимін есептеу

Рассчитаем минимальный режим. Все нагрузки берем на 30 % ниже нормального режима. Результаты расчета приведены на рисунках 3.11 – 3.15.

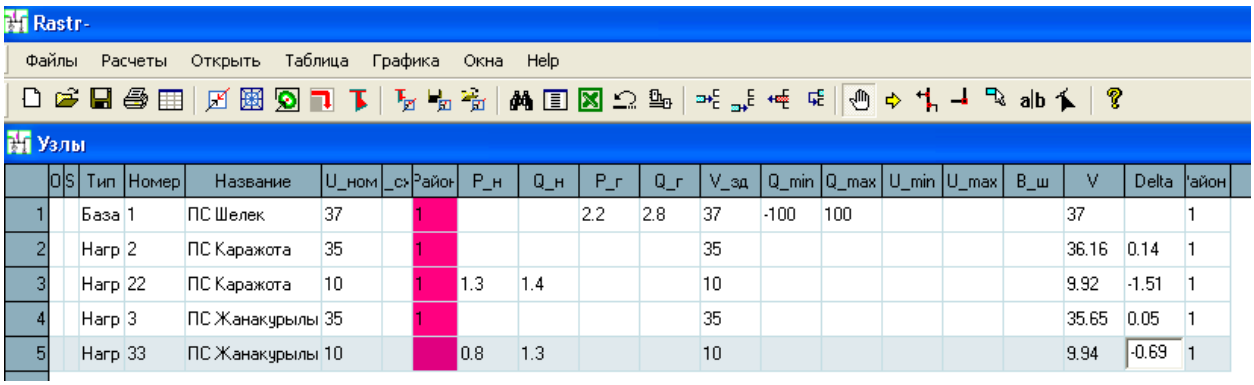
Rastr-

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

Ветви

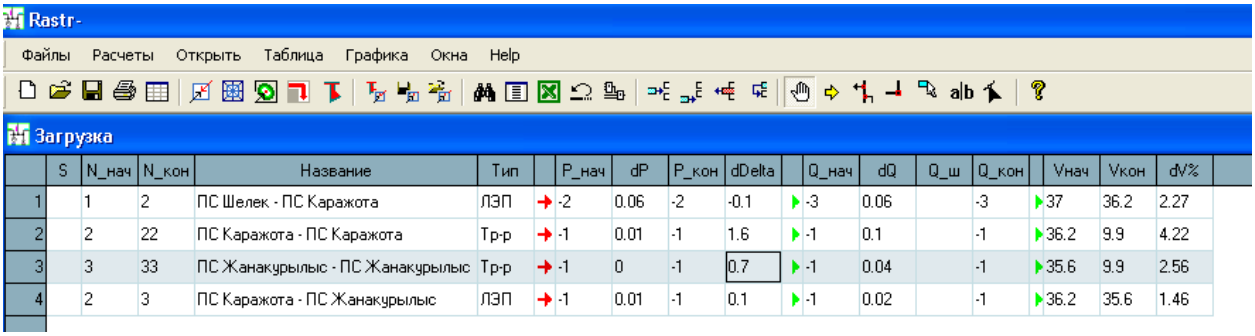
	0	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	Групг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			ПС Шелек - ПС Каражота	6.16	6.22			-3	-4	
2			Тр-р	2	22			ПС Каражота - ПС Каражота	4.6	31.9		0.286	-2	-2	
3			Тр-р	3	33			ПС Жанакурылыс - ПС Жанакурылыс	2.6	23		0.286	-1	-2	
4			ЛЭП	2	3			ПС Каражота - ПС Жанакурылыс	5.35	10.47			-1	-2	

3.11 сурет – «Тармақтар» алынған есептік мәндері



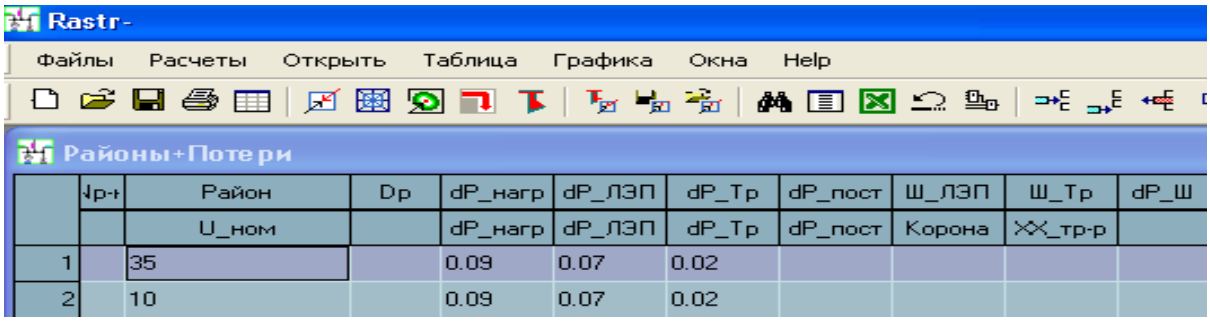
	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_c	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1			База	1	ПС Шелек	37		1			2.2	2.8	37	-100	100				37		1
2			Нагр	2	ПС Каражота	35		1					35						36.16	0.14	1
3			Нагр	22	ПС Каражота	10		1	1.3	1.4			10						9.92	-1.51	1
4			Нагр	3	ПС Жанакурылы	35		1					35						35.65	0.05	1
5			Нагр	33	ПС Жанакурылы	10			0.8	1.3			10						9.94	-0.69	1

3.12 сурет – «Түйіндердің» алынған есептік мәндері



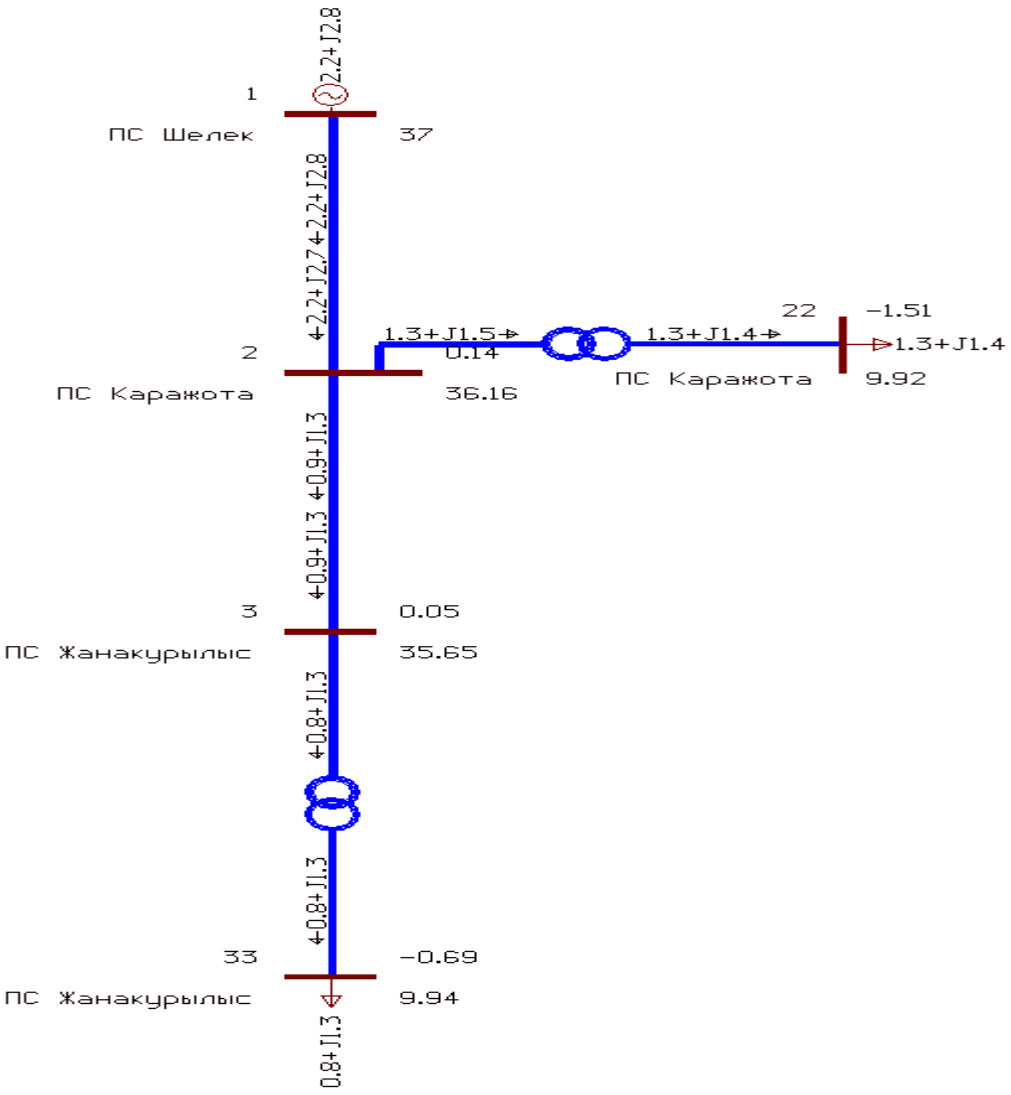
	S	N_нач	N_кон	Название	Тип		P_нач	dP	P_кон	dDelta		Q_нач	dQ	Q_ш	Q_кон		Vнач	Vкон	dV%
1		1	2	ПС Шелек - ПС Каражота	ЛЭП	→	-2	0.06	-2	-0.1		-3	0.06		-3		37	36.2	2.27
2		2	22	ПС Каражота - ПС Каражота	Тр-р	→	-1	0.01	-1	1.6		-1	0.1		-1		36.2	9.9	4.22
3		3	33	ПС Жанакурылыс - ПС Жанакурылыс	Тр-р	→	-1	0	-1	0.7		-1	0.04		-1		35.6	9.9	2.56
4		2	3	ПС Каражота - ПС Жанакурылыс	ЛЭП	→	-1	0.01	-1	0.1		-1	0.02		-1		36.2	35.6	1.46

3.13 сурет – Электр торабы элементтерін жүктеу



	№р-н	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	><_тр-р	
1		35		0.09	0.07	0.02				
2		10		0.09	0.07	0.02				

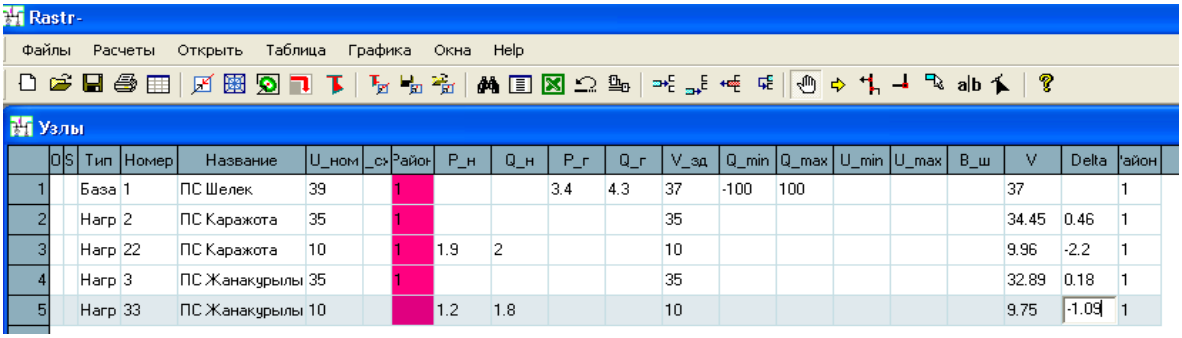
3.14 сурет – Электр торабындағы шығындар



3.15 сурет – Тораптардың минималды режимі үшін орынбасу сұлбасы

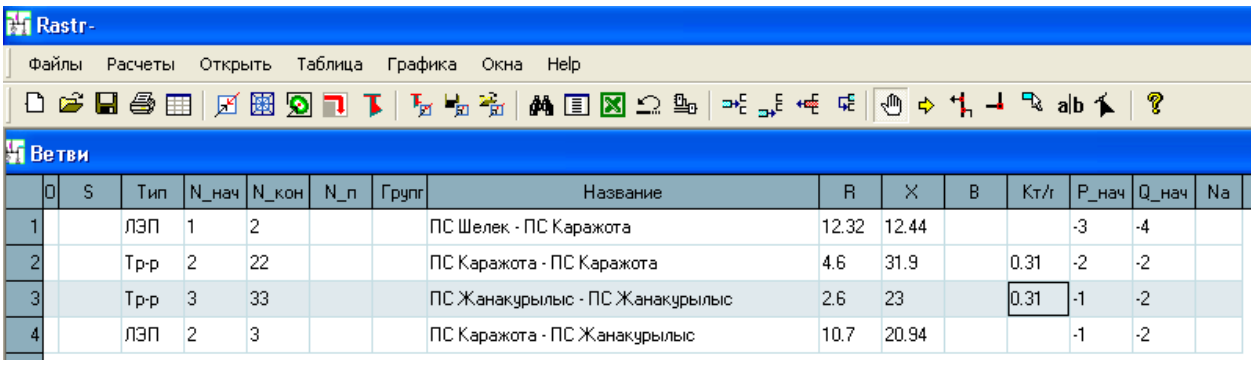
3.4 Электр торабының апаттан кейінгі режимін есептеу

Апаттан кейінгі режимді (АКР) есептейміз. АКР бір желі өшіріледі. Есептеулер нәтижесі 3.16 – 3.20 суреттерінде көрсетілген.



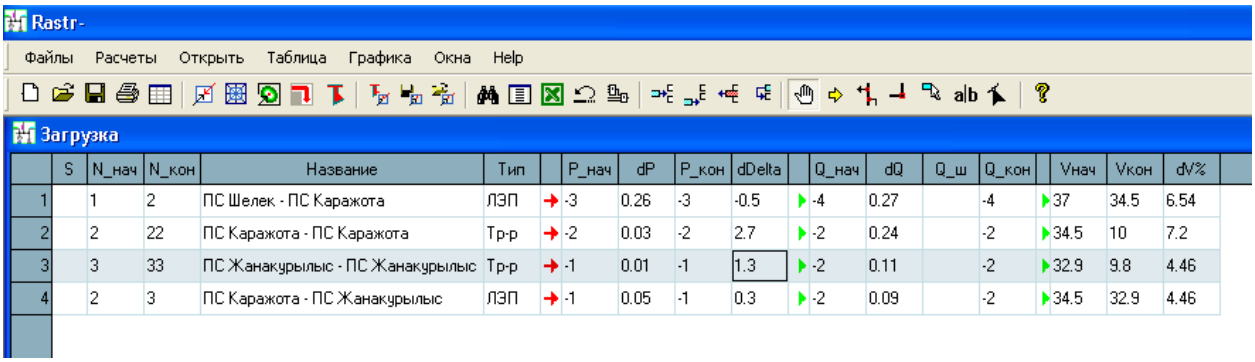
	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_c>	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1			База	1	ПС Шелек	39		1			3.4	4.3	37	-100	100				37		1
2			Нагр	2	ПС Каражота	35		1					35						34.45	0.46	1
3			Нагр	22	ПС Каражота	10		1	1.9	2			10						9.96	-2.2	1
4			Нагр	3	ПС Жанакурылы	35		1					35						32.89	0.18	1
5			Нагр	33	ПС Жанакурылы	10			1.2	1.8			10						9.75	-1.09	1

3.16 сурет – «Тармақтар» алынған есептік мәндері



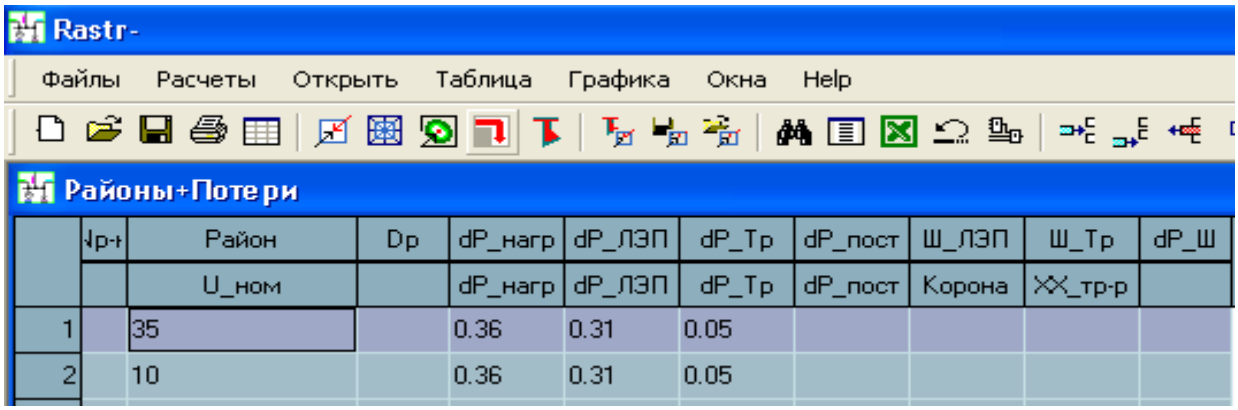
	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	Групг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			ПС Шелек - ПС Каражота	12.32	12.44			-3	-4	
2			Тр-р	2	22			ПС Каражота - ПС Каражота	4.6	31.9		0.31	-2	-2	
3			Тр-р	3	33			ПС Жанакурылыс - ПС Жанакурылыс	2.6	23		0.31	-1	-2	
4			ЛЭП	2	3			ПС Каражота - ПС Жанакурылыс	10.7	20.94			-1	-2	

3.17 сурет – «Түйіндердің» алынған есептік мәндері



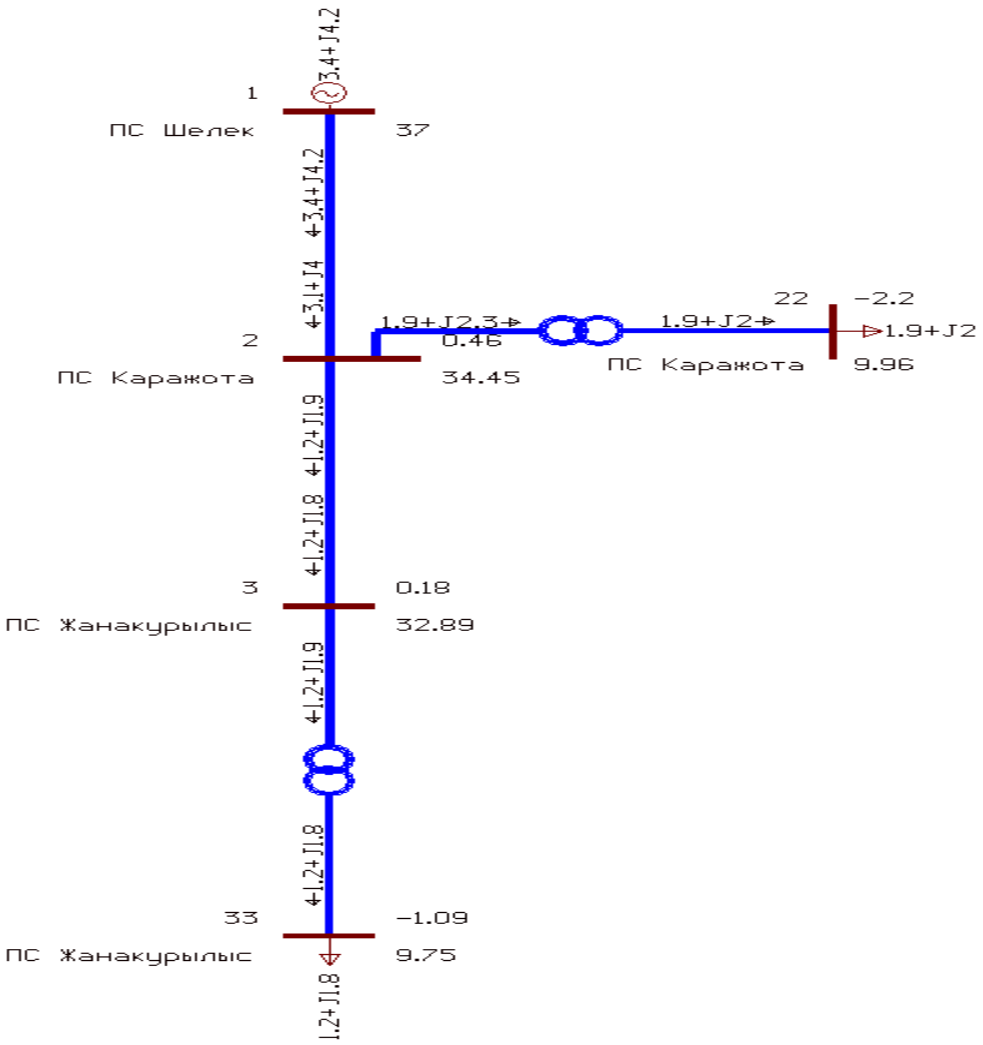
	S	N_нач	N_кон	Название	Тип		P_нач	dP	P_кон	dDelta		Q_нач	dQ	Q_ш	Q_кон		Vнач	Vкон	dV%
1		1	2	ПС Шелек - ПС Каражота	ЛЭП	→	-3	0.26	-3	-0.5	▸	-4	0.27		-4	▸	37	34.5	6.54
2		2	22	ПС Каражота - ПС Каражота	Тр-р	→	-2	0.03	-2	2.7	▸	-2	0.24		-2	▸	34.5	10	7.2
3		3	33	ПС Жанакурылыс - ПС Жанакурылыс	Тр-р	→	-1	0.01	-1	1.3	▸	-2	0.11		-2	▸	32.9	9.8	4.46
4		2	3	ПС Каражота - ПС Жанакурылыс	ЛЭП	→	-1	0.05	-1	0.3	▸	-2	0.09		-2	▸	34.5	32.9	4.46

3.18 сурет – Электр торабының жүктемесі



	№р-н	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1		35		0.36	0.31	0.05				
2		10		0.36	0.31	0.05				

3.19 сурет – Тораптағы шығындар



3.20 сурет – Тораптардың апаттан кейінгі режимі үшін орынбасу сұлбасы

Ауданның тораптарындағы электр режимдерінің есептеулері торап элементтерінің жүктемесін тексеру мақсатында, 35/10 кВ ҚС шиналарындағы қалыпты, максималды және апаттан кейінгі режим кезіндегі кернеу деңгейін нақтылау мақсатында жүргізілді.

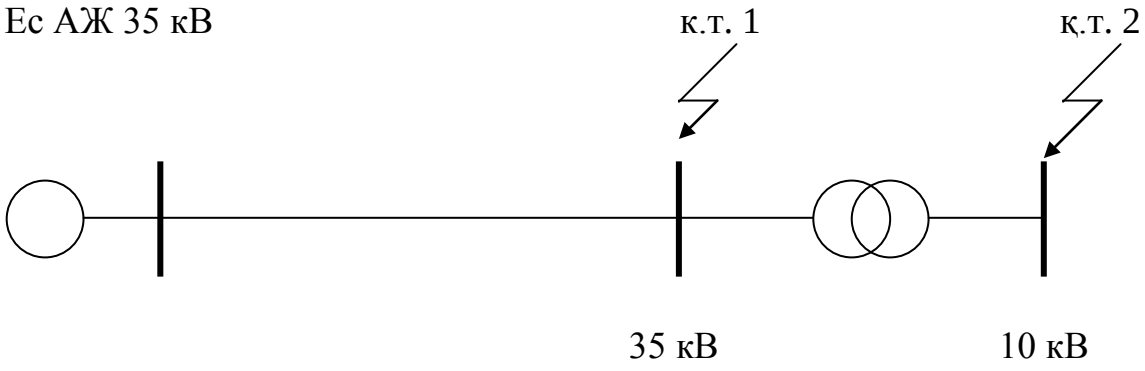
Есептеулер көрсеткендей, Есік АЭт торап бөлігінің 35 кВ электр торабының ұсынылатын электрмен жабдықтау сұлбасы бойынша 2015 жылға дейінгі кезеңде тораптардың қалыпты жүктелулері және қалыпты және апаттан кейінгі режимдердегі кернеудің рұқсат етілген деңгейімен қамтамасыздандырылады.

4 Қысқа тұйықталу токтарын есептеу және «Жаңақұрылыс» қосалқы станциясына қондырғыларды таңдау

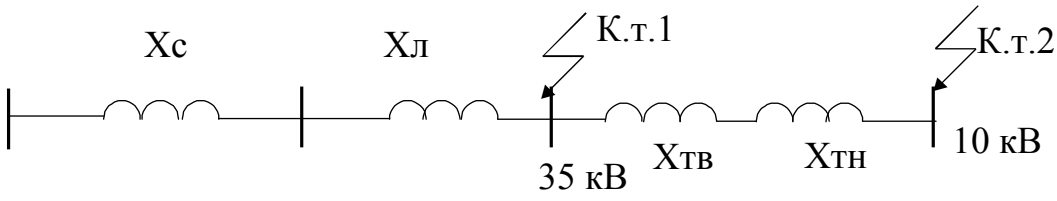
4.1 Қысқа тұйықталу токтарын есептеу

Қысқа тұйықталу токтарын есептеу үшін 4.1 суретте есептік сұлбасы келтірілген. Есептік сұлбаны таңдау кезінде осы қондырғының қалыпты ұсынылған жұмыс режимдері ескерілді, және ұзақ мерзімді пайдалануға ұсынылмаған сұлба өзгерістері ескерілмеді, мысалы, қысқа мерзімді апаттан кейінгі жұмыс режимдері, қысқа уақытты трансформаторлардың параллельді жұмысы және оперативті ауысып қосулар кезіндегі жинақтық шиналардың бөліктерінің жұмысы ескерілмейді.

Есептеулерді орындау үшін тораптардың орын басу сұлбасын құрастырды. Орын басу сұлбасы (4.2 сурет) кедергілердің реттік номері көрсетілген бірсызықты суретте бейнеленген. Орын басу сұлбасы сәйкестік түрлендіру жолы бойынша қысқа тұйықталу нүктесіне қатысты нәтижелік кернеуді анықтау үшін қарапайым түрге келтірілген.



4.1 сурет – Есептік сұлба



4.2 сурет – Орынбасу сұлбасы

Қысқа тұйықталу токтарын есептеуді салыстырмалы бірліктерге байланысты жүргіземіз. Бұл үшін базалық шамаларды алу қажет.

$S_б$ = 100 МВА – базалық қуат;

$U_{б1}$= 35 кВ – базалық кернеу;

$U_{б2}$ = 10.5 кВ – базалық кернеу;

Ары қарай базалық токтарды есептейміз.

Базалық ток шамасын келесі формула бойынша анықтаймыз:

$$I_Б = \frac{S_Б}{\sqrt{3} \cdot U_Б}; \qquad (4.1)$$

$$I_Б = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1{,}56 \text{ кА};$$

$$I_Б = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 5{,}5 \text{ кА}.$$

Қысқа тұйықталу тогын анықтауға қатысатын барлық элементтердің кедергісін анықтаймыз:

Жүйе кедергісі:

$$X_{рез} = \frac{S_б}{S_{к.ш.}} = \frac{100}{2000} = 0{,}05,$$

мұндағы $S_{к.ш.}$ – Талғар АЭТ мәндері бойынша энергетикалық жүйе шиналарындағы қысқа тұйықталу қуаты, электр беру желілерінің кедергісі:

$$X_л = \frac{X_{уд} \cdot L \cdot S_б}{U_{ср}^2}; \qquad (4.2)$$

мұндағы $X_{уд}$ – желінің меншікті кедергісі, Ом*км [22];

L – электр беру желілерінің ұзындығы, км;

$U_{ср}^2$ – 35 кВ жағындағы орташа кернеу мәні.

Электр беру желілерінің кедергісін (3.2) формула бойынша анықтаймыз:

$$X_л = \frac{0{,}5 \cdot 5{,}6 \cdot 100}{37^2} = 0{,}2.$$

Трансформатор кедергісін келесі формула бойынша табамыз:

$$X_т = \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном}}, \qquad (4.3)$$

мұндағы $S_{ном}$ = 6.3 – транфсорматордың номиналды қуаты, МВА;

Трансформатор кедергісі:

$$X_т = \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,19.$$

Трансформатордың индуктивті кедергісін толық кедергі ретінде қабылдаймыз, себебі активті кедергі индуктивті кедергімен салыстырғанда өте аз мәнге тең.

Үш фазалы қысқа тұйықталу тогының әрекет етуші периодты құраушысын анықтаймыз:

35 кВ жағына арналған

$$I_{К35} = \frac{E_С \cdot I_{Б35}}{X_С + X_Л};$$

$$I_{К35} = \frac{E_С \cdot I_{Б35}}{X_С + X_Л} = \frac{1 \cdot 1,56}{0,05 + 0,2} = 6,2 \text{ кА}.$$

10 кВ жағына арналған

$$I_{К35} = \frac{E_С \cdot I_{Б10}}{X_С + X_Л + X_Т};$$

$$I_{К35} = \frac{E_С \cdot I_{Б10}}{X_С + X_Л + X_Т} = \frac{1 \cdot 5,5}{0,05 + 0,2 + 1,19}$$

Толық токтың амплитудалық мәнін анықтаймыз («соққы тогы»):

35 кВ жағына арналған

$$I_{у.кз.35} = \sqrt{2} \cdot К_у \cdot I_{кз.35},$$

мұндағы $К_у$=1.608 – 110 және 35 кВ желі үшін соққы коэффициенті.

$$I_{у.кз.35} = \sqrt{2} \cdot К_у \cdot I_{кз.35} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 6,2 = 18,7 \text{ кА}.$$

10 кВ жағына арналған

$$I_{у.кз.10} = \sqrt{2} \cdot К_у \cdot I_{кз.10},$$

мұндағы $К_у$ = 1.369 – 10 кВ желі үшін соққы коэффициенті.

$$I_{у.кз.10} = \sqrt{2} \cdot К_у \cdot I_{кз.10} = \sqrt{2} \cdot 1{,}369 \cdot 3{,}8 = 7{,}3 \text{ кА}.$$

4.2 Қондырғыларды таңдау және жоғары кернеулі ажыратқыштарды тексеру

Ажыратқыштарды таңдау 4.1 кестеге сәйкес жүргізіледі.

4.1 кесте - Ажыратқыштарды таңдау

Ажыратқыштарды таңдау шарттарының сипаттамасы	Формуласы
Орналастыру орнына байланысты (сыртқы, ішкі)	–
Номиналды кернеуі бойынша	$U_н \geq U_р$
Номиналды рұқсат етілген ток бойынша	$I_{доп} \geq I_{р.max}$
Ажырату қабілетіне байланысты: номиналды периодтық ажырату тогы бойынша	$I_{н.аж} \geq I_к$
толық ажырату тогы бойынша	$\sqrt{2} \cdot I_{н.аж}(1 + \beta_н) \geq (\sqrt{2} \cdot I_к + i_{а.т})$
Электрлік-динамикалық тұрақтылығы бойынша: шектік периодтық ҚТ тогы бойынша	$I_{прс} \geq I_к$
соққы тогы бойынша	$i_{прс} \geq i_к$
Термиялық тұрақтылығы бойынша	$I_Т^2 t_Т \geq B_к$

2.11 кестеде келесі белгіленулер сипатталған: $U_н$ – номинал кернеу; $U_р$ – ТҚ жұмыстық кернеуі, кВ; $I_{рmax}$ – ажыратқышты орналастыру орнындағы максималды жұмыстық қосылу тогы, А; $I_н$ – ажыратқыштардың номиналды тогы, А; $I_{н.аж}$ – каталог бойынша номиналды ажырату тогы, кА; $I_к$ – есептеу бойынша ажыратқышты өшіретін максималды ҚТ тогы, кА; $i_{ат}$ – ажыратқыштардың τ контакттарының ажыратылу уақыты кезіндегі ҚТ тогының апериодтық құраушысы, кА; $I_{пр.с}$ – каталог бойынша шектік ҚТ өту тогының периодтық құраушысының тиімді мәні, кА; $i_{пр.с}$ – каталог бойынша шектік ҚТ өту тогының амплитудалық мәні, кА; $i_у$ – есептеу бойынша ҚТ соққы тогы, кА; $\beta_н$ – ажырату тогындағы апериодтық құраушылардың салыстырмалық құрамының номиналды мәні, τ тәуелділігі бойынша анықталады; $I_т$ – каталог бойынша термиялық тұрақтылық тогының шектік мәні, кА; $t_т$ – каталог бойынша термиялық тұрақтылық тогының өту уақыты, с; $B_к$ – есептеу бойынша ҚТ тогының жылулық импульсі, $кА^2$ с.

Осы немесе басқа да жетек түріне қарай ажыратқышты таңдау электр құрылғыларында пайдаланылатын оперативті ток түріне байланысты болады.

Күштік қосалқы станцияларда анағұрлым қарапайым және сенімді болғандықтан электрмагниттік жетектерді қолданамыз.

Ажыратқыштарды сыртқы және ішкі қондырғылары үшін, қалыпты әрі ластанған атмосфералық шарттар жағдайдында жұмыс істеу үшін, әртүрлі климаттық орындалулармен дайындайды. Бұл жағдайда қалыпты атмосфералық шарттарында жұмыс істеу үшін сыртқы қондыырғыларға арналған ажыратқыштарды таңдаймыз.

АТҚ-35 кВ үшін ажыратқыштарды таңдау: шамамен ВБЭТ-35-25/1600У1 ажыратқышын таңдаймыз

Таңдалынған жоғары вольтті ажыратқышқа тексеру жүргізіміз

Кернеуі бойынша:

$$U_{ном} \geq U_{орн.ном}, \qquad (4.4)$$

$$35 \geq 35.$$

Ұзақтық тогы бойынша

$$I_{ном} \geq I_{норм.есептік}, \qquad (4.5)$$

$$1600 \geq 259{,}8.$$

Ажыратқыштың өшу уақыты:

$$\tau = t_{3min} + t_{с.в.} = 0{,}01 + 0{,}06 = 0{,}07 \text{ с},$$

мұндағы t_{3min} – қорғаныстың істен шығуының минималды уақыты, , 0,01 с деп аламыз;

$t_{ө.у.}$ – ажыратқыштың өзіндік өшу уақыты, анықтамаға сәйкес - 0,06с деп аламыз.

τ уақыты кезіндегі ҚТ апериодикалық құрауыш тогының мәнін анықтаймыз.

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} I_{П.К1} e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 1{,}68 \cdot e^{-\frac{0{,}07}{0{,}03}} = 0{,}38 \text{ кА};$$

$$i_{а.ном} \geq i_{а,\tau}; \qquad (4.6)$$

$$15{,}91 \geq 0{,}38,$$

мұндағы T_a – ҚТ апериодикалық құрауыш тогының тұрақты өшіру уақыты, 0,03 тең деп аламыз.

Апериодикалық құрауыш ажырату тогының алынған ажыратқыш үшін номиналды мәні:

$$i_{а,н.пер} = \sqrt{2}\beta_{норм} I_{откл.ном} = \sqrt{2} \cdot 0{,}45 \cdot 25 = 15{,}91 \text{ кА},$$

мұндағы $\beta_{норм}$ – ажырату тогының апериодикалық құрауышының номиналды құрамы, анықтамаға сай 0,45 тең деп қабылдаймыз;
$I_{откл.ном.}$ – берілген ажыратқыш үшін 25 кА ажыратудың номиналды тогы.

Ажыратқышты термиялық беріктілігіне тексереміз.
Қысқа тұйықталу тогымен шығарылатын, жылулық импульс:

$$B_к = I_{п0}{}^2 (t_{откл} + T_а) = 1{,}68^2 (0{,}1 + 0{,}07 + 0{,}02) = 0{,}55 \text{ кА}^2\text{/с},$$

мұндағы $t_{откл}$ – қорғаныстың істен шығу уақыты оған қоса ажыртақыштың толық өшу уақыты.

Ажыратқыштың термиялық тұрақтылығы:

$$I_{тер}{}^2 t_{тер} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{/с}$$

мұндағы $I_{тер}$ – термиялық тұрақтылық тогы;
$t_{тер}$ – термиялық тұрақтылық тогының ағу уақыты.

35кВ ажыратқышы үшін есептік және анықтамалық мәндері 4.2 кестеде көрсетілген.

Кестеде көрініп тұрғандай, таңдалынған ажыратқыштар барлық шарттарды қанағаттандырады.

4.2 кесте – Параметрлерді салыстыру

Есептік мәндері	ВВК-35
$U_{уст}$ = 35 кВ	$U_{ном}$ = 35 кВ
I_{max} = 259,8 А	$I_{ном}$ = 630 А
$I_{п,\tau}$ = 1,68 кА	$I_{отк}$ = 25 кА
$I_{а,\tau}$ = 0,38 кА	$I_{а,ном}$ = 15,91 кА
$I_{п,0}$ = 1,68 кА	$I_{пр.скв}$ = 25 кА
$I_{у}$ = 4,35 кА	$i_{пр.скв}$ = 63 кА
$B_к$ =0,55 кА^2/с	$I_{тер}{}^2 t_{тер}$ = 1875 кА^2/с

10 кВ-қа ажыратқышты таңдау: шамамен ВВ/TEL-10-12,5/630-У2-45 сериялы ажыратқышын таңдаймыз. Шарт бойынша ВВ/TEL-10-12,5/630-У2-

45 сериясындағы «Таврида Электрик» өндірісінің таңдалынған вакуумдық ажыратқышын тексереміз

Күштік трансформатор тізбегіндегі номиналды режімнің тогы:

$$I_{норм.т} = 0,7\frac{S_{ном.т}}{n\sqrt{3}S_{ном}} = 0,7\frac{6,3 \cdot 10^6 + 2,5 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 169,36 \text{ А},$$

мұндағы $S_{ном,т}$ – келешекті трансформатордың номиналды қуаты.

Күрделедірілген режим тогы:

$$I_{норм.т} = 1,4\frac{S_{ном.т}}{n\sqrt{3}S_{ном}} = 1,4\frac{6,3 \cdot 10^6 + 2,5 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 338,71 \text{ А}.$$

Ажыратқыштың өшу уақыты:

$$\tau = t_{3min} + t_{с.в.} = 0,01 + 0,015 = 0,025 \text{ с},$$

мұндағы t_{3min} – қорғаныстың минималды істен шығу уақыты, 0,01 с деп аламыз;

$t_{с.в.}$ – анықтамадағы ажыратқыштың өзіндік өшу уақыты 0,055 с.

τ уақыты кезіндегі ҚТ тогының апериодикалық құрауышының мәнін анықтаймыз.

$$i_{а,\tau} = \sqrt{2}I_{П,К2}e^{-\frac{\tau}{T_а}} = \sqrt{2} \cdot 3,46 \cdot e^{-\frac{0,025}{0,05}} = 1,21 \text{ кА};$$

мұндағы $T_а$ – ҚТ тогының апериодикалық құрауышының тұрақты өшу уақыты 0,05 тең деп аламыз.

Берілген ажыратқыш үшін ажырату тогының апериодикалық құрауышының нормаланған шамасы:

$$i_{а,н.пер} = \sqrt{2}\beta_{норм}I_{откл.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 12,5 = 9 \text{ кА},$$

мұндағы $\beta_{НОРМ}$ – ажырату тогында апериодикалық нормаланған құрауышы, анықтамадан 0,4 деп қабылдаймыз;

$I_{откл.ном}$ – 12,5 кА берілген ажыратқыш үшін, номиналды ажырату тогы.

Ажыратқышты термиялық тұрақтылығына тексереміз.

$$B_к = I_{п0}{}^2 (t_{откл} + T_а) = 3{,}46^2 (0{,}525 + 0{,}05) = 7{,}3 \text{ кА}^2\text{/с};$$

$$t_{откл} = t_{р.з.} + t_{о.в.} = 0{,}5 + 0{,}025 = 0{,}527 \text{ с},$$

мұндағы $t_{р.з}$ – желінің максималды ток қорғанысының әсер ету уақыты, 0,5 с тең;

$t_{0.в}$ – ажыратқыштың толық өшу уақыты, 0,06 с тең.

$$I_{тер}{}^2 t_{тер} = 12{,}5^2 \cdot 3 = 468 \text{ кА}^2\text{/с}$$

Ажыратқыш үшін есептік және анықтамалық мәндері 4.3 кестеде келтірілген. Кестеден көрініп тұрғандай, таңдалынып алынған ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

4.3 кесте – Параметрлерді салыстыру

Есептік мәндер	ВВ/TEL-10-12,5/630-У2-45
$U_{уст}$ = 10,5 кВ	$U_{ном}$ = 12 кВ
I_{max} = 338,71 А	$I_{ном}$ = 630 А
$I_{П, \tau}$ = 3,46 кА	$I_{отк}$ = 12,5 кА
$I_{а, \tau}$ = 1,21 кА	$I_{а, норм}$ = 9 кА
$I_{П, 0}$ = 3,46 кА	$I_{ПР.С.}$ =12,5 кА
$i_У$ = 8,93 кА	$i_{ПР.С.}$ = 32 кА
$B_К$ =7,3 кА^2/с	$I_{ТЕР}{}^2 t_{ТЕР}$ = 468 кА^2/с

Ажыратылған қосылулар үшін ВВ/TEL-10-12,5/630-У2-45 сериялы «Таврида Элктрик» өндірісінің вакуумды ажыратқышын таңдаймыз. Ажыратқыштың өшу уақыты:

$$\tau = t_{3min} + t_{с.в.} = 0{,}01 + 0{,}015 = 0{,}025 \text{ с},$$

мұндағы t_{3min} – қорғаныстың минималды істен шығу уақыты, 0,01 с деп аламыз;

$t_{с.в.}$ – анықтамадағы ажыратқыштың өзіндік өшу уақыты 0,015 с.

τ уақыты кезіндегі ҚТ тогының апериодтық құрауышының мәнін анықтаймыз.

$$i_{а,\tau} = \sqrt{2} I_{П,К2} e^{-\frac{\tau}{T_а}} = \sqrt{2} \cdot 3{,}46 \cdot e^{-\frac{0{,}025}{0{,}05}} = 1{,}21 \text{ кА};$$

мұндағы T_a – ҚТ тогының апериодикалық құрауышының тұрақты өшу уақыты, 0,05 тең деп аламыз.

Берілген ажыратқыш үшін ажыратқыш токтың апериодикалық құрауышының нормаланған шамасы:

$$i_{а,н.пер} = \sqrt{2}\beta_{норм} I_{откл.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 12,5 = 9 \text{ кА},$$

мұндағы $\beta_{НОРМ}$ – ажырату тогында апериодикалық құрауыштың нормаланған құрауышы, анықтамадан 0,4;
$I_{откл.ном}$ –берілген ажыратқыш үшін, номиналды ажырату тогы 12,5 кА.

Ажыратқышты термиялық тұрақтылыққа тексереміз.

$$B_к = I_{п0}{}^2 (t_{откл} + T_а) = 3,46^2 (0,525 + 0,05) = 7,3 \text{ кА}^2\text{/с};$$

$$t_{откл} = t_{р.з.} + t_{о.в.} = 0,5 + 0,025 = 0,527 \text{ с},$$

мұндағы $t_{р.з.}$ – желінің максималды ток қорғанысының әсер ету уақыты, 0,5 с тең
$t_{о.в.}$ – ажыратқыштың толық өшу уақыты, 0,025 с тең

$$I_{тер}{}^2 t_{тер} = 12,5^2 \cdot 3 = 468 \text{ кА}^2\text{/с}$$

Ажыратқыш үшін есептік және анықтамалық мәндерін 4.4 кестеге енгіземіз.

4.4 кесте – 10 кВ-қа ажыратқыштың параметрлерін салыстыру

Есептік мәндер	ВВ/TEL-10-12,5/630-У2-45
$U_{уст}$ = 10,5 кВ	$U_{ном}$ = 12 кВ
I_{max} = 338,71 А	$I_{ном}$ = 630 А
$I_{П, \tau}$ = 3,46 кА	$I_{отк}$ = 16 кА
$I_{а, \tau}$ = 1,21 кА	$I_{а, норм}$ = 9 кА
$I_{П, 0}$ = 3,46 кА	$I_{ПР.С.}$ =16 кА
$i_у$ = 9 кА	$i_{ПР.С.}$ = 40 кА
$B_К$ =7,3 кА^2/с	$I_{ТЕР}{}^2 t_{ТЕР}$ = 468 кА^2/с

Кестеден көрініп тұрғандай, таңдалынып алынған ажыратқыштар барлық шарттарды қанағаттандырады.

4.3 Айырғыштарды таңдау және тексеру

Айырғыштарды таңдау мына шарттармен жүргізіледі [8]:

- орнатылған кернеуі бойынша:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- тогы бойынша:

$$I_{норм} \leq I_{ном};$$

$$I_{max} \leq I_{ном};$$

- электр динамикалық тұрақтылығы бойынша:

$$i_у \leq i_{пр.с.};\ I_{по} \leq I_{пр.с.},$$

мұндағы $i_{пр.с.}$, $I_{пр.с.}$ – шекті тесіп өту тогы (амплитуда және қалыптасқан шамалар);

- термиялық тұрақтылық бойынша:

$$B_к \leq I^2_{тер} \cdot t_{тер},$$

мұндағы $B_к$ – есеп бойынша жылулық импульс $кА^2 \cdot с$;
$I_{тер}$ – термиялық тұрақтылықтың шекті тесіп өту тогы;
$t_{терм}$ – термиялық тұрақтылықтың шекті тогының ағу ұзақтығы.

[9] бойынша 35 кВ кернеуіне мынаны таңдаймыз:
Айырғыш – РНД32-35/1000-У1. Тексерудің нәтижелерін 4.5 кестеге енгіземіз.

4.5 кесте –35 кВ айырғышының есептік және паспорттық мәндері

Есептік мәндері	Айырғыштар РНД32-35/1000-У1
$U_{уст}$=35 кВ	$U_н$=35 кВ
I_{max}=113,5 А	$I_{ном}$=1000 А
$i_у$=19,753 кА	$I_{пр,с.}$=80 кА
$B_к$=14,26 $кА^2 \cdot с$	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 31{,}5^2 \cdot 4 = 3969$ $кА^2 \cdot с$

[9] бойынша 10 кВ кернеуге РВР-Ш 10/2000 УЗ айырғышын таңдаймыз. Тексерудің нәтижелерін 4.6 кестеген енгіземіз.

4.6 кесте –10 кВ айырғышының есептік және паспорттық мәндері

Есептік мәндері	РВР-Ш-10/2000 УЗ
$U_{уст}$ = 10 кВ	$U_{ном}$ = 10 кВ
I_{max} = 709,5 А	$I_{ном}$ = 2000 А
$i_у$ = 22,083 кА	$I_{пр,с.}$ = 85 кА
$B_к$ = 15,72КА2.с	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 31{,}5^2 \cdot 4 = 3969$ кА^2·с

4.4 Асқын кернеулі шектеуіштерді таңдау

Асқын кернеудің сызықсыз шектеуіштері коммутациялық және найзағайлы асқын кернеуден электр қондырғыларын қорғаудың негізгі құралы ретінде пайдалану үшін арналған.

АКШ сериялы асқын кернеуді шектеуіштер толықтай ХЭК, МЕМСТ және ISO 9000 сапалы стандарттардың талаптарына толықтай сәйкес келеді.

Вертильді айырғыштармен салыстырғанда АКШ келесідей даусыз артықшылықтарға ие: импульсті асқын кернеудің барлық түрлерін шектеудің терең деңгейі; асқын кернеудің толықыны өшкеннен кейін жетелеуші токтың болмауы; қайта жүктеу қасиеті және үлкен энергияларды шашыратуы; құрылымының қарапайымдылығы мен пайдаланудағы сенімділік; аз габариді мен салмағы.

Асқын кернеуді шектеуіштерді таңдауды 4.7 кестеге енгіземіз.

4.7 кесте – Асқын кернеуді шектеуіштерді таңдау

Қосылыстардың аталуы	Асқын кернеуді шектеуіштердің түрі	$\frac{V_н}{V_{раб}}$, кВ
АТҚ-35кВ қосу	АКШ/TEL -35/40,5-550УХЛ1	$\frac{35}{35}$
ТҚ-10кВ қосу	АКШ/TEL-10/12,6-250УХЛ1	$\frac{12{,}6}{10}$

4.5 Өлшеуіш трансформаторларын таңдау

Өлшеу құралдарының қосылысы үшін ток трансформаторын және кернеу трансформаторын таңдау.

Қосалқы станцияларда қосымша және негізгі қондырғылардың жұмыс режімімен бақылау жасау, өлшеуіш-бақылау құралдарының көмегімен жүзеге асырылады.

10 кВ құрауыш шиналарда кернеу трансформаторын таңдау.

- Кернеуі бойынша $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- Құрылымы мен орамдарының байланысу сұлбасы бойынша;
- Дәлдік классы бойынша;
- Екінші ретті жүктемесі бойынша $S_{c\sum} \leq S_{ном}$,

мұндағы $S_{ном}$ – таңдалынған дәлдік классындағы номиналды қуат,
$S_{2\Sigma}$ – барлық өлшеуіш құралдары мен реленің жүктемесі.

Қажетті өлшеуіш құралдарының тізімін [8] бойынша қабылдаймыз және 3.6 кестеге енгіземіз. Өлшеуіш құралдардың мәндері туралы [8] аламыз.

Из справочника [8] анықтамадан дәлдік классы 0,5, номиналды кернеуі 10 кВ, НТМИ-10-66УЗ ТЗ, $S_{2ном}$ = 120 ВА кернеу трансформаторынн таңдаймыз. Осылайша, алынған кернеу трансформаторы 0,5 дәлдік классында жұмыс істейтін болады.

4.8 кесте – Өлшеуіш құралдардың тізімі.

Құрал		Түрі	S бір орамды, ВА	Орамдар саны	Құралдар саны	Жалпы тұтынатын қуат
Вольтметр (құрауыш шиналар)		Э377	2	1	1	2
Ваттметр	10 кВ ТТ-нан қосылу	Д-335	1,5	2	1	3
Активті есептеуіш		И670	1,5	2	1	3
Реактивті есептеуіш		И689	3	2	1	6
Активті есептеуіш	Желілер 10 кВ	И670	1,5	2	10	30
Реактивті есептеуіш		И689	3	2	10	60
Барлығы $S_{2\Sigma}$, ВА						104

Кернеу трансформаторын құралдармен байланысы үшін механикалық беріктілік шарты бойынша қимасының тарамы 2,5 мм^2 болатын АКРВГ бақылаушы кабельді таңдаймыз.

Ток трансформаторын таңдау. Ток трансформаторын төмендегілер бойынша таңдайды:

- Орнатылған кернеуі бойынша: $U_{уст} \le U_{ном}$;
- Ток бойыша: $I_{норм} \le I_{ном}$; $I_{мах} \le I_{1\ ном}$;
- Электр динамикалық тұрақтылық бойынша: $i_у \le i_{дин}$;
- Термиялық тұрақтылық бойынша: $B_к \le I^2_{тер} \cdot t_{тер}$;
- Екінші ретті жүктемесі бойынша: $Z_2 \le Z_{2\ ном}$,

мұндағы Z_2 – ток трансформаторының екінші ретті жүктемесі;
$Z_{2\ ном}$ – таңдалынған дәлдік классыдағы ТТ номиналды рұқсат етілген жүктемесі.

Ток тізбектерінің индуктивті кедергісі үлкен емес, сондықтан $Z_2 \approx r_2$. Екінші ретті жүктеме құралдардың кедергісінен, байланыс сымдарынан және контактілердің өтпелі кедергісінен тұрады.

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_к. \quad (4.7)$$

10 кВ трансформаторлы тізбекке қосылған ток трансформаторын таңдаймыз.

Анықтама бойынша [9] трасформация коэффициенті $К_{тт}$=80015 болатын ТПЛК10-УЗ таңдаймыз.

4.9 кесте – Ток трансформаторын таңдау

Есептік мәндері:	Паспорттық мәндері:
$U_{уст}$ = 10 кВ	$U_{ном}$ = 10 кВ
I_{max} = 709,5 А	$I_{ном}$ = 800 А
$i_у$ = 22,083 кА	$i_{дан}$ = 74,5 кА
$B_к$ = 15,72 $кА^2 \cdot с$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 27^2 \cdot 4 = 2916$ $кА^2 \cdot с$.
$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_к$	$r_{2\ ном}$ = 0,40 Ом

Ток трансформаторының екінші ретті жүктемесі.

4.9 кестеден көрініп тұрғандай, А және С фазасының ток трансформаторлары жүктелген.

Құралдардың жалпы кедергісі.

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2{}^2}. \quad (4.8)$$

4.10 кесте – Фазалардың жүктемесі

Құрал	Түрі	А, В, С фазаларының жүктемесі		
		А	В	С
Амперметр	7-335	–	0,5	–
Құрал	Түрі	А, В, С фазаларының жүктемесі		
		А	В	С
Активті есептеуіш	И-670	2,5	–	2,5
Реактивті есептеуіш	И-689	2,5	–	2,5
Барлығы:		5,5	0,5	5,5

$$r_{приб} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом}.$$

Сымдардың рұқсат етілген кернеуі.

$$r_{пр} – r_{ном} – r_{приб} – r_к = 0,4 – 0,22 – 0,1 = 0,08 \text{ Ом}.$$

Ток трансформаторын құралдармен байланыстыру үшін алюминді арқауы бар, болжамды ұзындығы L=6 м [5] болатын кабельді қолданамыз, сол кезде қимасы:

$$q = \frac{p \cdot l}{r_{пр}}, \qquad (4.9)$$

$$q = \frac{0{,}0283 \cdot 6}{0{,}08} = 2{,}1 \text{ мм}^2.$$

Қимасының тарамы 4 мм^2 болатын АКРВГ бақылаушы кабелді қабылдаймыз.

$S_{номт}$ = 10000 кВ күштік трансформатордың жоғарғы кернеу жағында ТТ таңдаймыз. Трансформатордың номиналды тогы.

$$I_{max} = 1{,}4 \cdot I_{номт} = 1{,}4 \cdot 52{,}5 = 73{,}6 \text{ А}.$$

Анықтама бойынша [6] трансформация коэффициенті $К_т$=75/5 болатын ТФЗМ 35-У1 қабылдаймыз. [8] сәйкес күштік трансформатордың ЖК жағында ток тарнсформаторының екінші ретті жүктемесі ретінде Э-335 амперметр болып табылады. принимаем ТФЗМ 35-У1, с коэффициентом трансформации $К_т$=75/5.

Тұтынылатын қуаты: $S_{приб}$=0,5 ВА. Құралдың кедергісі:

4.11 кесте – ТТ таңдау

Есептік мәндері:	Паспорттық мәндері:
$U_{уст}$=35 кВ	$U_{ном}$=35 кВ
I_{max}=73,6 А	$I_{ном}$= 75 А
$i_у$=19,753 кА	$i_{дан}$=126 кА
$B_к$=14,26 кА^2·с	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 26^2 \cdot 3 = 20286$ кА^2·с.
$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_к$	$r_{2\ ном}$ = 1,20 Ом

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2{}^2}; \qquad (4.10)$$

$$r_{приб} = \frac{0{,}5}{5^2} = 0{,}02 \text{ Ом}.$$

$r_{пр} – r_{ном} – r_{приб} – r_к$ = 1,2 – 0,02 – 0,1 = 1,08 Ом кезіндегі рұқсат етілген кедергісі.

Ток трансформаторын құралдармен байланыстыру үшін алюминді арқауы бар, болжамды ұзындығы L = 75 м [8] болатын кабельді қолданамыз, сол кезде қимасы:

$$q = \frac{p \cdot l}{r_{пр}}, \qquad (4.11)$$

$$q = \frac{0{,}0283 \cdot 75}{1{,}08} = 1{,}97 \text{ мм}^2.$$

Қимасының тарамы 4 мм^2 болатын АКРВГ бақылаушы кабелді қабылдаймыз.

5 Өмір тіршілік қауіпсіздігі

5.1 Есік АЭЖ электр тораптарын пайдалануда зиянды және қауіпті факторларға талдау жасау

Қауіпті факторларды талдау:

Электр беріліс желілерінде немесе күштік трансформаторларда кернеудің болуы эксплуатация кезінде негізгі қауіпті фактор,өйткені адамдардың электр тізбегіне түсу немесе тоққа түсу қауіпі туындайды.

Электр тоғына адамның түсу қаупі келесі жағдайларда болады:

– Оқшауламасы жоқ немесе бұзылған тоқ өткел бөліктерге жанасқан немесе қауіпті қашықтыққа жақындаған кезде;

– Оқшауламаның бұзылу әсерінен күштік трансформатордың корпусына жанасқан кезде;

– Электр беріліс желісінің үзілген сымдарына жанасқан кезде;

– Жерге тұйықталған токтың ағу аймағында қадамдық кернеуге түсу;

– Жұмысшылардың еңбек қорғау ережелерін сақтамағандықтан.

Жөндеу және профилактикалық жұмыс кезінде немесе күштік трансформаторды эксплуатациялау барысында (трансформатор майының дейгейін тексергенде, ауыстырғанда, оқшауламаны тазалағанда,сырлауда) жұмысшылар жоғарғы биіктікте жұмыс жасайды (құлау кезінде жарақат алуы мүмкін). 35 кВ кернеудегі күштік трансформатор биіктігі 5-7 м,ал желілердегі тіректер биіктігі 20-25 м.

ЭБЖ тіректерінде жұмыс істеу еңбек қорғау негізінде күрделі болады, өйткені жұмыс жоғары биіктікте жасалады,электромонтерлар әуелік желі бойында таралып жүреді,бұл тұрақты бақылауды талап етеді. Электр беріліс желілерін жобалаған кезде, желі өтетін ауданның орналасуын, адамдар тұратын, жүретін аудандардан барынша алшақ салынуы керек. Қыстың күндері желі бойындағы сымға қардың жабысу әсерінен көктайғақ пайда болады. Оның әсерінен сымның механикалық беріктігі төмендеп,сымның рұқсат етілген деңгейден асылуы жерге қарай төмендейді.

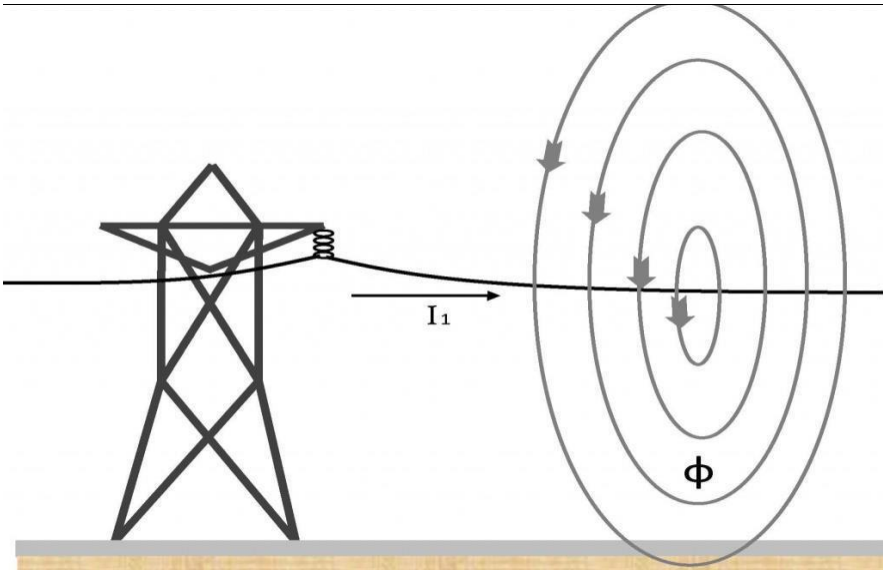
Қоршаған ортаға әсеріне талдау жасау:

35кВ ЭБЖ эксплуатациялау кезінде электр өрісі әсерінен жүйке ауруларын туғызады. Электр өрісі адамның орталық жүйке жүйесіне жағымсыз әсер етеді.Жүрек соғуын тездетеді,дене температурасын және қан қысымын жоғарлатады.Адамның жұмыс қабілеті төмендейді. Электр өрісінің адамға әсері оның кернеулігі мен әсер ету аймағында болу ұзақтығына тәуелді. Сол арада көтеріңкі шаршағыштыққа, жұмыс операциясының орындалуының сапасының төмендеуіне әкеліп соғады. Өндірісте электромагниттік сәуле шығару көзі болып мыналар саналады:

- Таратушы құрылғы (РУ-6 кВ) - трансформаторлық камералар (ТСН-1, ТСН-2)

- ашық тарату құрылғысы (ОРУ-10 кВ)

- ТН 1-фидер 5-137
- табиғи суыту трансформаторлы радиаторлар
- кешенді таратқыш құрылғылар (КРУ-10 кВ)
- сорғы станциялар (насосные станции) (н/ст-1), транформаторлары бар сорғы станциялар (н/ст-12)



5.1 сурет – ЭБЖ бойында электромагниттік өрістің таралуы

Электр кернеулігінің нормалары (қорғаныс құралдарын қолданбағанда).

5.1 кесте – Электромагниттік өрісте рұқсат етілген уақыт

Өріс кернеулігі Е, кВ	5	10	15	20	25
Электромагниттік өрісте рұқсат етілген уақыт	8сағ	3сағ	1,5сағ	10мин	5мин

5.2 Қосалқы станцияда трансформаторларды жобалауда шудың деңгейін бағалау және есептеу

Еңбек қауіпсіздігін негізгі басқару мақсаты болып ұйымдастырылған жұмыс бойынша қауіпсіздікті қамтамас ету, жарақаттану мен апаттықты, кәсіптік ауруды, төмендету, қауіпсіз және зиянсыз еңбек шартын кешенді мақсат негізінде жасау, еңбек шартын жақсарту болып табылады. Трансформаторларды эксплуатациялау кезінде, қызметкерге зиянды және қауіпті факторларымен ГОСТ 12.1.002-84 сәйкес әсер етуі мүмкін.
«ССБТ жұмыс орнында шу өлшеуідің тәсілдері. ГОСТ 12.1.003-83». Шу. Қауіпсіздікке қойылатын жалпы талаптар.

Трансформаторлар шуы.

Өнеркәсіп кәсіп орнында және тұрғылықта аудандарда эксплуатацияда жатқан трансформаторлық жабдық қызметкердің денсаулығына жағымсыз әсер ететін шу шығарады. Бір мезгілде, шудың себебі болып келетін

жабдықтың дірілдеуі, оның механикалық беріктігіне әсер етіп ғана қоймай,оның қызмет мерзімін төмендетіп және оның ішкі жағынан зақым пайда болуына алып келеді.

Трансформаторлардағы шу көздері

Трансформаторлар шуы, белсенді бөлшегінің дірілдеуі арқылы шығады, сонымен қатар салқындатқыш жүйенің желдеткіштерімен де шығады. Трансформатор шуына,оның бөлек элементтерінде-салқындатқышта,бак дуалдарында,құбырларды және т.б. пайда болатын резонансты құбылыстарыда маңызды әсер етеді. Трансформатордың белсенді бөлігінің дірілдеуінің себебі, магниттік жүйеде магнитострикционды және электромагниттік күштермен және орамадағы динамикалық күшпен себепті. Трансформатор дірілдеуді құрайтын магнитострикционға ие. Трансформаторлар шуында спектралдың болуы қоректенгіш кернеудің жиілігімен байланысты. Үш фазалық трансформаторларда (желі жиілігі-50 Гц) алғашында, бірінші үш гармониктар анық шығып отыр - 100,200,300 Гц. Трансформатор дыбыс деңгейлеріне, әртүрлі тиристорлы құрылғылар қызмет атқаратын қоректенгіш кернеу желісіндегі жоғары жиілік кедергілер әсер етеді. Мұндай желілердегі электрлік кедергілер, әдеттегідей үлкен емес, ол номиналды кернеудің жарты процентін құрайды.

Трансформатордың шуын есептеу.

ПС трансформаторларында АТДЦТН-63000/220/110/10 маркалы 2 автотрансформаторлар тұр. Жалпы қолдануға арналған Күштік үш фазалық үш ораулы автотрансформатор электрлік желі байланысының кернеуі 200,110,10 кВ қамтамас етеді. Автотрансформаторлар жүк астындағы кернеуді 100 кВ басқаратын және ДЦ салқындатқыш жүйесінен(бактағы майды мәжбүрлеп айналуы және салқындатқыш жүйесіне мәжбүрлеп үрлеу) құрастырылған құралға ие.Берілген трансформатор түрі жоғарлатылған габариттермен,жоғарлатылған шу деңгейімен сиппаталады. Мұндай трансформаторлар үшін, дыбыс деңгейі 108 дБА құрайды. Әдеттегінше ТП 2 трансформатордан қояды, онда қосынды деңгейі құрайды:

Трансформаторлардың дыбыстық деңгейін қуатын ауа және май айналымдарымен мәжбүрлеп дұрыстау (ДЦ және НДЦ түрлерінің салқындатқыш жүйелері).

5.1 кесте - Шу көлемінің құқықтық негіздері (ГОСТ 12.1.003 - 83)

Жұмыс орыны	Орташа дыбыс ,Гц								дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Тұрақты жұмыс орыны және т.б. орындар	99	92	86	83	80	78	76	74	85

5.2 Кесте – Берілгендер

Трансформаторлардың қуат түрлері, МВ·А	Дұрысталған дыбыс қуатының деңгейі LPA , дБА, кернеу класстары үшін, кВ		
	110; 150	220; 330	500; 750
63	-	105	-
80	103	107	-
125	106	108	110
200	108	110	112
250	109	112	113
400	110	114	115
500	-	115	116

$$L_{сум} = Lw + 10 \cdot \lg n, \quad (5.1)$$

мұндағы Lw – трасформатор шуы, дБА;
n трасформатор саны.

$$L_{сум} = 108 + 10 \cdot \lg 2 = 111 \text{ дБА}.$$

СанПиН РК №3.01.035-97. сәйкес, жұмыс орындағы рұқсат берілген шу деңгейі. «Жұмыс орын, тұрғылықты бөлмелерде, қоғами ғимараттарда және тұрғылықты құрылыс аймақтарындағы шу» 80 дБА құрайды. Осылайша, жұмыс орында шу шығартын трансформаторлар, берілгеннен жоғары болады. Сондықтан жұмыс орындағы шуды төмендету үшін арнайы кешен өткізу қажет.

5.3 Электрқұрылғыларын пайдалануда өрт қауіпсіздігін қамтамасыз ету шаралары

Қарастырылып отырған қосалқы стансада желі кернеуін 35 кВ-тан 10 кВ-қа төмендететін екі күштік трансформаторлары бар аймақтық қосалқы станса болып табылады.

«Қайрат» қосалқы стансада ТМ-2500/35,ТМ-1600/35 екі күштік трансформатор орналасқан.35 кВ тарапында элегазды ажыратқыштар,және асқын кернеуден қорғайтын ОПН-35 орналасқан,ал 10 кВ тарапында вакуумды ажыратқыштар орнатылған.

Маймен толтырылған күштік трансформаторларда өрт майдың төгілуінен және қысқа тұйықталу кезінде майдың буынан және газдық қорғаныс әрекетінен бас тартқан кезде пайда болады.

Кабельдерде қысқа тұйықталу болған жағдайда желінің оқшаулатқыштарында өрт пайда болуы мүмкін.Кабельдерде өрттің пайда болуының бірден-бір себебі кабельдің шектен тыс қызып кетуі болып табылады.Және электр

қондырғыларын дұрыс қолданбағандықтан,қорғаныстағы қателіктері-нен өрт пайда болуы мүмкін.

Электр қондырғыларында жанатын заттарға оқшаулағыш ретінде мына материалдар жатады: қағаз,минералды май және т.б.Электрлік қондырғыларда немесе айналасында өрт пайда болған жағдайда ең бірінші электр қондырғыны желіден ажырату керек.

Желіде кернеу үстінде болған жағдайда көмірқышқылды,көмірқышқылды-броэтильді өртсөндіргішті және бикарбонат натрий құрамды өте шағын ұнтақты өртсөндіргішті қолдану керек,бірақ қызу үстінде тұрған заттарға ұнтақ салуға болмайды,өйткені жарылу қаупі бар.Өртті сөндіру үшін қураған таза құмды қолдануға болады.

Кернеу үстінде жұмыс істеп тұрған электрлік қондырғыларда өртті сөндіру үшін химиялық көбікті немесе химиялық әуелік-көбікті өртсөндіргішті қолдануға болмайды.Өйткені көбік ток өткізгіш болып келеді және электр қондырғылардың оқшауламасына әсерін тигізеді.

Электр қондырғыларда өртті өшіру процесі ерекше болып келеді.Өйткені токқа жанасу қаупі мен жұмысшы персоналдың жанғыш заттардан уланып қалу қаупі бар.Өйткені өрт шыққан кезде электр қондырғыларынан хлор,улы газ,көмірқышқыл газдары бөлініп шығуы мүмкін.

Жұмыс орнында өрт қауіпсіздігін толықтай қамтамасыз ету үшін түрлі шаралар жасалады.Өрт қауіпсіздік шаралары организациялық,техникалық,режімдік және эсплуатациялық болып бөлінеді.

Организациялық шара жабдықтардың қолдану дұрыстығын,ғимарат-тың нормалық жағдайын,өртке қарсы инструктаждар және өрт қауіпсіздігіне байланысты бұйрықтарды шығаруын қарастырады.

Қарастырылып отырған жобаға келесідей организациялық шаралар қолданылады:

- жұмысшы персоналға бірінші және екінші реттік өртке қарсы инструктажбен таныстыру жұмыстарын жүргізу;

- жұмысшы персоналды өрт қауіпсіздік ережелерін мезгілді тексеріс жүргізіп отыру;

- қосалқы станса аумағында жолды таза ұстап,қыс мезгілінде қардан тазалау;

- қосалқы станса аумағында жерлендіргіштер орнатылған жерлерді арнайы белгілеп кою.

Техникалық шараларға өрт қауіпсіздік ережелері,ғимараттарды жобалау кезіндегі нормаларды,электр өткізгіштері мен жабдықтар,жылу,ауа алмасу,жарықтандыруларды дұрыс орналастыру және оларды сақтау қарастырылады.

Қарастырылып отырған жобаға келесідей техникалық шаралар қолданылады:

- жердегі 35 кВ кернеулі ашық кабельдерді өртке қауіпсіз материалдармен қоршалады;

- кабельді жерлер арнайы белгімен белгіленеді,және түсініктеме жазуларын орнатады.

- маймен толтырылған күштік трансформаторларда майдың ағып кетуінен және өрттің таралуына қарсы қондырғылар,май тарат-қыштары мен май жинағыштары қарастырылады;

- күштік трансформатордың фундаменті жанбайтын материалдан жасалады;

- май қабылдағыштардың габариті күштік трансформатордан 0,6 м шығып тұруы қажет.Және де май қабылдағыштың тереңдігі аз болуы қажет.

Эксплуатациялық шараларға профилактикалық бақылаулар және мерзімдік жөндеулер жатады.

Қарастырылып отырған қосалқы стансаға келесідей эксплуатациялық шаралар жасау керек:

- күштік трансформаторларда майдың дәрежесін тексеріп тұру;
- қосалқы станса жабдықтарына жылдық жөндеу жұмыстарын жүргізу;
- оқшауламаның төзімділігін арттыру;
- қосалқы стаанса жабдықтарының нормаға сәйкес қолдану.

5.4 Өрт сөндіру жүйесін есептеу

Үлкен көлемдегі өртті сөндіру үшін көмірқышқыл – хладон құрамының есептік салмағы келесі өрнекпен анықталады:

$$m_d = k_6 \cdot g_n \cdot V,$$

мұндағы k_6 = l,2 - көмірқышқыл - хладон құрамының есептелмейтін жоғалтулар өтемнің коэффициенті;
g_n = 0,4 кг/м3 – көмірқышқыл-хладон құрамының нормативтік жаппай шоғырландыруы;

$$V = A \cdot B \cdot H,$$

мұндағы V – бөлменің көлемі.
А= 5 м – бөлме ұзындығы;
В = 3 м – бөлме ені;
Н = 3 м – бөлме биіктігі.
Сонда:

$$V = 5 \cdot 3 \cdot 3 = 45 \text{ м}^3.$$

Осыдан шығатыны:

$$m_d = 1.2 \cdot 0.4 \cdot 45 = 21,6 \text{ кг.}$$

Баллондардың есептік саны ξ көмірқышқыл – хладонның 25 кг 2 құрамының 40 литрлік баллонға сыйымдылығынан анықталады. Сондықтан екі баллон орнатылады.

Магистралді құбырдың ішкі диаметрі d_i , мм, келесі формула бойынша анықталады:

$$d_i = d_i \cdot \sqrt{\xi_2},$$

мұндағы d_1 - баллонның сифондық құбырының диметрі, мм;
ξ_2 - бір мезгілде оқталатын баллондар саны.

Сонда:

$$d_i = 12 \cdot \sqrt{2} = 17 \text{мм.}$$

Магистралді құбырдың баламалы ұзындығы l_2 , м, келесі формула бойынша анықталады:

$$l_2 = k_7 \cdot l,$$

мұндағы $k_7 = 1,2$ - есепке алынбайтын жергілікті жоғалтуларды өтем үшін құбырдың ұзындығының үлкею коэффициенті;
$l = 3$м - жоба бойынша құбырдың ұзындығы.

Сонда:

$$l_2 = 1.2 \cdot 3 = 3,6\text{м.}$$

Суландырғыштың шығыс саңылауының қимасының ауданы A_3, мм^2 келесі формула бойынша анықталады:

$$A_3 = \frac{S}{\xi_1},$$

мұндағы S - магистралді құбырдың қимасының ауданы, мм^2;
ξ_1 - суландырғыштардың саны.

$$A_3 = \frac{S}{\xi_1} = \frac{3,14 \cdot 8,5^2}{1} = 226,865 \text{ мм}^2.$$

Көмірқышқыл – хладон құрамының шығыны Q , кг/с, құбырдың баламалы ұзындығы мен оның диаметріне байланысты 1,4 кг/с тең.

Көмірқышқыл хладон құрамының негізгі бөлігінің массасы келесі формула бойынша анықталады:

$$m = 1{,}1 \cdot m_d \cdot \left(1 + \frac{k_8}{k_6}\right)$$

мұндағы k_8 = 0,2 – көмірқышқыл – хладон құрамының, баллон мен құбырда қалып қалған қалдығының коэффициенті;
k_6 - кесте бойынша алынады.

Нәтижесінде: $m = 1{,}1 \cdot 21{,}6 \cdot \left(1 + \frac{0{,}2}{1{,}2}\right) = 27{,}72$ кг

Алған нәтижелерден келесідей қорытынды жасауға болады, автоматты өрт сөндіру жүйесінің қалыпты жұмысы жасауын қамтамассыз ету үшін сыйымдылығы 40 литр және қалыпты қысымы 12,5 МПа болатын 1 баллон көмірқышқыл - хладон құрамы қажет болады. Бөлмеде заряд шығарылымының ұзақтығы 0,26 с болатын 1 суландырғыш орнатылған.

6 Экономикалық бөлімі

«Жанақұрылыс» қосалқы станциясының құрылысы.

Түйіндеме.

Жанақұрылыс атты қосалқы станциясы Алматы облысында электр энергиясын 110 кВ-тан 35 кВ-ға және 10 кВ-ға жүзеге асыруға арналған.

Бұл қосалқы станцияны салу үшін, тариф бойынша электр энергиясын тасымалдау үшін ЖШС АВАҮ 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 110/35/10 кВ кернеуі және 80 МВТ қуаты бар екі автотрансформатор, 110 кВ кешенді-таратқыш құрылғылар, жиынтықты таратқыш құрылғы 10 кВ кіреді. Қосалқы станция құрылысына жұмсалынатын капиталды қаражат 402,4 млн тенге, ал өтелу мерзімі 6 жыл.

6.1 Қосалқы станцияның техникалық-экономикалық көрсеткіштерінің есептелінуі

Қосалқы станцияның құрылысында капиталды қаражатты анықтау

Капиталды қаражат- ол:

- Аумақты дайындауға жұмсалынған шығын;
- Трансформаторларды иелену;
- Ажыратқыштар және тағы да басқа қондырғылар;
- Монтаждау жұмыстары;

Капиталды қаражаттар көптеген факторларға байланысты және екі құрамдас бөліктен тұрады:

- Құрылғы шығындары;
- Шығынның тұрақты бөлігі $К_{пост}$;

Яғни, капиталды қаражат келесі формуладан шығады:

$$К_{пст} = К_{об} + К_{пост}. \quad (6.1)$$

6.1 кесте – Объекке жұмсалынған капиталды қаражат

Қондырғының аты	Саны,	Бірлік бағасы, млн. тенге	Барлығы, млн. тенге
1	2	3	4
Ажыратқыш 110 кВ	3	5	15
Ажыратқыш 35 кВ	9	2,3	20,7
Ажыратқыш 110 кВ	8	2,2	17,6

6.1 кестенің жалғасы

1	2	3	4
Айырғыш 35 кВ	16	1	16
Ток трансформаторы 110 кВ	9	0,37	3,33
Ток трансформаторы 35 кВ	24	0,1	2,4
Кернеу трансформаторы 110 кВ	2	0,2	0,4
Кернеу трансформаторы 35 кВ	2	0,07	0,14
Кернеу шектегіші 110 кВ	6	1	6
Кернеу шектегіші 35 кВ	2	0,65	1,3
КРУ 10 кВ	1	10	10
Трансформатор ТМН – 80000/35	2	90	180
Итого:млн.тенге			272,4

$$К_{пст} = К_{об} + К_{пост}\text{,} \qquad (6.2)$$

$$К_{пст} = 272,4 + 130 = 402,4 \text{ млн.тенге.}$$

Қосалқы станцияның жылдық шығынын анықтау.

Жылдық қаржылай шығындар қосалқы стансаның ішкі жабдықтарының жөндеу жұмыстарына,тарату құрылғыларына және электр тарату желілеріне кететін шығындар

Электр энергиясын тасымалдау барысында болатын желідегі шығындар жылдық қаржылай шығынға әсер етеді.

$$И = И_{ам} + И_{др.зат}$$

мұндағы $И_{ам}$ – амортизацияға жұмсалатын толық қаржылай шығыны, тенге/год.

$И_{др.зат}$ – және басқа да шығындардың жиынтығы, тенге/жыл.

$И_{ам}$ – амартизацияға кететін жылдық шығындар, тенге/жыл.

$$И_{ам} = \frac{\alpha_{ам}}{100} \cdot К_{ПС},$$

мұндағы $\alpha_{ам}$ – амартизацияға жұмсалатын нормалық коэффициент, 3%;

$$И_{ам} = \frac{3}{100} \cdot 402,4 = 54,706 \text{ млн.тенге/жыл.}$$

Пайда мен өзіндік құнның есептелінуі

Электр энергиясының берілісінің толық өзіндік құны суммарлық шығындармен анықталады, сонымен қатар, олар электр энергиясын тасымалдау және таратуына және тұтынушыға жұмсалған электр энергия санына байланысты.

$$S_{перед} \cdot \frac{И}{Э_{год}}, \qquad (6.3)$$

мұндағы $Э_{год}$ - берілетін энергияның жылдық жалпы көлемі.

$$Э_{год} = n \cdot К_з \cdot S_{ном.тр} \cdot \cos\varphi \cdot 4000, \qquad (6.4)$$

мұндағы n Трансформатор саны;

cosφ қуат коэффициенті, 0,8-ге тең;

$S_{ном.тр}$ Бір трансформатордың номиналды қуаты

$$Э_{год} = 2 \cdot 0{,}48 \cdot 80 \cdot 0{,}8 \cdot 4000 = 245{,}760 \text{ млн. кВт·сағ.}$$

Сонда 1 кВт·сағ электр энергиясын тасымалдағандағы өзіндік құны:

$$S_1 = \frac{54{,}706}{245{,}760} = 0{,}2 \text{ теңге/кВт} \cdot \text{сағат.}$$

Сонда торап бойынша берілетін электр энергиясының толық өзіндік құны тұрады:

- Электр энергиясын өндіретін ұйымның тағайындаған энергиясы бағасынан (6,4 теңге);
- Ұлттық электр торабы бойынша берілістің тарифі (2 теңге);
- Аумақтық электр тораптық компаниянің тарифі (4,3 теңге);
- ЖШС АВАУ энергия берілісінің өзіндік құны.

$$Т_{ТОО«ITGroup»} = S_{перед.} + 0{,}1 \cdot S_{перед}; \qquad (6.5)$$

$$Т_{ТОО\ «АВАУ»} = 0,\ 2 + 0{,}1 \cdot 0,\ 2 = 0,\ 22 \text{ теңге / кВт} \cdot \text{сағ.}$$

ЖШС АВАУ электр энергиясының тарифі:

$$Т_З = S_{ЭО} + Т_{НЭС} + Т_{РЭК} + Т_{ТОО\ «АВАУ»} = 6{,}4 + 2 + 4{,}3 + 0{,}22 = 12{,}92 \text{ теңге/кВт} \cdot \text{сағ.}$$

Алматы облысында электр энергиясының орташа тарифі 16,02 теңге/кВт·сағ. Ал, ЖШС АВАУ тарифі 12,92 теңге/кВт·сағ деп қабылданады. Сондай айырмасы: 16,02 – 12,92 = 3,1 теңге/кВт·сағ.

Тасымалданатын электр энергия мөлшерінен болжанып отырған табыс көлемі:

$$V_{5A''} = 245,760 \cdot 16,02 = 3969,12 \text{ млн.теңге.}$$

Тасымалданатын электр энергияның қалалық желілердегі төлемдері(KEGOC):

$$V_{НЭС} = 245,760 \cdot 1,8 = 442,37 \text{ млн.теңге.}$$

Тасымалданатын электр энергияның ұлттық желілердегі төлемдері:

$$V_{РЭК} = 245,760 \cdot 4,3 = 1056,77 \text{ млн.теңге.}$$

Электр энергиясын өндіретін ұйымның төлемдері:

$$V_{ӨҰ} = 245,760 \cdot 6,4 = 1572,86 \text{ млн.теңге.}$$

Электр энергиясын тасымалдауда болжанып отырған табыстың қалдығы:

$$V_{Р} = 3969,12 - 442,39 - 1056,77 - 1572,86 = 897,1 \text{ млн.теңге.}$$

$$П_{ч} = 103,2 \cdot 0,8 = 82,56 \text{ млн.тенге.}$$

6.2 Инвестициялардың қаржылық-экономикалық тиімділігінің көрсеткіштері

Инвестициялардың қаржылық-экономикалық тиімділігінің басты көрсеткіштері мен критерийлері болы қарапайым көрсеткіштер қолданылады:

- ақшалай түсімнің қарапайым нормасы – инвестициялар тиімділігінің қарапайым нормасы;
- капиталды қаражаттың қарапайым өтелу мерзімі. Таза ақшалай түсімнің инвестицияларды өтейтін уақыт мерзімі. Бұо уақытта объект тек қана өз пайдасына ғана жұмыс жасайды, ал табылған ақшалай түсім бастапқы инвестияларды қайтарады.
- банктің кредиттерін мүмкіндігінше толық қайтаратын уақыт мерзімі.
- интегралды көрсеткіштер.
- таза дисконтталған ақшалай түсім.
- пайданың ішкі нормасы. Ол дисконтталған нормасымен анақталады, бұл таза дисконтталған пайда нөлге тең болады.
- дисконтталған шығындардың өтелу мерзімі.

Келтірілген таза пайданың көрсеткіші(NetPresentValue, NPV) капиталды қаражаттың көлемін(InvestedCapital, IC) шығаруға мүмкіндік береді. Ақшалай ағым уақытта таратылатындықтан, ол r коэффициентімен дисконтталады. Әдетте бұл коэффициент инвестициялық капиталдың бағасынан шығады.

NPV маңызды критерий болып саналады, себебі ол жобаға қаншалықты инвестиция жасау лайықтығын анықтайды. NPV – ны табу үшін жобаның жылдық қаржылық ағымын болжау қажет.

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

мұндағы I_o – жобаға жұмсалған инвестиция, млн. тг.; CF_t – қолма-қол ақша ағымы, млн. тг.;
r диконттау ставкасы;
t - жобаны жүзеге асыру уақыты, жыл;

Ақша ағымы келесі формуламен анықталады:

$$CF = П_ч + П_{ао}, \qquad (6.6)$$

мұндағы $П_Р$ - таза ақшалай түсім, млн. тенге;
$И_{ао}$ - амортизацилық бөлінген сомма, млн. тенге.

$$CF = 82{,}56 \cdot 10^6 + 29{,}308 \cdot 10^6 = 111{,}87 \text{млн.тенге.}$$

NPV нөлден жоғары болғанға дейін есеп жүргіземіз, егер нөлден үлкен болса, онда жоба тиімді болып саналады.

Инвестицияланған жобасы ақшалай түсімінің ішкі нормасы ретінде (InternalRateofReturn, IRR) дисконтталған коэффициентті r аламыз. Бұл жағдайда NPV нөлге тең болады:

$$NPV = 0 \rightarrow \text{при} \rightarrow IRR = r \qquad (6.7)$$

IRR бағасы келесі қасиеттерге ие:
- Ақшалай ағымның түріне байланысты емес;
- Тәуелділік сызықтық емес формада;
- Азаймалы функция;
- Қосылғыштық қасиеті жоқ.

IRR критерийінің экномикалық мағынасы келесінде: жоба бойынша максималды салыстырмалы шығынның деңгейін көрсетеді. Ұйым кез келген инвестициялық жобаларды жүзеге асыра алады, тиімділік деңгейі капитал бағасының көрсеткішінен төмен болмауы қажет:

r = 10%

PV = 111,87 · 0,91 = 101,8 млн.теңге;

NPV = –402,4 + 101,8 = –300,6 млн.теңге.

6.2 кесте – NPV және IRR есептелінуі

Жыл	Ақша ағыны CF, млн.теңге	$1/(1+r)^n$	Бағасы, млн.теңге
0	-402,4	1	-402,4
1	111,87	0,91	-300,6
2	111,87	0,83	-207,74
3	111,87	0,77	-121,6
4	111,87	0,71	-79,43
5	111,87	0,66	-5,6
6	111,87	0,63	64,87

Келтірілген есептемелерге сыланып инвестициялардың өтелу мерзімі шамамен 6 жылды құрайды.

PV=111,87·0,91·111,87·0,83·111,87·0,77+111,87·0,66+111,87·0,63 = 504,54 млн.теңге.

Тиімділіктің индексы PI – келтірілген әсердің соммасының инвестициялық шығын мөлшеріне қатынасы және келесі формуламен анықталады:

$$PI = \sum_{t=1}^{n} \frac{PV/(1 + i)^t}{K_0} \qquad (6.8)$$

Егер PI > 1, онда жобаны қабылдау қажет. PI < 1, онда жобаны қабыл алмау қажет, ал егерде PI = 1 болса онда жоба не пайдасыз не шығынсыз болып саналады. PI критерийінің логикасын қарастыратын болсақ, ол бірлік шығынға кеткен пайданы сипаттайды. NPV оң болса, PI t уақыт мерзімімен есептеу қажет:

$$PI = \sum_{t=1}^{n} \frac{PV/(1 + i)^t}{K_0} = \frac{504,54/0,67}{402,4} = 1,87.$$

PI > 1 болғандықтан жобаны қабылдау қажет. Жанакурылыс қосалқы станциясы құрылысының техникалық-экономикалық дәйектемесі 402,4 млн.теңге керекті капиталды қаражат 6 жыл уақыт мерзімінде өтелетінін көрсетеді, яғни, бұо жобаның құрылысын экномикалық түрде лайықты деп қарастыруға болады.

Ал IRR жобаның қатер деңгейін көрсететін индикатор болып табылады.

Қаншалықты IRR фирманың барьерлік коэффициентін асып кететін болса, соншалықты жобаның беріктік қоры көп болады. IRR NPV=0 кезінде жоба фирманың бағасының өсуін қамтамасыз етпейді және де оның төмендеуіне әкелмейді.Дисконттың коэффициенті ($R = 1: (1+r)^n$) инвестицияны лайықты және лайықты емес деп екіге бөледі.

$$\sum_{1}^{0} \frac{CF_n}{(1 + IRR)} = n - I_0 = 0. \qquad (6.9)$$

Онда: IRR = 15,5%.

Жанакурылыс қосалқы станциясын салған кезде техникалық-экономикалық есептеулер жүргіздім. Алғашқы капиталдық салым 402,4 млн.теңге, дисконнтаумен бірге өтеу мерзімі 3 жыл.Экономикалық тұрғыда бұл қосалқы станцияның құрылысын тиімді деп қарастыруға болады.

Қорытынды

Бұл дипломдық жобада қарастырылып отырған ауданның электрлік тораптарына сараптама жүргізілді және 2016-2020 жылдарда жүктеменың өсуін қарастырылды. Электр торапртарын дамытуда екі нұсқа алынды. Технико-экономикалық салыстыруы кезінде «Қаражота» қосалқы станциясынан 35 кВ желімен қоректенетін «Жаңақұрылыс» қосалқы станциясы аса тиімді болып табылады.

Торап элементтерінің жүктелуін, шиналардағы кернеу деңгейін дәлденуін табу үшін электрлік жұмыс режимі есептелді.

Ұсынылған сұлбада тораптың нормалық жүктемесі қамтамасыз етілетінін және рұқсат етілген кернеу деңгейінің нормалді, минималды, максималды және апатты режимдерін есептеулер көрсетті.

Негізгі қондырғыларды таңдау және тексеру үшін «Жаңақұрылыс» қосалқы станциясына тоқ қысқа тұйықталуына есептеулер жүргізілді.

Өмір тіршілік қауіпсіздігі бөлімінде Есік АЭЖ электр тораптарын пайдалануда зиянды және қауіпті факторларға талдау жасау, қосалқы станцияда трансформаторларды жобалауда шудың деңгейін бағалау және есептеу, электрқұрылғыларын пайдалануда өрт қауіпсіздігін қамтамасыз ету шаралары және өрт сөндіру жүйесін есептеу қарастырылды.

Техникалық-экономикалық есептеулерде Жанакурылыс қосалқы станциясына алғашқы капиталдық салым 402,4 млн.теңге, дисконнтаумен бірге өтеу мерзімі 6 жыл.Экономикалық тұрғыда бұл қосалқы станцияның құрылысын тиімді деп қарастылырды

Пайдаланылған әдебиеттер тізімі

1 Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 648 с.

2 Электрический справочник: В 3т. Т.3. В 2 кн. Кн.1. Производство и распределение электрической энергии (Под общей редакцией профессоров МЭИ: И.И. Орлова и др.) –М.: Энергоатомиздат, 1988. –880 с.

3 Рокотян С.С., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. 3-е изд. - М.: Энергоатомиздат, 1995. 349 с.

4 В.И. Идельчик. Электрические системы и сети. –М.: Энергоатомиздат, 1989. –592 с

5 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 648с.

6 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608с.

7 Крючков И. П., Неклепаев Б. Н., В. А. Старшинов Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования – М.: «Академия», 2005. – 416 с.

8 Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования” под редакцией Ю.Г.Барыбина и др. – М. Энергоатомиздат, 1991 г, 464 с.

9 Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций М.: Энергоатомиздат 1990 г.

10 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электрических станций и подстанций М.: Энергоатомиздат 1986 г.

11 Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей: Учебное пособие для студентов ВУЗов; под ред. В.М. Блок – М.: Высшая школа, 1981.

12 Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей: Учебное пособие для студентов ВУЗов; под ред. В.М. Блок – М.: Высшая школа, 1981.

13 Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок: Учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2006.

14 Санатова Л.А, Абдимуратов Ж.С Безопасность Жизнедеятельности, Алматы 2008.

15 Дюсебаев А.К, Абдимуратов Ж.С Учебное пособие Безопасность Жизнедеятельности, Алматы 2010

16 Корнелович О.П. Техника безопасности при электромонтажных работах. – М., 1989.

17 Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках.- М.: Энергоатомиздат, 1984.

18 Долин П.А. Справочник по технике безопасности. – М.: Энергоатомиздат, 1985.

19 Экономика и управление в энергетике. Учебное пособие для студ. сред. проф. учеб. заведений / Под ред. Н.Н. Кожевникова. - М.: Издательский центр «Академия», 2003.

20 Самсонов В.С., Вяткин М.А. Экономика предприятий энергетического комплекса: Учеб. для вузов. – 2-е изд. – М.: Высш. шк., 2003.

21 Стандарт НАО «Алматинский Институт Энергетики и Связи» СТ НАО 56023-1910-01-2009.