ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы

АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Электр станциялары, тораптары және жүйелері
кафедрасы

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

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

Тақырыбы: «АЖК» АҚ 35/6кВ қосалқы станциясын қайта жөндеу

5В071800 Электроэнергетика **мамандығы бойынша**

Орындаған Даутов Алитжан ЭСЭк-12-1
(аты - жөні) (тобы)

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

Кеңесшілер:

Экономикалық бөлім бойынша :
э.ғ.к. профессор Жакупов А.А.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
(қолы) «17» 05 2016 ж.

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

Мөлшер бақылаушы:
аға оқытушы Соколова И.С.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
(қолы) «07» 06 2016 ж.

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

Алматы 2016

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы

АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Электр энергетика факультеті
Электроэнергетика мамандығы
Электр станциялары, торлары және жүйелері кафедрасы

жобаны орындауға берілген

ТАПСЫРМА

Студент Даутов Алитжан
(аты - жөні)

Жоба тақырыбы «АЖК» АҚ 35/6кВ қосалқы станциясын қайта жөндеу

ректордың «___» _____№___ бұйрығы бойынша бекітілген.

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: «____»_____20___ ж.

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

1. ҚЭС-5 кабельді желілерінің электр қосылу сұлбасы
2. Электр желі қондырғыларының параметрлері
3. Кабель желілерінің режимді жүктемесі
4. Тәуліктік график
5. Желідегі электр энергия шығындары

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

1. «Орталық» ҚС-на қосымша жүретін «АЖК» АҚ электрлік желілерінің дамуы негіздемесі
2. ҚС «Орталық» бұрыңғы кезіндегі техникалық шешімдері
3. Кернеуін 6кВ-тан 10кВ-қа ауыстырған кездегі қарастырылып отырған ауданның кабельді желілерін қайта құру.
4. Экономикалық бөлім
5. Өмір тіршілігінің қауіпсіздігі бөлімі

Сызба материалдарының (міндетті түрде дайындалатын сызуларды көрсету) тізімі

1. Жұмыстың мақсаты мен берілгені
2. Отпар ЖС-нан ЖС-5кв дейінгі кабель желілерінің электр қосылу сұлбасы
3. Қондырғылар параметрі
4. ЖЕ-5 35/6кВ 10/6кВ кернеуіне ауыстыру кезіндегі қайта жөнеу сұлбасы
5. 6кВ кабельді желісін 10кВ кабельді желісіне ауыстыру кезіндегі қайта жөндеу сұлбасы
6. Режимдерді есептеу
7. ЖС қондырғылар таңдау
8. Дипломның экономикалық бөлімі
9. Өмір тіршілік қауіпсіздік бөлімі

Негізгі ұсынылатын әдебиеттер

1 Идельчик В.И. "Электрические сети и системы" М. Энергоатомиздат 1989-592с
2. А.А. Герасименко, В.Т. Федин Передача и распределение электрической энергии - Ростов-н/Д Феникс Красноярск: Издательские проекты, 2006 год
3. Г.Е. Поспелов, Н.М. Сыч Потери мощности и энергии в электрических сетях Под ред Г.Е. Поспелова - М. Энергоиздат 1981-216с
4. Тохтибакиев К.К. Электрические сети и системы методы расчета потерь электроэнергии и их нормирование. Учебное пособие АИЭС, Алматы, 2003-83с

Жоба бойынша бөлімшелерге қатысты белгіленген кеңесшілер

бөлімшелер	кеңесші	мерзімі	қолы
негізгі бөлім	Тохтибакиев Ж.Ж.	30.05.16	
экономикалық бөлім	Жакупов А.А.	08.02 - 27.05.16	
Ө.Т.Қ. бөлімі	Абдимуратов Ж.С.	17.02 - 30.05.16	
нормоконтроль	Соколова И.С.	07.06.16	
пікір жазушы			

диплом жобасын дайындау

КЕСТЕСІ

№ р/с	Тарау аттары, әзірленетін сұрақтардың тізімі	Жетекшіге ұсыну мерзімдері	Ескерту
1	"Орталық" ҚС-ның сипаттамасы	19.10.2015	
2	АНІК ЖҚ тарату желілерінің қазіргі күйі		
3	Қарастырылып отырған ауданның қосалқы станция жүктемесі		
4	ҚС ауданының есептік климаттық және геологиялық жағдайлары	02.02.16	
5	ҚС құрастыру және қайта құрастыру кезіндегі техникалық талаптар		
6.	Дипломдық жұмыс тапсырмасының параметрлері	9.03.16	
7.	10/6 кВ өткелі трансформа-мен ҚС-ның сұлбасын таңдау	11.03.16	
8	Трансформатор қуатын таңдау		
9	Қысқа тұйықталу тогын есептеу	18.03.16	
10	ТҚ-ға негізгі құрылғы таңдау	26.03.16	
11	ЖСТҚ ұлғықтарын таңдау	29.03.16	
12	Ажыратқыштарды таңдау	5.04.16	
13	Айырғыштарды таңдау	12.04.16	
14	Өлшеу трансформаторларын таңдау	19.04.16	
15	ЖСТҚ-дағы АКШ таңдау		
16	Тоқ өткізгіш бөліктерін таңдау	03.05.16	
17	6 кВ трансформ. ның төменгі жағын да шиналауды таңдау мен тексеру	17.05.16	
18	Тарату электр желілерінің дамуын шешетін сұлбаны таңдау		
19	10/6 кВ кернеуіндегі 5 ҚС-мен қоректенетін тарату желілерінің бірсызықты сұлбасы	20.05.16	
20	Жұмыс режимдерін есептеу	20.05.16	

Тапсырманың берілген уақыты «19» 10 2016 ж.

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

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

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

Аннотация

В этом проекте было рассмотрено реконструкция подстанции №5А35/6кВ РП10/6 кВ города Алматы.

Были рассчитаны максимальные, минимальные и после аварийные режимы подстанции до и после реконструкции на программе rastrwin и создана графика схемы питания ПС. Были рассчитаны токи короткого замыкания проектируемой подстанции и сделана выбор оборудования.

В экономической части проекта была произведена оценка инвестиционной привлекательности проекта, срока окупаемости.

Были рассмотрены задачи безопасной жизнедеятельности, исследована и предложена система защиты открытых распределительных устройств от молнии, система освещения в комнате диспетчера и было рассмотрено анализ состояния труда на подстанции.

Annotation

In this project it was considered reconstruction of substation of №5A 35/6 kV RP 10/6kV cities Almaty. Were expected maximal, minimum and after malfunctions of substation before and after a reconstruction on the program of rastrwin and the graphic arts of chart of feed of substation are created. The currents of short circuit of the designed substation were expected and done choice of equipment.

The estimation of investment attractiveness of project, term of recoupment was produced in economic part of project.

The tasks of safe vital functions were considered, the system of defence of open distributive devices is investigational and offer from lightning, system of illumination in the room of controller and the analysis of the state of labour was considered on substation.

Андатпа

Бұл жобада Алматы қаласындағы №5А35/6кВ қосалқы станциясы 10/6 кВ тарату пунктіне қайта жөнделеді.

Rastrwin программасында қосалқы станцияның қайта жөндеуге дейінгі және кейінгі 3 режимдері есептелінді және қорек көзіның сұлбасы салынды. Жобаланып жатқан қосалқы станцияның қысқа тұйықталу токтары есептелініп, құрылғылар таңдалды.

Жобаның экономикалық бөлімінде инвестициялық тартымдылығы және өзін-өзі ақтау мерзімдерін бағалау іске асырылды.

Өмір тіршілік қауіпсіздігі мәселелерінде қосалқы станциядағы ашық тарату құрылғыларын найзағайдан қорғау шаралары, диспетчер бөлмесіндегі жарықтану жүйесіне есеп жүргізу және қосалқы станциядағы еңбек ету жағдайына талдау қарастырылды.

Мазмұны

Кіріспе 7

1 «Орталық» ҚС – ға қосымша жүретін АО АЖК электрлік желілерінің даму негіздемесі 8

1.1 «Орталық» қосалқы станцияның сипаттамасы 8

1.2 АЖК АҚ таратқыш желілерінің кәзіргі күйі 8

1.3 Қарастырылып отырған ауданның қосалқы станция жүктемелері 9

1.4 ҚС ауданының есептік климаттық және геологиялық жағдайлары 10

1.5 Қосалқы станцияны құрастыру және қайта құрастыру кезіндегі техникалық талаптар 11

1.6 Дипломдық жұмыс тапсырмасының параметрлері 12

2 ҚС "Орталық" қайта құру кезіндегі техникалық шешімдері 13

2.1 10/6 кВ өтпелі трансформаторларымен қосалқы станцияның сұлбасын таңдау 13

2.2 Трансформатор санын және қуатын таңдау 14

2.3 Қысқа тұйықталу тоғын есептеу 15

2.4 ТБ – ға негізгі құрылғысын таңдау 20

3 Кернеуін 6 кВ-тан 10 кВ-қа ауыстырған кездегі қарастырылып отырған ауданның кабельді жолдарының қайта құруы 35

3.1 Тарату электрік желілер дамуын шешетін сұлба таңдау 35

3.2 алмастыру сұлбасын құрастыру және желі параметрлерін есептеу 35

3.3 Қарастырылып отырған желінің жұмыс режимін есептеу 40

4 Экономикалық бөлім 53

4.1 Қосалқы станцияны қайта құрудағы жобаны жасаудың мақсаты 53

4.2 Өнімді өткізуден түскен пайданы есептеу 57

5 Өмір тіршілігінің қауіпсіздігі бөлімі 61

5.1 Қосалқы станциядағы еңбек ету жаңдайна талдау жасау 61

5.2 Ашық тарату құрылғыларын найзағайдан қорғау шаралары, есебін жүргізу 62

5.3 Диспетчер бөлмесіндегі жарықтану жүйесіне есеп жүргізу 66

Қорытынды 71

Пайдаланылған әдебиеттер тізімі 72

Кіріспе

Электрмен қамтамасыздандыру жүйелерін жобалау қиын және жауапкершілікті мәселе болып табылады. Жобалау мәселелерін қабылдау монтаждау жұмыстарының сыйымдылығы мен еңбек қамтуына, электротехникалық орнатулардың эксплуатация қауіпсіздігі мен ыңғайлылығына әсер етеді.

Электрмен қамтамасыздандырудың сұлбалық міселелерін таңдау керекті дәрежеде қарастырылып отырған объекттегі кернеудің қабылданған жүйелеріне байланысты. Кернеудің қолданылып отырған классы керекті дәрежеде қарастырылып отырған объектке капитал салынуын және қуат жоғалту мөлшерін және эксплуатация барысында электроэнергияны анықтап отырады.

Электрмен қамтамасыздандыру жүйелерін жобалаудың басты талаптарына пайдаланушылар электрмен қамтамасыздандыру сенімділігі және олардың экономдылығы. Электрмен қамтамасыздандыру сенімділігі небәрі жақсырақ электрлік аппараттарды, күштік трансформаторларды, кабельді – проводникті өнімдерді таңдау, осы элементтердің номиналды жүктемелері мен нормалды және апатты режимдердегі электрлік жүктемелер сәйкестілігімен, сонымен қатар электрлік желілердің структуралы резервтеуді және секциялауды қолданумен ерекшеленеді.

Электрмен қамтамасыздандыру жүйелеріндегі жоғарлататын және төмендететін қосалқы станцияларда электрлік желілерді құрастыру үлкен материалды шығындармен байланысты. Сондықтан жобалау кезінде жобалаудың мәселелерінің экономдылығының және электрмен қамтамасыздандыру жүйелерінің барлық элементтерінің жұмыстарының режимдерін бөліктік талдауы жүргізілуі керек.

Қазақстанның электроэнергетикасы бірқатар теріс үрдістерге ие: басты электрлік желілер құрылғыларының массалы тозуы жүреді; желіні қайта құру құралдары жоқ; қуат пен электрлік энергияның техникалық және коммерциялық жоғалтулары көбейді; ауылдық – тұрмыстық негіздеме бойынша I және II дәрежелі пайдаланушыларды тіркеу тәжірибелі түрде жоқ; өнеркәсіптің ғылыми – техникалық потенциалы тез арада қысқарды; өндіру сферасында, жаңа технологияны меңгеру мен оны енгізуінде, көлік пен энергияны бөлу; электроэнергетикалық объектілердің бірге жұмысының механизмдері тиімді емес жұмыс істейді; электроэнергиясының нарығы рационалды емес ұйымдастырылған.

Сондықтан, жоғарыда көрсетілгендермен байланысты, тарататын желілердің қайта құруын жүзеге асырылуы керек, есі құрылғыларды жаңа құрылғыларға ауыстыру керек, ол заманауи техникалық талаптардың сапасы мен сенімділігіне де, экономикалық критерийларына да жауап береді.

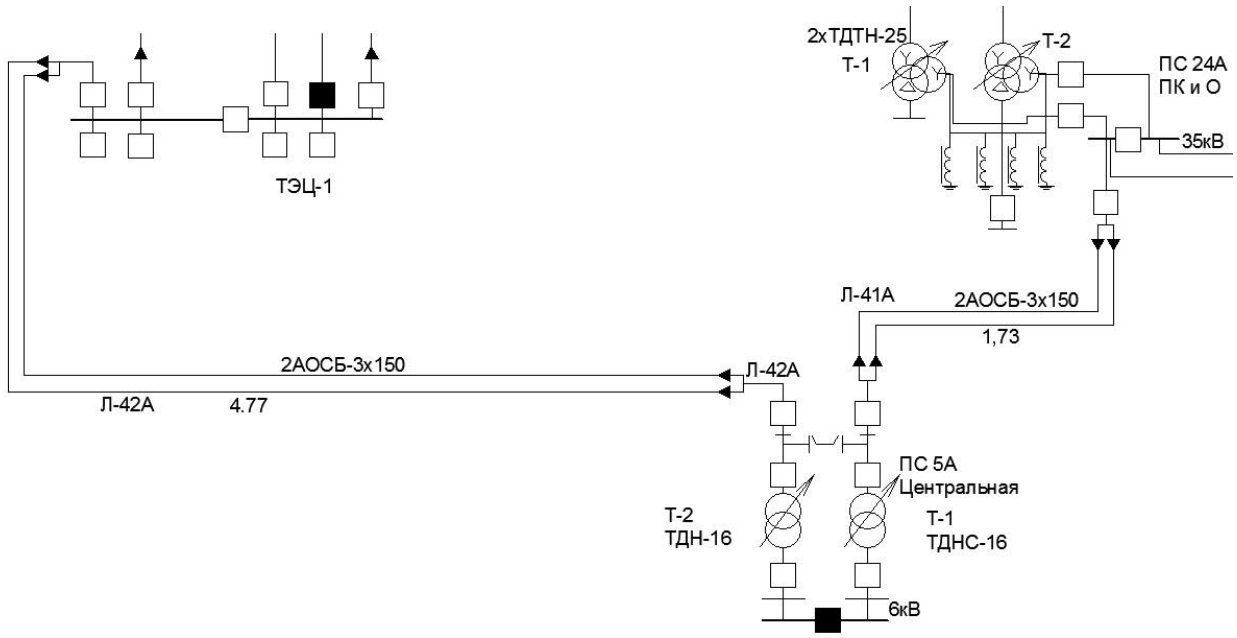
Берілген дипломдық жобада РП – 10/6 кВ-дағы Алматы қаласынының «Орталық» 35/6 кВ № 5А қосалқы станцияның қайта құрылуы қарастырылған.

1 «Орталық» ҚС – ға қосымша жүретін АО АЖК электрлік желілерінің даму негіздемесі

1.1 «Орталық» қосалқы станцияның сипаттамасы

35/6 кВ №5А қосалқы станция «Орталық» АО АЖК – ға кіреді. 35/6 кВ №5А қосалқы станция «Орталық» Алматы қаласының Медеу ауданында орналасқан. Қосалқы станция 1961 жылы салынған. Қазіргі уақытта «Орталық» қосалқы станциясында қуаты 16 МВА тең екі трансформатор жұмыс істейді (Т-1, Т-2 1976, 2009 г.в).

«Орталық» қосалқы станциясы ТЭЦ-1 шиналарынан қорек алады, олар кабельды желінің екі тізбегінен 35 кВ, ұзындығы 4,77 км АОСБ-150 КЛ маркатүрінде.



1.1сурет – ҚС №5А «Орталық» қоректену сұлбасы

1.2 АЖК АҚ таратқыш желілерінің кәзіргі күйі

АҚ "Алматы ПауэрКонсолидэйтед" (АҚ АПК) 1996 жылы Қазақстан Республикасының энергетикалық секторында құрастырылған. 2009 жылы АО «Алатау Жарық Компаниясы» (АЖК АҚ) деп атауы өзгертілді.

Қазіргі күнде АЖК АҚ Алматының 2,2 миллон халқын энергиямен қамтамасыз етеді. АЖК АҚ электр желілерімен (KEGOC) басқаруы бойынша Қазақстандық компанияларымен жұмыс атқарады және басқа Қазақстандық, Өзбекістандық, Таджикстандық, Қырғызстандық және Түркменстандық

компаниялардың сенімді серіктесі болып табылады, олар бірігіп Орталық Азияның Энергетикалық жүйесін құрайды.

Құрылғының күйінің талдауы, «АЖК» АҚ негізгі және қосымша құрылғының керекті бөлігі 30 жыл жұмыс істей алады, ол желілердің тиімді жұмысына әсер етеді. Өткен ғасырдың 50-60-жылдар жобалары бойынша құрастырылған, қазіргі уақытта «АЖК» АҚ желілер құрылғылары физикалық және моралды түрлде тозған. Электрлік желілер мен құрылғылардың үлкен мөлшерлері қайта құру мен ауыстыруды талап етеді. 30-60% жуық құрылыстар мен ғимараттар өзінің ресурстарын бітіріп тастады және көбісі апатты жағдайда.

Құрылғылардың ескіру процессі апаттық жағдайлардың көбеюі мен технологиялық бұзушылықтарға алып келеді.

«АЖК» АҚ электрожелілік құрылғысының техникалық күйінің талдауынан көретініміз, эксплуатацияға енгізу жылдары бойынша 25 жылдан астам эксплуатацияланатын ҚС пен ВЛ бөліктері 50-70 % - ды құрайды, ол басты құралдардың эксплуатациясының мерзімнен асып кеткенін көрсетеді.

2009 жылдың 1 қаңтар күйі бойынша «АЖК» АҚ балансында орналасқан:

– 205 қосалқы станция (ҚС) 220-110-35 кВ кернеумен,

– 7 274 дана – трансформаторлы қосалқы станциялар (ТП) - 6-10/0,4 кВ

– 127 дана – таратқыш қосалқы станциялар (РП) - 6-10 кВ

негізінен 8 834 дана күштік трансформатлар, олардың қуаты 6 699,232 МВА,

220 кВ: 14 дана – 1 254 МВА;

110 кВ: 150 дана - 2 417,800 МВА;

35 кВ: 186 дана – 884,670 МВА;

6-10 кВ: 8 484 дана – 2 142,762 МВА.

1.3 Қарастырылып отырған ауданның қосалқы станция жүктемелері

«АЖК» АҚ өлшеулері бойынша қыстық кезеңге (24.12.15) №5А «Орталық» қосалқы станциясында жүктемелер 1.1 кестеде көрсетілген:

1.1 кесте – Қыстық кезеңге жүктемелер сипаттамасы

	Трансформаторлар	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА
5А Орталық	Т-1	9,96	3,88	10,69
	Т-2	8,82	3,44	9,47

«АЖК» АҚ өлшеулері бойынша жаздық кезеңге (18.06.15) №5А «Орталық» қосалқы станциясындағы жүктемелер 1.2 кестеде көрсетілген:

1.2 кесте – Жаздық кезеңге жүктемелер сипаттамасы

5А	Трансформаторлар	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА

Орталық	Т-1	10,10	3,94	10,84
	Т-2	5,69	2,22	6,11

Қосалқы станцияның сұлбасын дайындаудың берілгендері келесі материалдар:

- Энергожүйеде қосалқы станцияның негіздемелері;
- Қосалқы станция арқылы қуаттардың тоғы;
- Қосалқы станцияда бір немесе екі ТҚ жоғарлатылған кернеудің бар болуы;
- Трансформаторлар саны;
- Қосалқы станцияны дамыту үшін жобаны жасау тапсырмасы;
- Қаладағы электроэнергия тұтынушылардың кәзіргі және жаңа дамуы туралы материалдар (орнатылған қуаттар);
- Қарастырылып отырған қосалқы станция сұлбасының жоспары.

Қосалқы станцияның принципиалды сұлбасы ТҚ арасында трансформаторлы және автотрансформаторлы орындалуын анықтайды, және оның таңдауы технико – экономикалық есептеулерде жобаланады. Екі немесе үш кернеумен қосалқы станциялық үшін принципиалды сұлба бірден анықталады. Олардың жобалануы санға, түріне және қажетті трансформаторлардың номиналды қуатына алып келеді.

ТҚ санына байланысты орта кернеуіне байланысты желінің нейтрал режиміне тәуелді екіорамды немесе үшорамды трансформаторлар немесе автотрансформаторлар орнатылады.

Бір трансформаторды орнату тек жауапкершілігі жоқ тұтынушыларды қоректендіруді жүзеге асыратын станцияіліктерде ғана бола алады (үшінші дәрежелі тұтынушылар). Тұтынушылардың бірінші және екінші дәрежелі тұтынушыларды сенімділік шартымен электрмен қамтамасыздандыруы үшін, ереже бойынша екі трансформаторға орнатылады. Көп трансформаторларды орнату тек сәйкесінше технико – экономикалық негіздемеден кейін ғана орындалады.

Жобада ТБ-10/6 кВ-дағы 35/6 кВ «Орталық» қосалқы станцияның қайта құруы әзірленеді.

Біздің қосалқы станция үшін екі трансформаторға ие сұлбаны таңдаймыз.

Қосалқы станцияның принципиалды сұлбасы суретте көрсетілген.

1.4 ҚС ауданының есептік климаттық және геологиялық жағдайлары

ҚС ауданының есептік климаттық және геологиялық жағдайлары 1.3 кестеде көрсетілген.

1. 3 кесте – ҚС ауданының есептік климаттық және геологиялық жағдайлары

Климат	Құрылықтық (К)
Ауа температурасы:	
Орташа жылдық	$(+20)^0$С
Максималды	$(+40)^0$С
Минималды	$(-27)^0$С
Құрылғыны оқшаулаудың кір болу дәрежесі	II
Көк тайғақ бойынша аудан	II (көк тайғақ қабатының есептеуі 10 мм)
Жел бойынша аудан	I желдің есептік жылдамдығы 25 м/сек)
Кабельдерді төсеу ауданы	I (кабельдерді төсеу – 1 пляска в 10 лет)
Найзағай әсерімен	40 – тан 60 сағатқа дейін

1.5 Қосалқы станцияны құрастыру және қайта құрастыру кезіндегі техникалық талаптар

ТҚ 35–220кВ құрастыру немесе қайта құрастыру кезіндегі техникалық талаптары:

1.Үлкен қалаларда немесе тығыз шарттарда ТҚ 35-220кВ сонымен қатар модульды контейнерлі орындау және де КРУЭ 110-220кВ жабық қолдану.ТҚ ашық қолдануы келесі жағдайларда көрсетілген.

2. ҚС ауданын қысқарту мақсатында қатты шиналауға көшу керек. Майысатын шинаылауды қолдануға рұқсат берілген.

3. Өзін – өзі қарау мен негізгі электр құрылғыларына қызмет көрсету технологияларының дамуы;

4. ОРУ компонерлеу қиынырақ сұлбаға көшу мүмкіншілігін қарастырады

Тыйым салынады: Біріншілік байланысу сұлбалары ҚС 35–220 кВ, олар ажыратқыштармен және қысқа тұйықталумен, сонымен қатар ӘЖ портсыз қабылдау.

ТҚ 6–10 кВ:

1. Жабық, сонымен қатар вакуумды өшіргіштер базасындағы модульді типті ұяшықтармен орындау.

2. Өз қажеттіліктері үшін құрғақ трансформаторлар қолдану.

3. ЖТҚ шкафтары ішіндегі қысқа тұйықталудан қорғану үшін релейлі де (логикалық), клапанды доға қорғаныс та, қолданылатын доға қорғаныстардың жеткіліксіз сезімтадылығы жағдайында қорғаныстың басқа түрлері қолданылады (световодовтарды қолданумен фототиристорлы, оптикалық және т.б.).

4. РЗиА құрылғыларымен, телебасқару аппараттарымен, телесигнализацияларымен және 6–10 кВ желілеріндегі жердегі бірфазалы, көпфазалы тұйықталуларды анықтау үшін арналған құрылғылар, олар ТҚ ұяшықтарынан бөлек орнатылған (бөлек панель (панельдер кешені), ол бөлек нысанаға шығарылған немесе ТҚ қарама – қарсы жағына шығарылған), РЗА құрылғысының жұмысын бақылайтын ортақ микропроцессорлы басқару модулімен жабдықталған.

5. ТҚ 6–20 кВ сұлбасы екіден көп секцияның бар болуын болдырмау керек.

1.6 Дипломдық жұмыс тапсырмасының параметрлері

Дипломдық жұмыста № 5А 35/6 кВ қуаты 2х160 МВА қосалқы станциясының қайта құру жобасы әзірленген. ҚС қайта құруы жүктеме бөлігін ҚС 5 А ауданындағыны 10 кВ кернеуіне ауыстыру қажет, ол Алматы қаласының бөлу желісінде шығындарды азайтады, сонымен қатар қосалқы станцияның құрылғысы өзінің ресурсын бітіргенжоқ, ол техникалық та, моральды түрде де ескірді. Жобаны негіздеу кезінде келесілер ескерілді:

Капиталды жөндеусіз ҚС құрылғыларының эксплуатациясының ұзақтығы туралы мәліметтер, моральды және физикалық ескеруі туралы; Алматы облысының батыс бөлігінде жүктеменің өсуіне байланысты электрқондырғыларының жумысның апатсыз және сенімділігін арттыру қажеттілігі, жоғарывольтты кабельдің оқшаулағыш құрамынының сенімділігі мен ҚС технологиялық қондырғыларының жұмысының төмендеуі.

ҚС қайта құруы ОРУ-дың 10 кВ кернеуіне өтуіне және өтпелі трансформаторлардың орнатылған 2 Х16 қуатымен 10/6 кВ орнатуды қарастырады.

Жобада орындалатын қайта құрулардың жұмыс көлемі:

- ҚС "Орталық" қайта құруы бойынша техникалық шешімдерді әзірлеу.
- Қосымша станция сұлбасының 10/6 кВ өтпелі трансформаторлармен таңдау.
- Трансформатордың қуатын таңдау.
- Қысқа тұйықталу тоғын есептеу.
- ТБ-дағы негізгі құрылғыны таңдау.
- Тарататын электрлік желілер дамуының сұлбалық шешімдерін таңдау.
- 10/6 кВ кернеуінде 5 ҚС қорек алатын 10 кВ тарататын желілердің бірсызықты сұлбаларын әзірлеу.

- Жұмыс режимдерін есептеу.

2 ҚС "Орталық" қайта құру кезіндегі техникалық шешімдері

2.1 10/6 кВ өтпелі трансформаторларымен қосалқы станцияның сұлбасын таңдау

Қосалқы станцияның сұлбасын әзірлеу үшін келесі материалдар берілген:

- Энерго жүйедегі қосалқы станциялар мақсаты;
- Қосалқы станция арқылы қуат ағындары;
- Қосалқы станцияның бір немесе екі РУ жоғарлатылған кернеуінің бар болуы;
- Трансформаторлар саны;
- Қосалқы станцияны кеңейту жобасын әзірлеу тапсырмасы;
- Қаладағы кәзіргі және жаңа электроэнергияны дамыту туралы материалдар
- Қарастырылып отырған қосалқы станцияның сұлбасының жоспары.

Қосалқы станцияның принципиалды сұлбасы ТҚ арасында трансформаторлы және автотрансформаторлы орындалуын анықтайды және оның таңдауы технико – экономикалық есептеулерде жобаланады. Екі немесе үш кернеулі қосалқы станция үшін принципиалды сұлба іс жүзінде бірден анықталады. Олардың жобалануы санға, түріне және қажетті трансформаторлардың номиналды қуатына алып келеді.

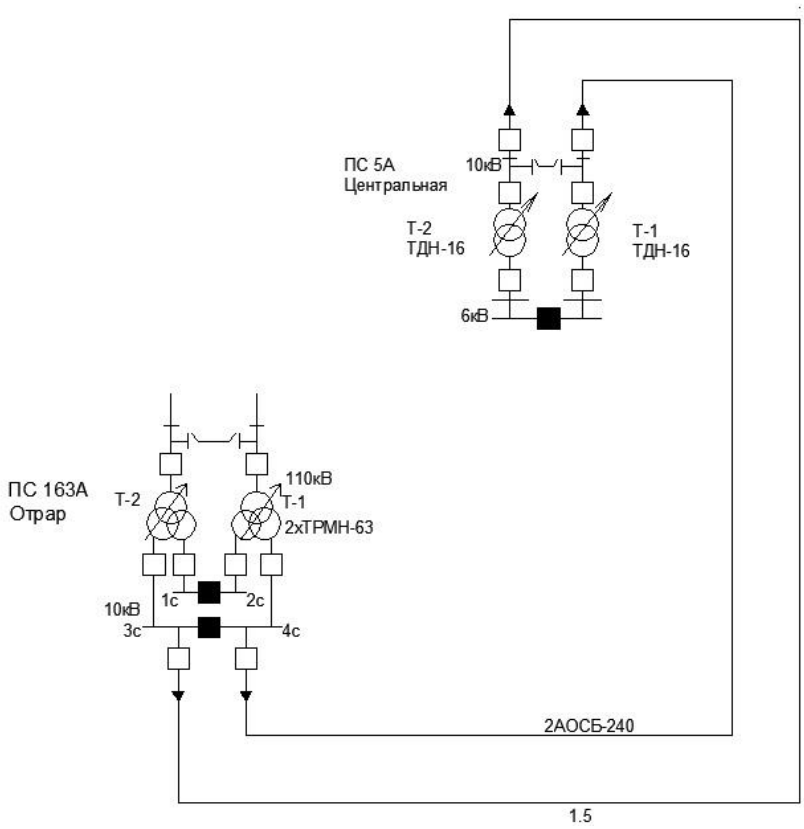
ТҚ санына байланысты орта кернеуіне байланысты желінің нейтрал режиміне тәуелді екіорамды немесе үшорамды трансформаторлар немесе автотрансформаторлар орнатылады.

Бір трансформаторды орнату тек жауапкершілігі жоқ тұтынушыларды қоректендіруді жүзеге асыратын қосалқы станцияларда ғана бола алады (үшінші дәрежелі тұтынушылар). Тұтынушылардың бірінші және екінші дәрежелі тұтынушыларды сенімділік шартымен электрмен қамтамасыздандыруы үшін, ереже бойынша екі трансформаторға орнатылады. Ккп трансформаторларды орнату тек сәйкесінше технико – экономикалық негіздемеден кейін ғана орындалады.

Жобада ТБ-10/6 кВ-дағы 35/6 кВ «Орталық» қосалқы станцияның қайта құруы әзірленеді.

Біздің қосалқы станция үшін екі трансформаторға ие сұлбаны таңдаймыз.

Қосалқы станцияның принципиалды сұлбасы суретте көрсетілген.



2.1 сурет – ҚС №5А «Орталық» қайта құрудан кейінгі қоректендіру сұлбасы

2.2 Трансформатор санын және қуатын таңдау

Аймақтың электрлік жүктеме құрамында қосалқы станцияның әрекетінде бірінші және екінші дәрежедегі тұтынушылар электрмен қамтамасыз ету сенімділігімен, осығын байланысты ҚС – ға екі трансформатор да бір мезгілде іске қосылуы қажет.

Аймақтың электрлік жүктемелеріне сәйкес, сонымен қатар жобалауға берілген тапсырма бойынша жобалаумен екіорамды трансформатор орнату қабылданған. Олардың қуаттары 16 МВА.

$$S_{т\text{-}1,\,т\text{-}2}=\frac{P_{т\text{-}1,т\text{-}2}}{1{,}4\cdot\cos\varphi};$$

$$S_{т\text{-}1,\,т\text{-}2}=\frac{18{,}78}{1{,}4\cdot 0{,}9}=14{,}9\ \text{МВА}.$$

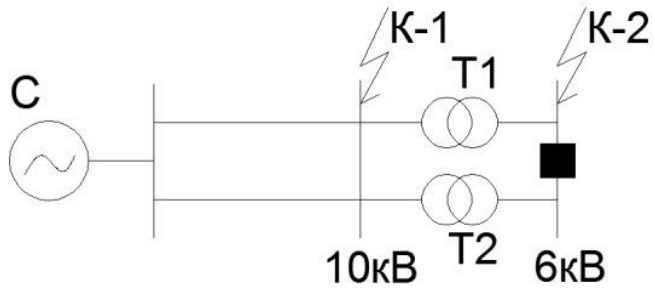
2.1 кесте – ТДН-16000/10 трансформаторының паспортты берілгендері:

Тип Трансформатора	$S_{ном.тр}$, МВА	$U_к$, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_{х.х}$, кВт	$I_{х.х}$, %	$R_{тр}$, *Ом*	$X_{тр}$, *Ом*	$\Delta Q_{х.х}$, кВар
ТДН – 16000/10	16	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260

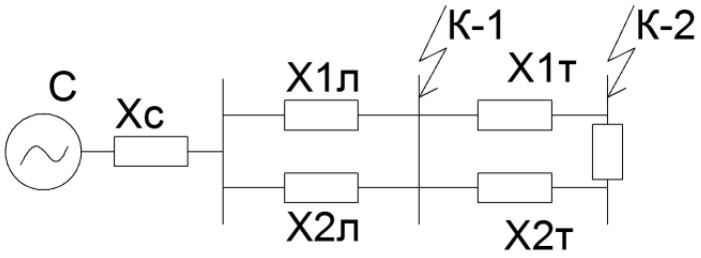
2.3 Қысқа тұйықталу тоғын есептеу

Қысқа тұйықталу тоғыктарын есептеу қарастырылып отырған желі объектілері үшін коммутациялық аппаратура талаптарын анықтау үшін орындалады, сәйкесінше орнатылған аппаратура күтілетін қ.т. тогын және қысқа тұйықталу тогын шектеу бойынша қажетті іс-шараларды таңдау, қысқа тұйықталу токтарының сандық көрсеткіштерінің деңгейлері бойынша желіні дамыту нұсқасы үшін есепке алу кезінде олардың техника-экономикалық негіздемесін салыстырып анықтау.

Қысқа тұйықталу кезінде тоқтық жүктемелер ұлғайып кетеді, ол, біріншіден өткізгіш пен тоқ жүретін бөліктер бойынша электродинамикалық күштердің ұлғаюын тудырады және электроқұрылғылардың механикалық зақымдалуына алып келеді. Екіншіден, өткізгіштерде және байланысқан жердегі шығындардың көбеюіне, қатты қызуына алып келеді. Ол тоқ жүретін бөліктердің термикалық зақымдануы мен қатар, оқшаулағыштардың балқып кетуінің де, байланыстардың жанып кетуінің де зақымдануына алып келеді. Есептеу кезіеде бірқатар кемшіліктер есекерілмейді: ЭДС қорек көзінің фаза бойынша ығысуын және синхронды генератор айналуының жиілігінің өзгеруін; трансформаторлар магниттеу тоқтарын; жүйе симметриялы деп қабылданады; қысқа тұйықталу тоғы жүйенің бос жүріс реджиміне арналған, яғни жүктеме ескерілмейді. Жеңілдету үшін сұлбаның кедергілерінің активті құраушылары ескерілмейді.



2.2 сурет – Қысқа тұйықталу кезінде тоқты есептеу сұлбасы



2.3 сурет – Орын ауысу сұлбасы

Құрылғы параметрлері мен жүйе баламалары:

- жүйе: жүйе кедергісі X_c=1 Ом, жүйе қуаты S_C ∞ тең болып қабылданады.

- тасымалдау жолы: АОСБ–240 сымының маркасы X_0=0,112 Ом/км, r_0=0,193 Ом/км, жолдың ұзындығы L= 1,5 км;

- қосалқы станция: ТДН-16000/10$U_К$= 10 % типті Т-1 және Т-2 трансформаторлары .

Орын ауысу сұлбасының параметрлерін есептеу.

Желінің кедергісі мына формуламен анықталады:

$$X_Л = \sqrt{r_0^{\,2} + x_0^{\,2}} \cdot L, \qquad (2.1)$$

мұндағы, $X_л$ – жолдың кедергісі, Ом;
r_0 – жолдың активті кедергісі, Ом/км;
x_0 – жолдың индуктивті кедергісі, Ом/км;
L – жолдың ұзындығы , км.

$$X_{1л} = X_{2л} = X_Л = \sqrt{0{,}193^2 + 0{,}112^2} \cdot 1{,}5 = 0{,}33\,(\text{Ом}).$$

Екі орамды трансформатор кедергісін мына формуламен есептейміз:

$$X_Т = \frac{U_К \times U_Н^2}{S_Н \times 100}, \qquad (2.2)$$

мұндағы, $X_Т$ – екі орамды трансформатор кедергісі, Ом;
$U_К$ - трансформатор қысқа тұйықталуының кернеуі, %;
$U_{ВН}$ – жоғары кернеу орамының номиналды кернеуі, кВ;
$S_Н$ –трансформатордың номиналды қуаты, МВА.

$$X_{1т} = X_{2т} = X_Т = \frac{10 \times 10{,}5^2}{16 \times 100} = 0{,}69 \quad (\text{Ом}).$$

Қысқа тұйықталу тоғы $К_1$ нүктесінде есептеу:

Үш фазалы қысқа тұйықталу тоғы мына формуламен есептеледі:

$$I''^{(3)} = \frac{E_C}{X_Э}, \qquad (2.3)$$

мұндағы, $I''^{(3)}$ – үш фазалы қысқа тұйықталу тоғы , кА;

E_C – жүйе ЭДС-і, кВ;

$X_Э$ – балама кедергі, Ом.

Жүйе ЭДС-і мына формуламен есептелінеді:

$$E_C = \frac{1{,}03 \cdot U_{ВН}}{\sqrt{3}}; \qquad (2.4)$$

$$E_C = \frac{1{,}03 \cdot 10{,}5}{\sqrt{3}} = 6{,}25 \ \ (кВ).$$

Балама кедергіні анықтау үшін сұлбаны түрлендіру қажет, яғни $X_{1л}$ және $X_{2л}$ кедергілері параллель орналасуы керек, сосын $X_с$ және $X_{эл}$ тізбектей орналастыру қажет:

$$Хэл = \frac{0{,}33 \cdot 0{,}33}{0{,}33 + 0{,}33} = 0{,}165 \ \ (Ом);$$

$$X_{эк1} = X_с + X_{эл}; \qquad (2.5)$$

$$X_{эк1} = 1 + 0{,}165 = 1{,}165 \ \ (Ом).$$

Алынған E_C және $X_Э$ нәтижелері (2.3) формуласына қойылады:

$$I''^{(3)}_{К1} = \frac{6{,}25}{1{,}165} = 5{,}36 \ \ (кА).$$

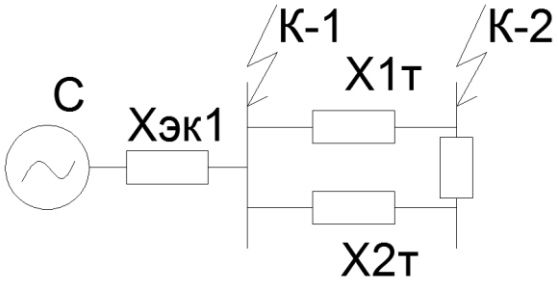
Қысқа тұйықталудың асқын тоқты анықтауы $К_1$ нүктесінде келесі формула бойынша іске асады:

$$i^{(3)}_{УК1} = \sqrt{2} \cdot I''^{(3)}_{К1} \cdot К_у, \qquad (2.6)$$

мұндағы, $К_У$ - асқын коэффициент, 220, 110, 10 кВ үшін 1,61 – ге тең болып қабылданады.

$$i_{УК1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 5{,}36 \cdot 1{,}61 = 12{,}2 \quad (кА).$$

Сұлбаны түрлендіру нәтижесінде ол мына түрге ие болады (2.4 сурет):



2.4 сурет – Орын алмастыру сұлбасы

$К_2$ нүктесіндегі секционлы ажыратқыш қосылып тұрған кезде қысқа тұйықталу тоғын есептеу:

$К_2$ нүктесіндегі қысқа тұйықталу тоғын есептеу үшін $Х_{эк1}$ және $Х_{1т}$ кедергілерін тізбектей орналастырамыз:

$$Х_{эк2} = Х_{эк1} + Х_т = 1{,}165 + 0{,}69 = 1{,}85 \quad (Ом); \qquad (2.7)$$

$$Х_{эк2} = 1{,}165 + 0{,}69 = 1{,}85 \quad (Ом).$$

Алынған $Е_С$ және $Х_{10}$ нәтижелері (2.3) формуласына қойылады:

$$I_{К2}^{''(3)} = \frac{6{,}25}{1{,}85} = 3{,}36 \quad (кА).$$

$К_2$ нүктесіндегі қысқа тұйықталу тоғының шын мәні кернеуді 10 кВ-ке алып келгенде мына формуламен анықталады:

$$I_{К2}^{''(3)} = \frac{Е_С}{Х_Э} \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}}; \qquad (2.8)$$

$$I_{К2}^{''(3)} = 3{,}36 \cdot \frac{10{,}5}{6} = 5{,}6 \,(кА).$$

Қысқа тұйықталудың асқын токты анықтауы $К_1$ нүктесінде (2.6) формуласы бойынша іске асады, $К_у$ асқын коэффициенті 1,6 болып қабылданады 10кВ шина құрамалары жүйе мен байланысты үшін трансформатор қондырғыларының қуаты:

$$i_{УК2}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 5{,}6 \cdot 1{,}6 = 12{,}67 \ (кА).$$

$К_2$ нүктесіндегі 6 кВ секционды ажыратқыш қосылып тұрған кезде қысқа тұйықталу тоғын есептеу:

$Х_{1т}$ және $Х_{2т}$ параллель орналастырылады:

$$Х_{этр} = \frac{Х_{1т} \cdot Х_{2т}}{Х_{1т} + Х_{2т}}; \qquad (2.9)$$

$$Х_{этр} = \frac{0{,}69 \cdot 0{,}69}{0{,}69 + 0{,}69} = 0{,}345 \ (Ом).$$

$Х_{эк1}$ және $Х_{этр}$ алынған мәндері тізбектей орналастырылады:

$$Х_{эк3} = Х_{эк1} + Х_{этр}; \qquad (2.10)$$

$$Х_{эк3} = Х_{эк1} + Х_{этр} = 1{,}165 + 0{,}345 = 1{,}51 \quad (Ом).$$

$К_2$ нүктесі үшін ең көп режимдегі қысқа тұйықталу тоғы мына формуламен анықталады (2.3):

$$I''^{(3)}_{К2\,max} = \frac{6{,}25}{1{,}51} = 4{,}13 \ (кА).$$

Қысқа тұйықталу тоғының шын мәні кернеуді 10 кВ-ке алып келгенде мына формуламен анықталады:

$$I''^{(3)}_{К2\,max} = 4{,}13 \cdot \frac{10{,}5}{6} = 6{,}88 \quad (кА).$$

$К_2$ нүктесі үшін максималды режимдегі қысқа тұйықталудың асқын тоғы мына формуламен анықталады (2.6):

$$i^{(3)}_{УК2\,max} = \sqrt{2} \cdot 6{,}88 \cdot 1{,}6 = 15{,}56 \quad (кА).$$

$К_1$, $К_2$ нүктелерінде алынғын үшфазалы қысқа тұйықталу тоғының нәтижелері 2.2 – кестеде көрсетілген:

2.2 кесте – Үшфазалы қысқа тұйықталу тоғының нәтижелері

Қысқа тұйықталу орны	Үшфазалы минималды қысқа тұйықталу		Үшфазалы максималды қысқа тұйықталу	
	$I''^{(3)}$, кА	$i_у^{(3)}$, кА	$I''^{(3)}$, кА	$i_у^{(3)}$, кА
$К_1$ нүктесі	5,36	12,2	5,9	13,43
$К_2$ нүктесі	5,6	12,67	6,88	15,56

2.4 ТБ – ға негізгі құрылғысын таңдау

2.4.1 ЖТҚ ұяшықтарын таңдау

ТҚ–10кВ сырғытпалы орындалу ұяшық кешендерінде (ЖТҚ) орындалады және металды – тақтайшадан (ЖТҚ) екі сырғытпа бастырмамен кірпіш нысанада орналастырылады. Трансформаторларды іске қосу полимерлі өтпелі оқшаулағыштар арқылы жүзеге асырылады, олар ЗРУ нысанының ішкі бөлігінде орналасқан. РУ байланысу сұлбасы екі шина секцияларына ие, олар қалыпты режимде бөлек жұмыс істейді.

Секциялы ажыратқыштар желінің қарапайым режимінде ашық, соған байланысты шиналардың секцияларының бөлек жұмыс атқаруын іске асырады. Бұл қысқа тұйықталу тоғының мәнін төмендету үшін қажет. Бөлек шкафта орналасқан АВР құрылғысының бөліктік ажыратқыштардың автоматты басқаруды жүзеге асырады және шиналардағы 10 кВ кернеуін шамадан тыс төмендету 0,1 – 30 секунд арасында жүреді, сонымен барлық секция тұтынушыларының электрмен қамту сенімділігін қамтамасыз етеді. КРУ ұяшықтарын өндіру және оларды монтаждау, басқа да құрылғына қоса (ажыратқыштар, ТТ және т.б.), АО "КЭМОНТ" кәсіпорнымен жүзеге асырылады. КМ-1КФ сериясының кешенді таратқыш құрылғыларының шкафтары таңдалған.

КМ-1КФ сериясының КРУ шкафтары үшфазалы айнымалы тоқтың өндіріс жиілігінде доға сөндіруші бейтарап реактор арқылы оқшауланған немесе жерге тұйықталған желілерінде эектр энергиясын қабылдау және тарату үшін арналған. Олар жабық таратын құрылғыларда (ЗРУ) және коммутациялық электр қондырғыларында жиі қолданылады. КСРО және ТМД-да бұрын дайындалатын КМ-1, КМ-1Ф типті шкафтардың орнына қолдану үшін дайындалған.

Ерекшеліктері: заманауи жоғарывольтты коммутациялық құрылғыларды қолдану арқасында эксплуатациядағы жоғары сенімділік (вакуумды ажыратқыштар), жоғары механикалық және коммутациялық ресурстараға ие; релейлі қорғаныс атақты әлемдік өндірушілердің көпфункционалды, аз габаритті, сенімділігі жоғары микропроцессорлы блоктарға қамтамасыз етеді; оперативті ауысу мен жөндеу жұмыстары кезіндегі қосалқы станция қызметшілерінің қате жұмысынан дамып отыратын және сенімді

коммутациялық жоғарывольтты құрылғыларды қолдану арқасында жоғарлатылған эксплуатациялық қауіпсіздік; күштік тізбектерден толық оқшауланған бөлек алынатын релейлі шкафтарда қосымша тізбектер құрылғылары орналасады; кіріс пен шығыс шиналарының жоғарғы және төменгі қосылуларының мүмкіншілігі.

Шкафтар конструкциясы: сортталған прокаттан дәнекерленген қатты қаңқа; тек мыс шиналар, полимерлі және керамикалық оқшаулағыштар; биіктігі 600 мм азайтылған; дөңгелектерлі орнату арқасында және шторлы механизмнің симметриялы көтерілуі кезіндегі сырғыту жеңілдігі.

Эксплуатация шарттары: КМ-1КФ сериялы КРУ шкафтарын орнату биіктігі теңіз деңгейімен 1000м – ден аз болмауы тиіс (ГОСТ 15150-69, ГОСТ 1516.1-76 және ГОСТ 8024-90 талаптарын орындауда 1000 м-ден аспайтын биіктікте рұқсат етілген); MSK-64 (ГОСТ 17516.1-90) шкаласы бойынша сейсмикалық деңгеці 9 баллға тең аудандарда; УЗ орындалуы үшін ГОСТ 15543.1-89 және 15150-69талаптарына сәйкес КРУ эксплуатациялау үшін климаттық факторлардың номиналды мәндері; қоршаған орта – жарылу қаупі жоқ, агресивті газдар мен буларға ие емес, химиялық шөгінділер, қанықпаған тоқ өткізгіш шаңы мен сулы булармен; жұмыстың номиналды режимі – ұзартылған; кеңістіктегі жұмыстық орналасуы – тік, рұқсат етілген ауытқулар – тіктен +5 градустан көп емес; эксплуатация кезінде ұстауға болатын шкаф қабықшасының бөліктерінің жылыту температурасы номиналды режимде 50 С –тан аспауы тиіс (ГОСТ 14693-90), мұның өзінде эксплуатация кезіндегі байланыстардың жылыту температурасының жоғарғы мәні – 75 С (ГОСТ 8024-90).

2.3 кесте – КМ-1КФ шкафтарының техникалық сипаттамалары

Параметрлер атауы	Параметрлер мәні
Номиналды жұмыс кернеуі, кВ	6,0; 10,0
Шкафтың басты тізбектерінің номиналды тоғы, А	630; 800; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150[1)]
Жиналатын шиналардың номиналды тоғы, А	до 3150
Термикалық тұрақтылық тоғы (3с), кА	20; 31,5[2)]
Басты тізбектердің электродинамикалық тұрақтылығының номиналды тоғы, кА	51-80[2)]
Көмекші тізбектерінің номиналды кернеуі, В - тұрақты және түзетілген тоқтың - ауыспалы тоқтың	110, 220 220
Габаритты мөлшерлері: а) биіктігі, мм б) тереңдігі, мм	1720[3)] 1300[4)]

Өндіру зауытының қолдауымен КМ-1КФ типті КРУ шкафтарында басқа өндірушілер құралдарын қолдану мақұлданған.

2.4.2 Ажыратқыштарді таңдау

Номиналды кернеумен таңдау:

$$U_{НОМ.ВЫКЛ} \geq U_{НОМ.РУ}, \quad (2.11)$$

мұндағы $U_{НОМ.ВЫКЛ}$ – ажыратқыштың номиналды кернеуі.

$U_{НОМ.РУ}$ – РУ номиналды кернеуі, мұнда берілген ажыратқыш орнатылады.

Ауырланған режим тоғы бойынша таңдау:

$$I_{НОМ.ВЫКЛ} \geq I_{Р.МАХ}, \quad (2.12)$$

мұндағы, $I_{НОМ.ВЫКЛ}$ - ажыратқыштың номиналды тоғы.

$I_{Р.МАХ}$ – ауырланған режимдегі жұмыс тоғы.

РУ 10 кВ секциялау және енгізу тізбектері:

$$I_{НОРМ} = \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3}\cdot U_{НОМ.С}} А; \quad (2.13)$$

$$I_{НОРМ} = \frac{16000}{\sqrt{3}\cdot 10} = 924.8;$$

$$I_{[Р.МАХ} = \frac{1{,}4\cdot S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3}\cdot U_{НОМ.С}} = \frac{1{,}4\cdot 16000}{\sqrt{3}\cdot 10} = 1294{,}8\ А; \quad (2.14)$$

$$I_{[Р.МАХ} = \frac{1{,}4\cdot 16000}{\sqrt{3}\cdot 10} = 1294{,}8.$$

Коммутациялық қабілеті бойынша таңдау:

$$I_{НОМ.ОТКЛ} \geq I_{П.О.Т}, \quad (2.15)$$

мұндағы $I_{НОМ.ОТКЛ}$ – ажыратқышты сөндіру номиналды тоғы.

$I_{П.О.Т}$ – Т уақыт мезетіне дейін үшфазалы тұйықталу тоғының кезеңді құраушысы.

$$\sqrt{2}\cdot I_{ном.откл}\cdot(1+\beta_{ном}) \geq \sqrt{2}\cdot I_{п.о.т} + i_{А.Т}, А; \quad (2.16)$$

мұндағы $\beta_{ном}$ - сөндірілген тоқтағы ҚТ құрайтын апеиодтты қатысты коэффициенті;

$i_{A,T}$ – Т уақыт мезетіне дейін қысқа тұйықталу тоғының апериодтты құраушысы.

$$i_{A.T} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о.т} \cdot e^{\frac{-t_{откл}}{T_A}}, А; \quad (2.17)$$

мұндағы T_a – ҚТ орнына байланысты ҚТ тоғын құрайтын кезеңді емес сөну тұрақты уақыты;

$t_{откл}$ – бас тартуға дейінгі ҚТ тоғының толық уақыты.

Электродинамикалық тұрақтылыққа тексеріс:

$$I_{дин.мах} \geq I_{уд}; \quad (2.18)$$

$$I_{дин.дейтв} \geq I_{п.о}.$$

мұндағы $I_{дин.max}$- ажыратқыштың электродинамикалық тұрақтылығының амплитудалы мәні.

$I_{дин.действ}$ – ажыратқыштың электродинамикалық тұрақтылығының кезеңді мәні.

Термикалық тұрақтылыққа тексеріс:

$$B_к \leq I^2_{Т.СТ} \cdot t_{Т.СТ}; \quad (2.19)$$

$$B_к = I^2_{П.О} \cdot (t_{Т.СТ} + T_а), \quad (2.20)$$

мұндағы $B_к$ –Джоуль интегралы;

$I_{Т.СТ}$ – ажыратқыштың термикалық тұрақтылығының шекті тоғы;

$t_{Т.СТ}$ – термикалық тұрақтылықтың ток жүруінің ұзақтығы.

РУ 10 кВ байланысу сұлбасы – «Екі шина жүйесімен және секциялаумен». Ажыратқыштың доғасының сөндіру ортасы ретінде вакуумды таңдаймыз, ал жетегі – серіппелі. Секцияға енгізілген ажыратқыштар (4 дана) мен секциялы ажыратқыштар (2 дана) $I_{НОМ.ВЫКЛ}$=3150 А >$I_{Р.МАХ}$=1294,8 А таңдалады.

2.4 кесте – ЖТҚ-10 кВ секцияға енгізілген және вакуумды секционды ажыратқыштар сипаттамалары

ВВУ-СЭЩ-П-10–31,5/3150 У2 параметрлері		Есептеу берілгендері
Ішкі орнатулар		КРУ-2–10
$U_{НОМ.ВЫКЛ}$=10кВ ($U_{МАХ}$=12 кВ)	≥	$U_{НОМ.РУ}$ =10 кВ
$I_{НОМ.ВЫКЛ}$ = 3150 А	>	$I_{Р.МАХ}$=1294,8 А
$I_{НОМ.ОТКЛ}$ = 31,5 кА	>	$I_{П.О}$ = $I_{П.О.Т}$ =5,2кА
$\sqrt{2}\cdot I_{ном.откл}\cdot(1+\beta_{ном}) = 62{,}36$ кА	>	$\sqrt{2}\cdot I_{П.О.Т}+i_{А.Т} = 14{,}95$ кА
$I_{НОМ.ВКЛ}$ = 31,5 кА	>	$I_{П.О}$ = 5,2 кА
$I_{ДИН.МАХ}$=79 кА	>	$I_{УД}$= 12,2 кА
$I_{ДИН.\ ДЕЙСТВ}$ = 31,5 кА	>	$I_{П.О}$ =5,2 кА
$T^2_{Т.СТ}\cdot t_{Т.СТ}$=2976,75 кА · с	>	В=27,2 $кА^2$ · с
Өзіндік бас тарту уақыты, мс: 30		
Толық бас тарту уақыты, мс: 50		

2.5 кесте – ЖТҚ-6 кВ секцияға енгізілген және вакуумды секционды ажыратқыштар сипаттамалары

ВМПЭ-6-31,5/5000У1 параметрлері		Есептік мәндері
$U_{ном} \geq U_{ном.уст}$ $U_{ном}$ =6 кВ	≥	$U_{ном.уст}$ = 6 кВ
$I_{ном} \geq I_{max}$ $I_{ном}$ =5000А	>	I_{max} =1294,8 А
$I_{дин} \geq I_{по}$ $I_{дин}$ =31,5 кА	>	$I_{по}$ =5,2кА
$i_{дин.max} \geq i_{уд.max}$ $i_{дин.max}$=52 кА	>	$i_{уд.max}$ =12,2 кА
$I_{откл\ н} \geq I_{пт}$ $I_{откл}$ =31,5 кА	>	$I_{пт}$ =5,2кА
$\sqrt{2}\ I_{откл}\ (1+В/100) \geq \sqrt{2}\ I_к + i_{пк}$ =55,7 кА	>	$\sqrt{2}\ I_к + i_{пк}$=14,95 кА
$I^2_{тер}\cdot t_{тер} \geq B_к$ =2976,8 $кА^2$с	>	$B_к$ = 27,2 $кА^2$ · с

2.4.3 Айырғыштарды таңдау

Айырғыштарды таңдау жүзеге асырылады:

– орнату конструкциясы, түрі бойынша.

– $U_{НОМ}$ кернеуі бойынша.

– $I_{НОМ}$ тоғы бойынша.

– электродинамикалық тұрақтылығы бойынша.

– термикалық тұрақтылығы бойынша.

Секцияға енгізілген және вакуумды секциялы ажыратқыштар ұяшығында РВРЗ-2–10/4000 **МУЗ** типті айырғыштары орнатылған.

2.6 кесте – РВРЗ-2–10/4000 МУЗ типті айырғыштар сипаттамалары

РВРЗ-2–10/4000 МУЗ параметрлері		Есептеу берілгендері
Ішкі орнатулар		КРУ-2–10
$U_{НОМ}$=10 кВ ($U_{МАХ}$=12 кВ)	>	$U_{НОМ.РУ}$ =10 кВ
$I_{НОМ}$=4000 А	>	$I_{РАБ.МАХ}$ =1294,8 А
$I_{ДИН.МАХ}$=125 кА	>	$I_{УД}$ =12,2 кА
$I_{Т.СТ}^2 \cdot t_{Т.СТ}$= $50^2 \cdot 1$=2500 $кА^2с$	>	В= 27,2 $кА^2 \cdot с$
Салмағы: 65 кг		
Детегі: ПД-11–07 УХЛ1 (электро қозғалтқыш)		
Өндіруші: ЗАО «ЗЭТО» (Великие Луки қаласы)		
Құны: 32 мың рубль		

6 кВ кернеуіндегі РВР-III-6/2000 У3 типті ажыратқышын таңдау

2.7 кесте – РВРЗ-2–10/4000 МУЗ типтң айырғыштар сипаттамалары

РВР-III-6/2000 У3 параметрлері		Есептеу берілгендері
$U_{ном} \geq U_{ном.уст} U_{ном}$ =6 кВ	≥	$U_{ном.уст}$ = 6 кВ
$I_{ном} \geq I_{max} Iном$=2000А	>	I_{max} =4361,6А
$I_{откл} \geq I_к I_{откл}$ =85 кА	>	$I_{по}$ =5,2 кА
$i_{дин.max} \geq i_{уд.max} i_{дин.max}$=31,5 кА	>	$i_{уд.max}$ =12,2кА
$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_к$ =20164 $кА^2с$	>	$B_к$ =2080,47 $кА^2с$

2.4.4 Өлшегіш трансформаторларын таңдау

Таңдау шарттары:

ТТ таңдауы жүзеге асырылады:

- орнату конструкциясы, түрі бойынша;
- $U_{НОМ}$ кернеуі бойынша;
- $I_{НОМ}$ тоғы бойынша;
- электродинамикалық тұрақтылығы бойынша;
- термикалық тұрақтылығы бойынша.

ТН таңдауы жүзеге асырылады:

- орнату конструкциясы, түрі бойынша;
- $U_{НОМ}$ кернеуі бойынша;
- жүктеме қабілеті бойынша.

ЗРУ-10 кВ трансформаторларын таңдау мен тексеру.

Біріншілік номиналды тоғы $I_{1н}$ = 2000 А ТОЛ -10 типті трансформатор тоғы (ТТ)н орнатуға қабылдаймыз, ал екіншілік номиналды тоғы $I_{2н}$ = 5 А, екіншілік орам дәлдік классымен 0,5S/0,5/5P, номиналды екіншілік жүктememен 0,5 $z_{2н}$ = 2 Ом классында.

Трансформатордың номиналды параметрлері, оның тізбегіндегі есептеу мөлшерлері және арасындағы қатынас 2.21 –2.23 кестелерінде көрсетеміз.

2.8 кесте – Трансформатор тоғының параметрлері

ТТ параметрлері	Қатынасы	ТТ таңдау үшін есептеу мөлшерлері
$U_н$ = 10 кВ	=	$U_{нРУ}$ = *10 кВ*
$I_н$ = 2000 *А*	>	$I_{раб.форс}$= 1294,8 *А*
$z_{2н}$ = 2 Ом	>	$z_{2\ расч}$ = 1,2 Ом
$i_{дин}$ = 100 кА	>	$i_{уд.max}$ =12,2 кА
	>	$B_к$ = 27,2 $кА^2 \cdot с$

Осының негізінде анықтаймыз:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2н}^2} = \frac{5}{4^2} = 0{,}16\ Ом; \qquad (2.21)$$

$$q_{к.доп} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пр}} = \frac{0{,}0283 \cdot 50}{0{,}94} = 1{,}5\ мм^2. \qquad (2.22)$$

Сымдардың рұқсат етілген кедергісі:

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_к = 1{,}2 - 0{,}16 - 0{,}1 = 0{,}94\ Ом. \qquad (2.23)$$

2.9 кесте – ТТ – ға қосылған құрылғыларды таңдау

№	Құрылғы	Құрылғы түрі	Фаза жүктемесі, В·А		
			А	В	С
1	Амперметр	Э–335	0,5	–	–
2	Ваттметр	Д–335	0,5	–	0,5
3	Варметр	Д–335	0,5	–	0,5
4	Активті энергия есептегіші	СА3–4681	2,5	2,5	–
	$S_{пр}$, В·А		4	2,5	1

Орнатуға қимасы 1,5 $мм^2$ мыс сыммен КВВГ кабелін қабылдайық. Таңдалған кабель кедергісін анықтайық:

$$r_{каб} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q} = \frac{0{,}0283 \cdot 50}{1{,}5} = 0{,}94\ Ом. \qquad (2.24)$$

Екінші есептік кедергісін анықтаймыз:

$$Z_{2расч} = r_{каб} + r_{приб} + r_к = 0{,}94 + 0{,}16 + 0{,}1 = 1{,}2\,Ом.$$

Салыстыру бойынша $Z_{2\,нагр}$=2 Ом>$Z_{2\,расч}$=1,2 Ом дәлдік классы бойынша тексеру шарттары орындалып тұрғаны көрініп тұр.

ЖТҚ-10 кВ кернеумен трансформаторларды таңдау мен тексеру.

2.10 кесте – ТН – ға қосылған құрылғыларды таңдау

№	Орнату орны мен құрылғылар тізімі	Түрі	$S_{ном}$,ВА	Орам саны	cos φ	sin φ	Құрылғылардың жалпы саны	P , Вт	Q, Вар
1	Жинақтау шиналары								
2	Вольтметр	Э-378	2	1	1	0	1	2	–
3	Вольтметр Регистр.	И-393	10	1	1	0	1	10	–
4	Ваттметр Регистр.	И-395	10	1	1	0	1	10	–
5	Жиіліктік Регистр.	И-397	7	1	1	0	1	7	–
6	Активті энергия есептегіші	ЦЭ6805	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
7	Реактивті энергия есептегіші	ЦЭ6811	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
	Барлығы							32,04	7,4

Пайдаланылатын қуаттың толық соммасы:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{2\Sigma}^2 + Q_{2\Sigma}^2} = \sqrt{32{,}04^2 + 7{,}4^2} = 32{,}88\,В\cdot А. \qquad (2.25)$$

0,5 $S_{2н}$ = 200 В·А классында номиналды қуатпен НАМИ–0–УХЛ1 типті кернеудің үшфазалы трансформаторын орнатуға қабылдаймыз.

$S_{2н}$=200 В·А>$S_{2\Sigma}$=32,88 В·А, яғни дәлдік бойынша тексеру шарты орындалады.

ЗРУ-6 кВ трансформаторлар тоғын т таңдау мен тексеру.

Біріншілік номиналды тоғы $I_{1н}$ = 3000 А ТПШЛ-6-3000/5 типті трансформатор тоғы (ТТ) орнатуға қабылдаймыз, ал екіншілік номиналды тоғы $I_{2н}$ = 5 А, екіншілік орам дәлдік классымен 0,5S/0,5/5P, номиналды екіншілік жүктememен 0,5 $Z_{2н}$ = 2 Ом классында.

2.11 кесте – Трансформатор тоғының параметрлері

ТТ параметрлері	Қатынасы	ТТ таңдау үшін есептеу мөлшерлері
$U_н$ = 6 кВ	=	$U_{нРУ}$ = 6 кВ
$I_н$ = 3000 А	>	$I_{раб.форс}$=1294,8 А
$z_{2н}$ = 2 Ом	>	$z_{2\ расч}$ = 1,2 Ом
$i_{дин}$ = 100 кА	>	$i_{уд.max}$ =12,2 кА
$B_{к\,доп} = I_{тс}^2 \cdot t_{тс} = 2977\ кА^2 \cdot с$	>	$B_к$ = 27,2 кА^2 · с

2.21 – 2.23 формулалары негізінде анықтаймыз:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2н}^2} = \frac{5}{4^2} = 0{,}16\,Ом; \qquad (2.26)$$

$$q_{к.доп} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пр}} = \frac{0{,}0283 \cdot 50}{0{,}94} = 1{,}5\,мм^2.$$

Сымдардың рұқсат етілген кедергісі:

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_к = 1{,}2 - 0{,}16 - 0{,}1 = 0{,}94\,Ом.$$

2.12 кесте – ТТ – ға қосылған құрылғыларын таңдау.

№	Құрылғы	Құрылғы түрі	Фаза жүктемесі, В·А		
			А	В	С
1	Амперметр	Э–335	0,5	–	–
2	Ваттметр	Д–335	0,5	–	0,5
3	Варметр	Д–335	0,5	–	0,5
4	Активті энергия есептегіші	СА3–4681	2,5	2,5	–
	$S_{пр}$, В·А		4	2,5	1

Орнатуға қимасы 1,5 мм^2 мыс сыммен КВВГ кабелін қабылдайық. Таңдалған кабель кедергісін 2.24 формуласы бойынша анықтайық:

$$r_{каб} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q} = \frac{0{,}0283 \cdot 50}{1{,}5} = 0{,}94\,Ом.$$

2.25 формуласы бойынша екіншілік есептеу кедергісін анықтайық:

$$Z_{2расч} = r_{каб} + r_{приб} + r_к = 0{,}94 + 0{,}16 + 0{,}1 = 1{,}2\,Ом.$$

Салыстыру бойынша $Z_{2\ нагр}$=2 Ом>$Z_{2\ расч}$=1,2 Ом дәлдік классы бойынша тексеру шарттары орындалып тұрғаны көрініп тұр.

ЗРУ-6 кВ кернеумен трансформаторларды таңдау мен тексеру.

2.13 кесте – ТН – ға қосылған құрылғыларды таңдау

№	Орнату орны мен құрылғылар тізімі	Тип	$S_{ном,}$ВА	Орам саны	cos φ	sin φ	Құрылғылардың жалпы саны	P , Вт	Q, Вар
1	Жинақтау шиналары								
2	Вольтметр	Э-378	2	1	1	0	1	2	–
3	Вольтметр Регистр.	И-393	10	1	1	0	1	10	–
4	Ваттметр Регистр.	И-395	10	1	1	0	1	10	–
5	Жиіліктік Регистр.	И-397	7	1	1	0	1	7	–
6	Активті энергия есептегіші	ЦЭ6805	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
7	Реактивті энергия есептегіші	ЦЭ6811	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
	Барлығы							32,04	7,4

Пайдаланылатын қуаттың толық соммасын 2.26 формуласымен анықтаймыз:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{2\Sigma}^2 + Q_{2\Sigma}^2} = \sqrt{32{,}04^2 + 7{,}4^2} = 32{,}88\,В{\cdot}А. \qquad (2.27)$$

0,5 $S_{2н}$ = 200 В·А классында номиналды қуатпен НАМИ–0–УХЛ1 типті кернеудің үшфазалы трансформаторын орнатуға қабылдаймыз. $S_{2н}$ = 200 В·А >$S_{2\Sigma}$ = 32,88 В·А, яғни дәлдік бойынша тексеру шарты орындалады.

2.4.5 ЖТҚ – дағы АҚШ таңдау

ҚС құрылғыларын атмосфералы және коммутациялық асқын кернеуден қорғау және оқшаулау ретінде бір ғана ОПН қолдануға рұқсат етіледі (асқын кернеу шектегіш). 70 – жылдарға дейін оқшауламаларды қорғауға арналған

дәстүрлі құрылғылар вентиальды разрядниктер болып табылады. Олар тізбекті қосылған карбид кремний негізінде симметриялық вольтамперлі сипатқа ие сызықтық емес элементті құрайды. Әлсіз сызықтық емес элементтің сызықты еместігі үшін ол желіге тікелей қосыла алмады, өйткені жұмыс кернеуде ол арқылы ауқымды ток жүруі мүмкін.

70 – жылдарда мырыш тотығы негізінде сызықтық емес элементтер пайда болды. Олар одан да көп сызықтық емес вольтамперлі сипатқа ие, бұл қасиет оларды желіге тізбекті ұшқынды аралықсыз қостыра алды. Біздің елде оксидтті-мырышты элементтермен қорғаныс сызықтық емес кернеуден асып кету шектегіші атауына ие (ОПН). Шет елде осыған ұқсас құрылғылар ұшқынсыз разрядниктер деп аталады. Тізбекті ұшқынды аралықтың болмауы құрылғының қорғаныс сипатын көбейтеді және оның салмақты габаритті көрсеткіштерін азайтады. 70 – жылдардың басында ұшқынсыз қорғаныс құрылғылары таралу артықшылығына ие болды.

ОПН өзімен тірек түрді құрылғыны көрсетеді және жоғары сызықты резисторды құрайды, ол тізбекті байланыстарынан тұрады. олар оксидтті – мырыш дис колонкаларынан жасалған және оқшауланған қабықшаға орналастырылған. УХЛ1 орындалу шектегіштері біріккен оқшауланған полимерлі жарғыш қауіпті емес қабықшаға ие: кремний органикалық резинадан жасалған әйнекпластикті циландрмен.

ОПН жұмыс істеу принципі келесіде: қалыпты күйде құрылғы арқылы білінбейтін ток өтеді (мА үлеске ие), ал секірістер пайда болған кезде кез – келген физикалық табиғатқа ие өткір сызықты емес фольтамперлі сипатпен ток шектегіші амперден ондаған килоампер мөлшеріне дейін ұлғаяды, ол кернеуден асып кету деңгейін азайтады.

Кернеуден асып кету шектегішін анықтаймыз.

2.14 кесте – ОПН сипаттамалары

ОПН түрі	ОПН-П1–10/12/10/2 УХЛ2
Номиналды кернеу	10 кВ
Ең көп рұқсат етілген кернеу	12 кВ
Номиналды ток	10 кА
Жарылу қауіпсіздігі жоқ деңгей	А ($I_{ВЗ}$ = 63 кА)
10 кА 0,1 мкс кезіндегі токтың импульсының қалған кернеуі	44 кВ
Құны	
Өндіруші: ЗАО «ЗЭТО» (Великие Луки қаласы)	

2.4.6 Ток өткізгіш бөліктерін таңдау

Экономды қима:

$$q_{эк} = \frac{I_{раб.форс}[А]}{j_{эк}[А/мм^2]} = \frac{1620}{1{,}1} = 1472{,}7\ мм^2. \qquad (2.28)$$

Шиналау үшін болат сымды алюминді 3хАС 500 қимасымен қабылдайық:

$$q_{ал} = 3 \cdot 496 = 1488 мм^2 > q_{эк} = 1472\, мм^2.$$

Және рұқсат етілген тоқпен:

$$I_{дл.доп} = 3 \cdot 945 = 2835 А > I_{раб.форс} = 1620\, А.$$

ҚТ кезіндегі термикалық тұрақтылыққа тексеру:

$\theta_к^o$ есептеу үшін алдын – ала сымдардың бастапқы температурасын анықтаймыз:

$$\theta_н^o = (\theta_{ср}^o + \theta_{ср.н}^o) \cdot \left(\frac{I_{наиб}}{I_{доп}} \right)^2 = 30^o + (70^o - 25^o) \cdot \left(\frac{1620}{2835} \right)^2 = 44{,}69^o C, \qquad (2.29)$$

мұндағы $\theta_{ср}^o$ – ауа температурасы ($\theta_{ср}^0$ = 30° С береміз);

$\theta_{ср.н}^o$ – қалыптасқан ауа температурасы (25°);

$\theta_{дл.доп}^o$ –ұзақ режимде рұқсат етілген температура (70°).

$\theta_н^o$ біле отырып және қисықтар бойынша сымның материалының температурасын анықтау үшін жылулық импульс мәнін табу қажет $A_н = 0{,}46 \cdot 10^4 А^2/мм^4$. Жылулық импульс шекті мәнін келесі формуламен анықтаймыз:

$$A_к = A_н + \frac{B_{к.расч}}{q^2} = 0{,}46 \cdot 10^4 + \frac{21{,}85 \cdot 10^6}{1488^2} = 28{,}1 \cdot 10^4\, А \qquad (2.30)$$

$A_к$ біле отырып, дәл сол қисықпен шекті температураны анықтаймыз

$$Q_к^0 = 156^o < 200^o = Q_{доп}^o.$$

Осылайша, төменгі жағынан шиналау термикалық тұрақтылық бойынша тексеріс талаптарын қанағаттандырады.

Электротермикалық әсермен шиналаудың бір фаза сымдарын тексеру.

Бұл тексеру егер әр фазаның сымы бірнеше сымға бөлінген жағдайда жүзеге асады, ал үшфазалы ҚТ асқын тоғы $i_y^{(3)} \geq 50$ кА. Тексеріс дистанциялы жақтаулармен арақашықтығын анықтауға алып келеді. Олар сымдарды фазада

бекітеді. Берілген жағдайда бұл тексеріс қажет, өйткені жинақтайтын шина фазалы сымдары үшке бөлінген, ал $i_{y\Sigma}^{(3)} = 40{,}823$ кА.

Тексеріс келесі режимде жүзеге асырылады:

Сымға күш салуды фазадағы басқа сымдармен әсерін есепке аламыз:

$$f_n = \frac{n-1}{n^2} \cdot 2 \cdot 10^7 \frac{\left(I^{(3)}\right)^2}{a} = \frac{3-1}{3^2} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \frac{16458^2}{0{,}3} = 60{,}1 \text{ Н/м}, \quad (2.32)$$

мұндағы, n – фазадағы сымдар саны (n = 3);

$I^{(3)}$ =16458 А – шиналардағы үш фазалы ҚТ ауыспалы ток құраушылар мәні;

a – фазадағы сымдар арасындағы қашықтық;

Өзіндік салмақтан асқын жүктемені анықтаймыз:

$$y_к = \frac{f_n}{q} = \frac{60{,}1}{496} = 0{,}121 \text{ МПа/м}, \quad (2.33)$$

мұндағы, q – фазадағы бір сымның қимасы, *мм*^{2};

Өзіндік салмақтан асқын жүктемені анықтаймыз:

$$y_1 = \frac{10{,}8m}{q} = \frac{10{,}8 \cdot 2{,}979}{496} = 0{,}065 \text{ МПа/м}, \quad (2.34)$$

мұндағы, m –1м погонды сымның ұзындығының салмағы;

Алюминді сымдар жағдайында төсеу арасындағы қашықтық есептелінеді:

$$l = \frac{29930}{n \cdot q \sqrt{nq\left(y_к^2 - 3{,}24 y_1^2\right)}} = \frac{29930}{3 \cdot 496 \sqrt{3 \cdot 496 \left(0{,}121^2 - 3{,}24 \cdot 0{,}065^2\right)}}. \quad (2.35)$$

Түбір разряды бойынша тексеру шарттары:

Бұл жағдайда тексеріс іске аспайды, өйткені таңдалған сымдар қимасы минималды мәннен көп.

2.4.7 6 кВ трансформаторының төменгі жағында шиналауды таңдау мен тексеру

Экономикалық қима (2.36) формуласы бойынша анықталады:

$$q_{эк}=\frac{I_{раб.форс}[А]}{j_{эк}[А/мм^2]}=\frac{2690}{1,1}=2445\ мм^2.$$

Шиналау үшін 3хАС–800 болатты – алюминді сымдарды қабылдаймыз:

$$q_{ал}=3\cdot 821=2463мм^2>q_{эк}=2445мм^2.$$

Және рұқсат етілген тоқпен:

$$I_{дл.доп}=3\cdot 1180=3540А>I_{раб.форс}=2690\ А.$$

ҚТ термикалық тұрақтылығында тексеру.

$\theta^{o}_{к}$ есептеу үшін алдын – ала сымдардың бастапқы температурасын анықтаймыз,: (2.37) формула бойынша анықтаймыз:

$$\theta^{o}_{н}=\theta^{o}_{ср}+(\theta^{o}_{дл.доп}-\theta^{o}_{ср.н})\cdot\left(\frac{I_{наиб}}{I_{доп}}\right)^2=30°+(70°-25°)\cdot\left(\frac{2690}{3540}\right)^2=56°\ С, \qquad (2.36)$$

мұндағы $\theta^{o}_{ср}$ – ауа температурасы ($\theta^{0}_{ср}=30°C$ береміз);

$\theta^{o}_{ср.н}$ – қалыптасқан ауа температурасы (25°);

$\theta^{o}_{дл.доп}$ –ұзақ режимде рұқсат етілген температура (70°).

$\theta^{o}_{н}$ біле отырып және қисықтар бойынша сымның материалының температурасын анықтау үшін жылулық импульс мәнін табу қажет

$A_{н}=0,46\cdot 10^4 А^2/мм^4$ Жылулық импульс шекті мәнін келесі формуламен анықтаймыз.

$$A_{к}=A_{н}+\frac{B_{к.расч}}{q^2}=0,57\cdot 10^4+\frac{44,93\cdot 10^6}{2463^2}=13,6\cdot 10^4 А\cdot с/мм^4. \qquad (2.37)$$

$A_{к}$ біле отырып, дәл сол қисықпен температура шегін анықтаймыз:

$$Q^{0}_{к}=134°<200°=Q^{0}_{доп.}.$$

Осылайша, төменгі жағынан шиналау термикалық тұрақтылық бойынша тексеріс талаптарын қанағаттандырады.

Электротермикалық әсермен шиналаудың бір фаза сымдарын тексеру.

Тексеріс келесі ретте жүреді:

Сымға күш салуды фазадағы басқа сымдармен әсерін есепке аламыз, ол (2.38) формуласымен анықталады.

$$f_n=\frac{n-1}{n^2}\cdot 2\cdot 10^{7}\frac{\left(I^{(3)}\right)^2}{a}=\frac{3-1}{3^2}\cdot 2\cdot 10^{-7}\frac{23043^2}{0,3}=78,7\text{Н/м}.$$

Өзіндік салмақтан асқын жүктемені (2.39) формуламен анықтаймыз:

$$y_к=\frac{f_n}{q}=\frac{78,7}{821}=0,096\ \text{МПа/м},$$

мұндағы, q – фазадағы бір сымның қимасы, мм^2;

Өзіндік салмақтан асқын жүктеме мына формула бойынша анықталады:

$$y_1=\frac{10,8m}{q}=\frac{10,8\cdot 3,101}{821}=0,041\ \text{МПа/м}.$$

мұндағы, m –1м погонды сымның ұзындығының салмағы;

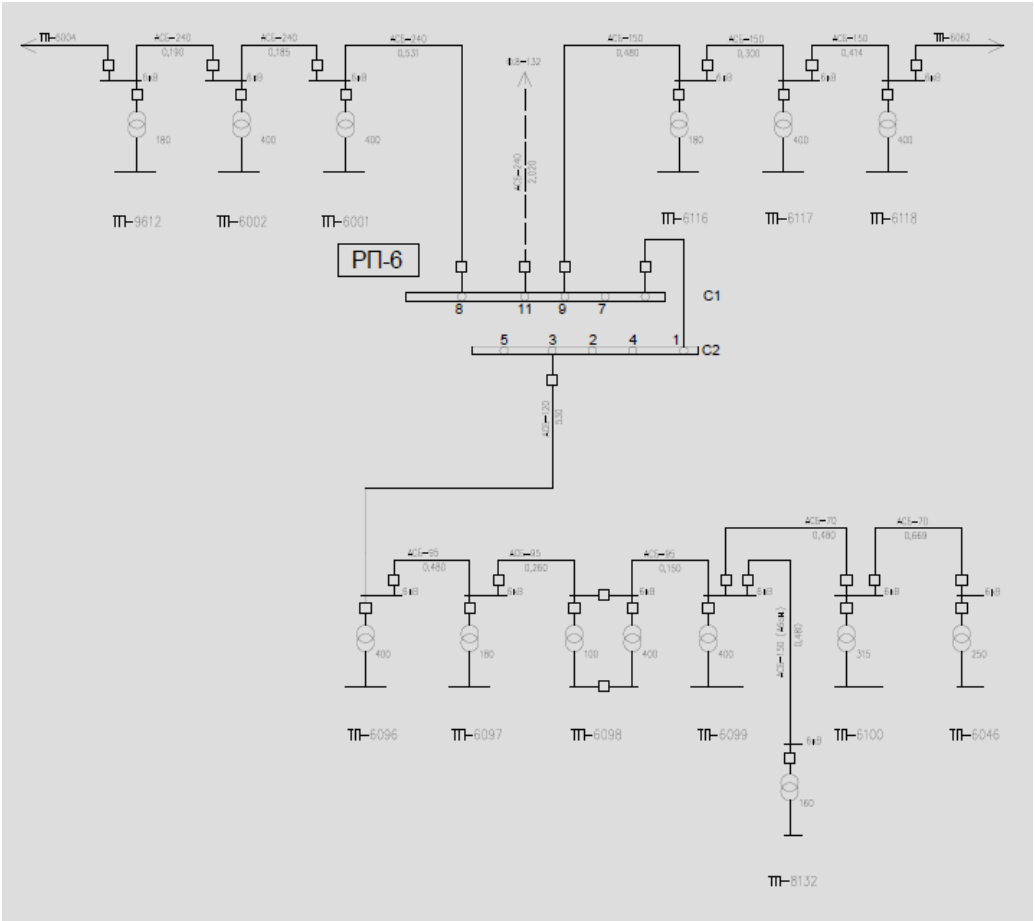
Алюминді сымдар жағдайында төсеу арасындағы қашықтық (2.40) формуласы бойынша есептелінеді:

$$l=\frac{29930}{n\cdot q\sqrt{nq(y_к^2-3,24y_1^2)}}=\frac{29930}{3\cdot 821\sqrt{3\cdot 821(0,096^2-3,24\cdot 0,041^2)}}=3,99\text{ м}.$$

3 Кернеуін 6 кВ-тан 10 кВ-қа ауыстырған кездегі қарастырылып отырған ауданның кабельді жолдарының қайта құруы

3.1 Тарату электрік желілер дамуын шешетін сұлба таңдау

№6 тарататын пунктта № 34фидерін таңдадық. ТП-6001, ТП-6002, ТП-9612, ТП-6116, ТП-6117, ТП-6118, ТП-6196 фидерден асады, ТП-6197, ТП-6198, ТП-6199, ТП-6100, ТП-6046, ТП-8132. Бұл фидерде тұрмыс үйлер, дүкендер, көлік толтырулар, ойын – сауық кешендері және сауда үйлері қоректенеді.



3.1 сурет – ТБ-6 сұлбасы

3.2 алмастыру сұлбасын құрастыру және желі параметрлерін есептеу

Есептеу басында және желі параметрлерін енгізу алдында оларды анықтамалық және бастапқы деректер бойынша есептеу қажет. Есептеуді алмастыру сұлбасын құрастырудан бастау керек, содан кейін жолдың және трансформатордың кедергісін анықтау керек, ал кейін түйіндердегі жүктемені анықтау керек.

Жолдың активті кедергісі (Ом) келесідей анықталады:

$$R=r_0 \cdot l, \quad (3.1)$$

мұндағы l- жолдың ұзындығы, км;

r_0- асқын активті кедергі, Ом/км.

Желінің реактивті кедергісі (Ом) келесідей анықталады:

$$X=x_0 \cdot l, \quad (3.2)$$

мұндағы x_0 – асқын реактивті кедергі, Ом/км.

r_0, x_0, b_0 асқын өлшемдері сымның белгісіне Л-3 байланысты анықталады. 3.1 кестеде желі сымдарының белгілері көрсетілген.

3.1 кесте – Кабельды желілердің параметрлері:

Желі аумағы	Сым белгісі (марка)	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	b_0мкСм/км
1-2	АСБ-3х240	0,129	0,111	97
2-3	АСБ-3х240	0,129	0,111	97
3-4	АСБ-3х240	0,129	0,111	97
4-5	АСБ-3х240	0,129	0,111	97
2-6	АСБ-3х150	0,206	0,116	91
6-7	АСБ-3х150	0,206	0,116	91
7-8	АСБ-3х150	0,206	0,116	91
2-9	АСБ-3х120	0,258	0,081	169
9-10	АСБ-3х95	0,326	0,083	156
10-11	АСБ-3х95	0,326	0,083	156
11-12	АСБ-3х95	0,326	0,083	156
12-13	АСБ-3х70	0,443	0,086	135
13-14	АСБ-3х70	0,443	0,086	135
12-15	АСБ-3х150	0,206	0,116	91

3.2 кесте – кабельды желілердің параметрлерін есептеу

Желі аумағы	Ұзындығы, м	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
1-2	2020	0,129	0,111	97

2-3	531	0,129	0,111	97
3-4	185	0,129	0,111	97
4-5	190	0,129	0,111	97
2-6	480	0,206	0,116	91
6-7	300	0,206	0,116	91
7-8	414	0,206	0,116	91
2-9	530	0,258	0,081	169
9-10	480	0,326	0,083	156
10-11	260	0,326	0,083	156
11-12	150	0,326	0,083	156
12-13	480	0,443	0,086	135
13-14	669	0,443	0,086	135
12-15	480	0,206	0,116	91

Трансформаторлар параметрлері $U_{нн}$ төменгі кернеу орамында номиналды кернеулер анықтамалық берілгендері арқылы және $U_{вн}$ жоғарғы кернеумен, $S_н$ трансформатордың номиналды қуаты және $U_к$ қысқа тұйықталу кернеуі. Сонымен қатар, $I_{хх}$ бос жүріс тоқ мәні, $P_х$ бос жүріс жоғалтулары және $P_к$ қысқа тұйықталу. Одан кейін, берілген анықтамалықтар негізінде трансформатордың активті және реактивті кедергілері келесі теңдеулермен анықталады:

Трансформатордың активті кедергісі:

$$R_T=\frac{\Delta P_{кз}\cdot U^2_{ном}}{S^2}, \qquad (3.3)$$

мұндағы $\Delta P_{кз}$ - қысқа тұйықталу жоғалтулары;

$U_{ном}$ - жоғары кернеу жағынан кернеу.

Трансформатордың реактивное кедергісі

$$X_T=\frac{\Delta U_{кз}\cdot U^2_{ном}}{100\cdot S}, \qquad (3.4)$$

мұндағы $U_{кз}$ - қысқа тұйықталу кернеу;

$U_{ном}$ - жоғары кернеу жағынан кернеу

Есептелетін сұлбаның трансформатор параметрлері 3.3 - 3.4 – кестелерінде көрсетілген.

3.3 кесте – 6 кВ трансформаторлар параметрлері

Түрі	Орамдағы кернеу, кВ	Шығындар, кВт		U_k, %	I_{xx}, %
		ΔP_{xx}	$\Delta P_{кз}$		
ТМ-400/6	6	1,05	5,5	4,5	2,1
ТМ-315/6	6	0,78	3,85	4	2,1

ТМ-250/6	6	1,05	4,2	4,7	3,7
ТМ-180/6	6	0,7	3,1	4,65	2,7
ТМ-160/6	6	0,56	2,7	4,6	2,4
ТМ-100/6	6	0,31	1,97	4,5	2,6

3.4 кесте – 10 кВ трансформаторлар параметрлері

Тип	Орамдағы кернеу, кВ	м		U_k, %	I_{xx}, %
		ΔP_{xx}	$\Delta P_{кз}$		
ТМ-400/10	10	1,9	8,5	6,5	2
ТМ-315/10	10	1,05	6,6	5,5	1,9
ТМ-250/10	10	0,7	3,7	6,5	1,9
ТМ-180/10	10	0,65	3	4,3	2,3
ТМ-160/10	10	0,5	2,5	4,4	1,8
ТМ-100/10	10	0,27	1,97	4,5	1,6

Анықтамалық берілгендер негізінде трансформатордың активті және реактивті кедергілерді табамыз.

Трансформатордың активті кедергісі:

$$R_T=\frac{5,5\cdot 6000^2}{400^2}=1,24\text{Ом.}$$

Трансформатордың реактивті кедергісі:

$$X_T=\frac{4,5\cdot 6000^2}{100\cdot 400}=4,5\text{Ом.}$$

Сәйкесінше активті және реактивті кедергілерді басқа да ТП – ларда есептейміз және нәтижелерін 3.5-3.6 – кестелерінде көрсетеміз.

3.5 кесте – 6 кВ трасформаторлардың есептік мәліметтері:

№ ТП	Түйін	Трансформатор түрі	R_T, Ом	X_T,Ом
1	2	3	4	5
ТП-6001	3-16	ТМ-400/6	1,24	4,05
ТП-6002	4-17	ТМ-400/6	1,24	4,05
ТП-9612	5-18	ТМ-180/6	3,44	4,19
ТП-6116	6-19	ТМ-180/6	3,44	4,19
ТП-6117	7-20	ТМ-400/6	1,24	4,05
ТП-6118	8-21	ТМ-400/6	1,24	4,05
ТП-6096	9-22	ТМ-400/6	1,24	4,05
ТП-6097	10-23	ТМ-180/6	3,44	4,19
ТП-6098	11-24	ТМ-100/6	8,18	14,7
ТП-6098	11-25	ТМ-400/6	1,24	4,05
ТП-6099	12-26	ТМ-400/6	1,24	4,05
ТП-6100	13-27	ТМ-315/6	1,4	3,6
ТП-6046	14-28	ТМ-250/6	6,7	15,6

ТП-8132	15-29	ТМ-180/6	4,35	10,20

3.6 кесте – 10 кВ трансформаторлардың есептік мәліметтері:

№ ТП	Түйін	Трансформатор түрі	R_T, Ом	X_T,Ом
1	2	3	4	5
ТП-6001	3-16	ТМ-400/10	5,31	16,25
ТП-6002	4-17	ТМ-400/10	5,31	16,25
ТП-9612	5-18	ТМ-180/10	9,26	10,75
ТП-6116	6-19	ТМ-180/10	9,26	10,75
ТП-6117	7-20	ТМ-400/10	5,31	16,25
ТП-6118	8-21	ТМ-400/10	5,31	16,25
ТП-6096	9-22	ТМ-400/10	5,31	16,25
ТП-6097	10-23	ТМ-180/10	9,26	10,75
ТП-6098	11-24	ТМ-100/10	8,18	14,7
ТП-6098	11-25	ТМ-400/10	5,31	16,25
ТП-6099	12-26	ТМ-400/10	5,31	16,25
ТП-6100	13-27	ТМ-315/10	6,65	13,75
ТП-6046	14-28	ТМ-250/10	6,7	15,6
ТП-8132	15-29	ТМ-180/10	9,26	10,75

Содан кейін, 2014 жыл мезгіліне (қыс) жүктемені анықтаймыз. Реактивті қуаты, өлшеу бірлігі кВАр

$$Q=S\cdot\sin\varphi. \quad (3.5)$$

Өлшеу бірлігінің толық қуаты кВА

$$S=\sqrt{P^2+Q^2}. \quad (3.6)$$

мұндағы Р-активті қуат

Q – реактивті қуат

Алынған нәтижелерді 3.7 – кестесіне енгіземіз.

3.7 кесте – Желі түйіндерінің жүктемесі:

№	Түйін	Uн, кВ	Жүктеме		Cosφ
			P	Q	
			кВт	кВАр	
1	2	3	6	7	12
1	16	6,3	230	173	0,8
2	17	6	230	167	0,81
3	18	6	100	67	0,83
4	19	6	100	78	0,79
5	20	6	230	173	0,8

№	Түйін	Uн, кВ	Жүктеме		Cosφ
			P	Q	
			кВт	кВАр	
1	2	3	6	7	12
6	21	6	230	143	0,85
7	22	6	230	161	0,82
8	23	6	100	75	0,8
9	24	6	230	185	0,78
10	25	6	60	29	0,9
11	26	6	230	173	0,8
12	27	6	200	129	0,84
13	28	6	180	130	0,81
14	29	6	90	60	0,83

3.8 кесте – Желі түйіндерінің жүктемесі:

№	түйін	Uн, кВ	Жүктеме		cosφ
			P	Q	
			кВт	кВАр	
1	2	3	6	7	12
1	16	10,5	230	173	0,8
2	17	10	230	167	0,81
3	18	10	100	67	0,83
4	19	10	100	78	0,79
5	20	10	230	173	0,8
6	21	10	230	143	0,85
7	22	10	230	161	0,82
8	23	10	100	75	0,8
9	24	10	230	185	0,78
10	25	10	60	29	0,9
11	26	10	230	173	0,8
12	27	10	200	129	0,84
13	28	10	180	130	0,81
14	29	10	90	60	0,83

3.3 Қарастырылып отырған желінің жұмыс режимін есептеу

Дипломдық жұмысты орындау үшін тұтынушылар және желі жабдықтары жұмыс атқаратын шарттарды бағалау керек. Режим параметрлерін анықтау электрлік желі есептеулерін орындауды құрайды. Дәлірек есептеу жүргізу үшін электрлік желіні алмастырудың толық сұлбасы құрастырылады. Ол желідегі бөлек элементтерді біріктіру арқасында алынады. Желінің бұл сұлбасын есептік деп атайды.

Жобаланатын желі режимдерін есептеу RASTR бағдарламасының көмегімен жүзеге асырылады. RASTR бағдарлама кешені ПЭВМ IBMPC – да электрлік жүйелердің орнатылған режимдерін есептеу мен талдау үшін арналған. RASTR есептеу жүргізуге мүмкіндік береді, баламалау, режимді қиындату, экранды енгізу мүмкіндіктерін және берілген мәліметтерін түзету мүмкіндіктерін қамтамасыз етеді, түйіндердің және сұлба бұтақтарының тез сөнуі, желіні аудандастыру мүмкіндіктеріне ие, сонымен қатар сұлбаның графикалық көрсетілуі немесе оның бөлек бөліктерінің көрсетілуі жүзеге асырылады.

Rastrwin бағдарламасы бойынша жұмыстың үш режимі есептелінеді, бұл максималды, минималды (максималдыдан 60%) және апаттық жағдайдан кейін.

Қарастырылып отырған желісі жұмыс режимдерін есептеу қайта құруға дейін жүзеге асады:

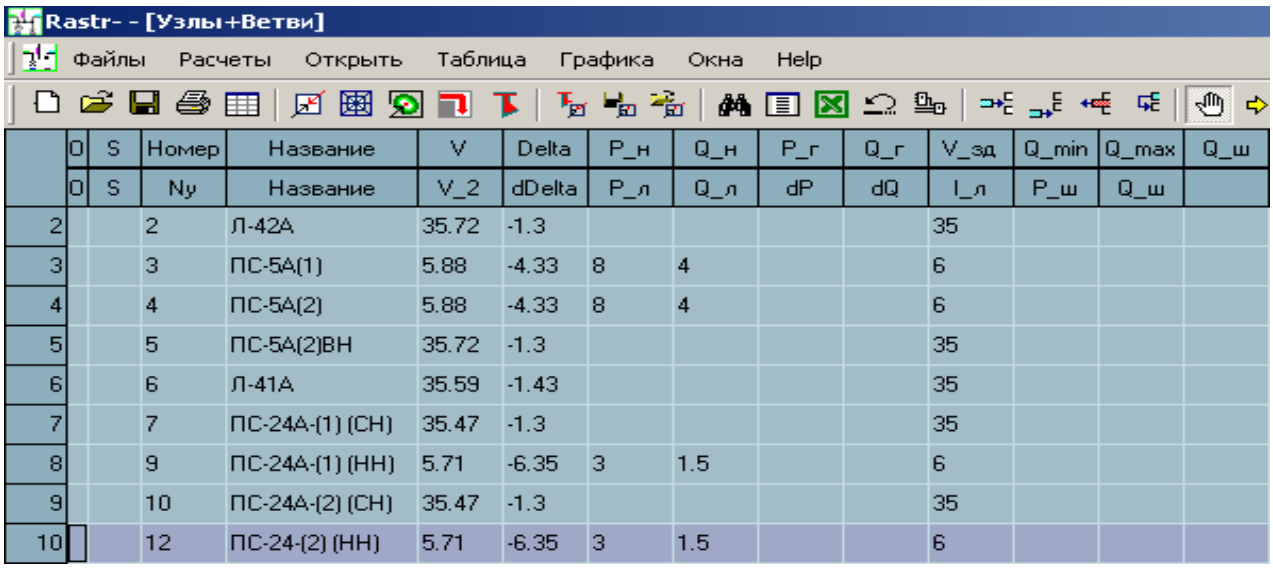
«Максималды режим»:

Rastr- - [Узлы]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

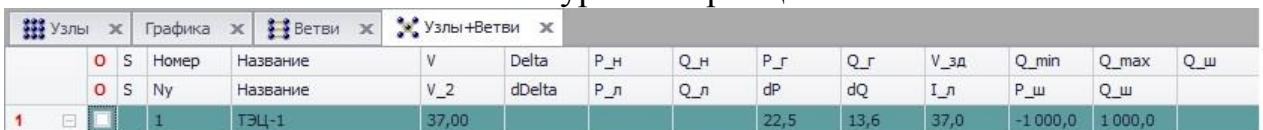
	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_cx	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1			База	1	ТЭЦ-1	37					22.616	13.829	37	-1000	1000				37		
2			Нагр	2	Л-42А	35							35						35.72	-1.3	
3			Нагр	3	ПС-5А(1)	6			8	4			6						5.88	-4.33	
4			Нагр	4	ПС-5А(2)	6			8	4			6						5.88	-4.33	
5			Нагр	5	ПС-5А(2)ВН	35							35						35.72	-1.3	
6			Нагр	6	Л-41А	35							35						35.59	-1.43	
7			Нагр	7	ПС-24А-(1) (СН)	35							35						35.47	-1.3	
8			Нагр	9	ПС-24А-(1) (НН)	6			3	1.5			6						5.71	-6.35	
9			Нагр	10	ПС-24А-(2) (СН)	35							35						35.47	-1.3	
10			Нагр	12	ПС-24-(2) (НН)	6			3	1.5			6						5.71	-6.35	

3.2 сурет – Түйін



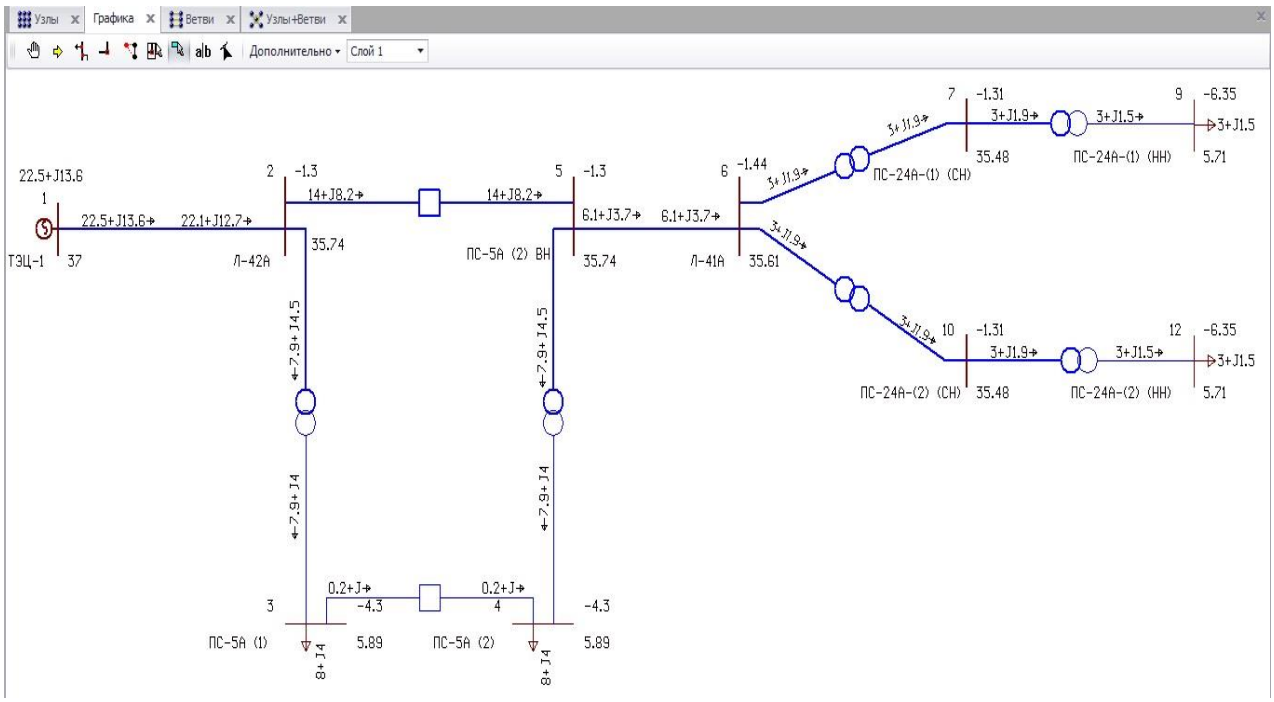
	O	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	O	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
2			2	Л-42А	35.72	-1.3					35			
3			3	ПС-5А(1)	5.88	-4.33	8	4			6			
4			4	ПС-5А(2)	5.88	-4.33	8	4			6			
5			5	ПС-5А(2)ВН	35.72	-1.3					35			
6			6	Л-41А	35.59	-1.43					35			
7			7	ПС-24А-(1) (СН)	35.47	-1.3					35			
8			9	ПС-24А-(1) (НН)	5.71	-6.35	3	1.5			6			
9			10	ПС-24А-(2) (СН)	35.47	-1.3					35			
10			12	ПС-24-(2) (НН)	5.71	-6.35	3	1.5			6			

3.3 сурет – Тармақ



	O	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	O	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
1			1	ТЭЦ-1	37,00				22,5	13,6	37,0	-1 000,0	1 000,0	
2			2	Л-42А	35,7	-1,3	-23	-14	0,48	0,96	411			
3			2	Л-42А	35,74	-1,30					35,0			
4			1	ТЭЦ-1	37,0	1,3	22	13	0,48	0,96	411			
5			3	ПС-5А (1)	5,9	-3,0	-8	-5	0,03	0,55	148			
6			5	ПС-5А (2) ВН	35,7	0,0	-14	-8		0,00	263			
7			3	ПС-5А (1)	5,89	-4,30	8,0	4,0			6,0			
8			2	Л-42А	35,7	3,0	8	4	0,03	0,55	868			
9			4	ПС-5А (2)	5,9	0,0	0	0		0,00	16			
10			4	ПС-5А (2)	5,89	-4,30	8,0	4,0			6,0			
11			5	ПС-5А (2) ВН	35,7	3,0	8	4	0,03	0,55	867			
12			3	ПС-5А (1)	5,9	0,0	0	0		0,00	16			
13			5	ПС-5А (2) ВН	35,74	-1,30					35,0			
14			4	ПС-5А (2)	5,9	-3,0	-8	-5	0,03	0,55	147			
15			2	Л-42А	35,7	0,0	14	8		0,00	263			
16			6	Л-41А	35,6	-0,1	-6	-4	0,01	0,03	115			
17			6	Л-41А	35,61	-1,44					35,0			
18			5	ПС-5А (2) ВН	35,7	0,1	6	4	0,01	0,03	115			
19			7	ПС-24А-(1) (СН)	35,5	0,1	-3	-2	0,01		58			
20			10	ПС-24А-(2) (СН)	35,5	0,1	-3	-2	0,01		58			
21			7	ПС-24А-(1) (СН)	35,48	-1,31					35,0			
22			6	Л-41А	35,6	-0,1	3	2	0,01		58			
23			9	ПС-24А-(1) (НН)	5,7	-5,0	-3	-2	0,01	0,36	58			
24			9	ПС-24А-(1) (НН)	5,71	-6,35	3,0	1,5			6,0			
25			7	ПС-24А-(1) (СН)	35,5	5,0	3	1	0,01	0,36	339			
26			10	ПС-24А-(2) (СН)	35,48	-1,31					35,0			
27			6	Л-41А	35,6	-0,1	3	2	0,01		58			
28			12	ПС-24А-(2) (НН)	5,7	-5,0	-3	-2	0,01	0,36	58			
29			12	ПС-24А-(2) (НН)	5,71	-6,35	3,0	1,5			6,0			
30			10	ПС-24А-(2) (СН)	35,5	5,0	3	1	0,01	0,36	339			

3.4 сурет – Түйін-Тармақ



3.5 сурет – «Максималды режим» сұлбасы

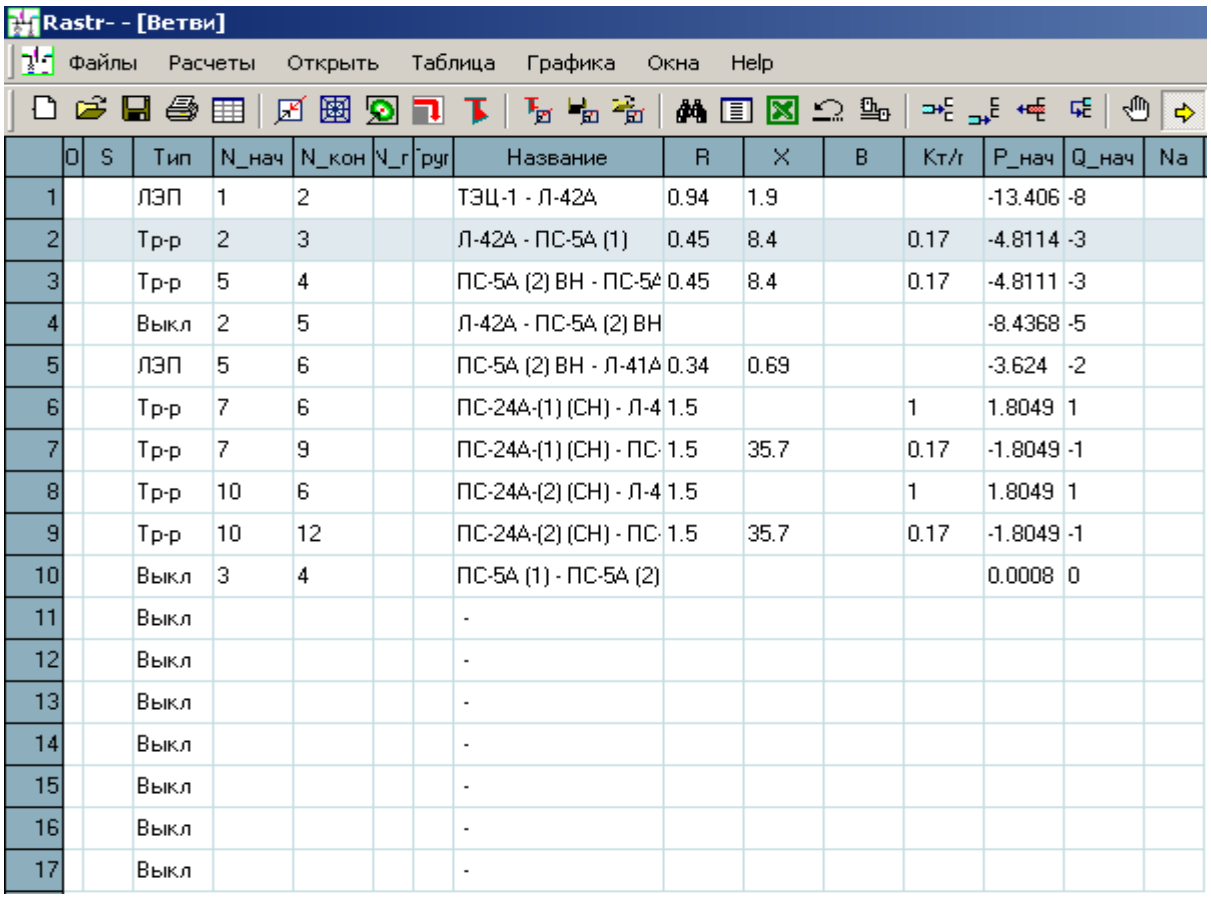
«Минималды режим» (максималды режимнан 60%):

Rastr- - [Узлы]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

	OS	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	айон
1		База	1	ТЭЦ-1	37					13.407	7.549	37	-1000	1000				37		
2		Нагр	2	Л-42А	35							35						36.28	-0.78	
3		Нагр	3	ПС-5А (1)	6			4.8	2.4			6						6.06	-2.52	
4		Нагр	4	ПС-5А (2)	6			4.8	2.4			6						6.06	-2.52	
5		Нагр	5	ПС-5А (2) ВН	35							35						36.28	-0.78	
6		Нагр	6	Л-41А	35							35						36.2	-0.86	
7		Нагр	7	ПС-24А-(1) (СН)	35							35						36.13	-0.8	
8		Нагр	9	ПС-24А-(1) (НН)	6			1.8	0.9			6						5.97	-3.64	
9		Нагр	10	ПС-24А-(2) (СН)	35							35						36.13	-0.8	
10		Нагр	12	ПС-24А-(2) (НН)	6			1.8	0.9			6						5.97	-3.64	

3.6 сурет – Түйін



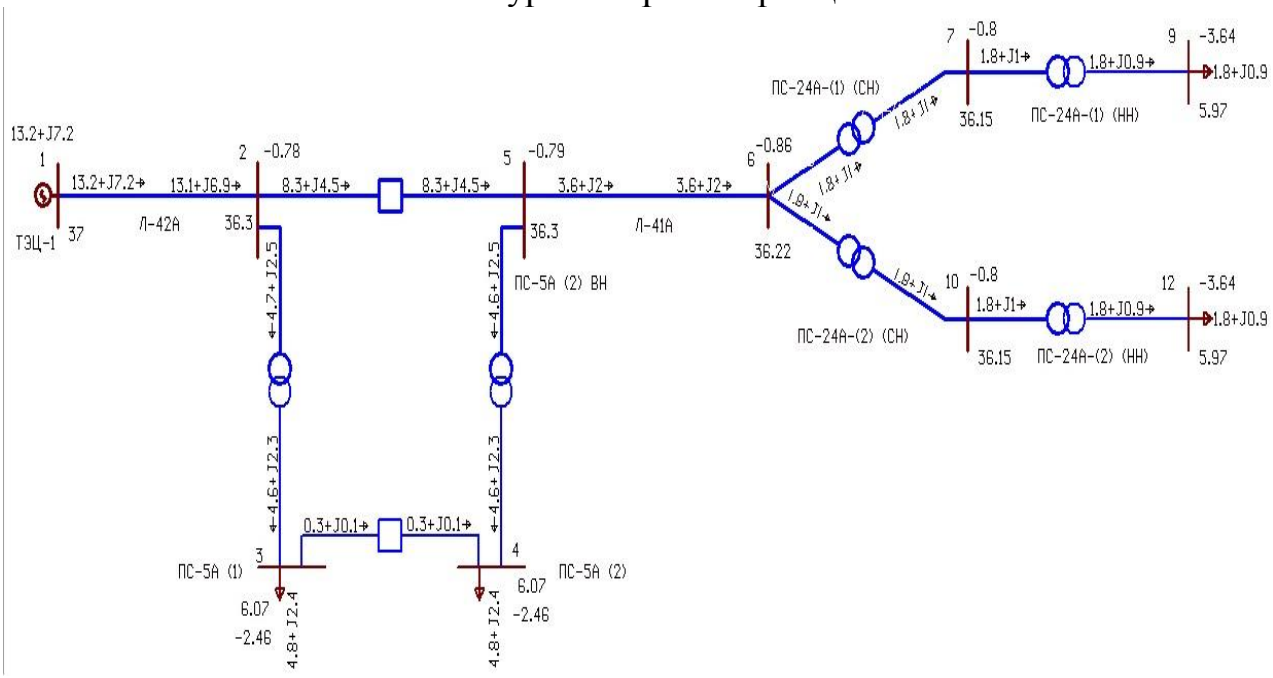
	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Груг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			ТЭЦ-1 - Л-42А	0.94	1.9			-13.406	-8	
2			Тр-р	2	3			Л-42А - ПС-5А (1)	0.45	8.4		0.17	-4.8114	-3	
3			Тр-р	5	4			ПС-5А (2) ВН - ПС-5А	0.45	8.4		0.17	-4.8111	-3	
4			Выкл	2	5			Л-42А - ПС-5А (2) ВН					-8.4368	-5	
5			ЛЭП	5	6			ПС-5А (2) ВН - Л-41А	0.34	0.69			-3.624	-2	
6			Тр-р	7	6			ПС-24А-(1) (СН) - Л-4	1.5			1	1.8049	1	
7			Тр-р	7	9			ПС-24А-(1) (СН) - ПС	1.5	35.7		0.17	-1.8049	-1	
8			Тр-р	10	6			ПС-24А-(2) (СН) - Л-4	1.5			1	1.8049	1	
9			Тр-р	10	12			ПС-24А-(2) (СН) - ПС	1.5	35.7		0.17	-1.8049	-1	
10			Выкл	3	4			ПС-5А (1) - ПС-5А (2)					0.0008	0	
11			Выкл					-							
12			Выкл					-							
13			Выкл					-							
14			Выкл					-							
15			Выкл					-							
16			Выкл					-							
17			Выкл					-							

3.7 сурет – Тармақ

Узлы | Ветви | Напряжения | Районы | Районы+Потери | Районы+Потери Q | Графика | Узлы+Ветви

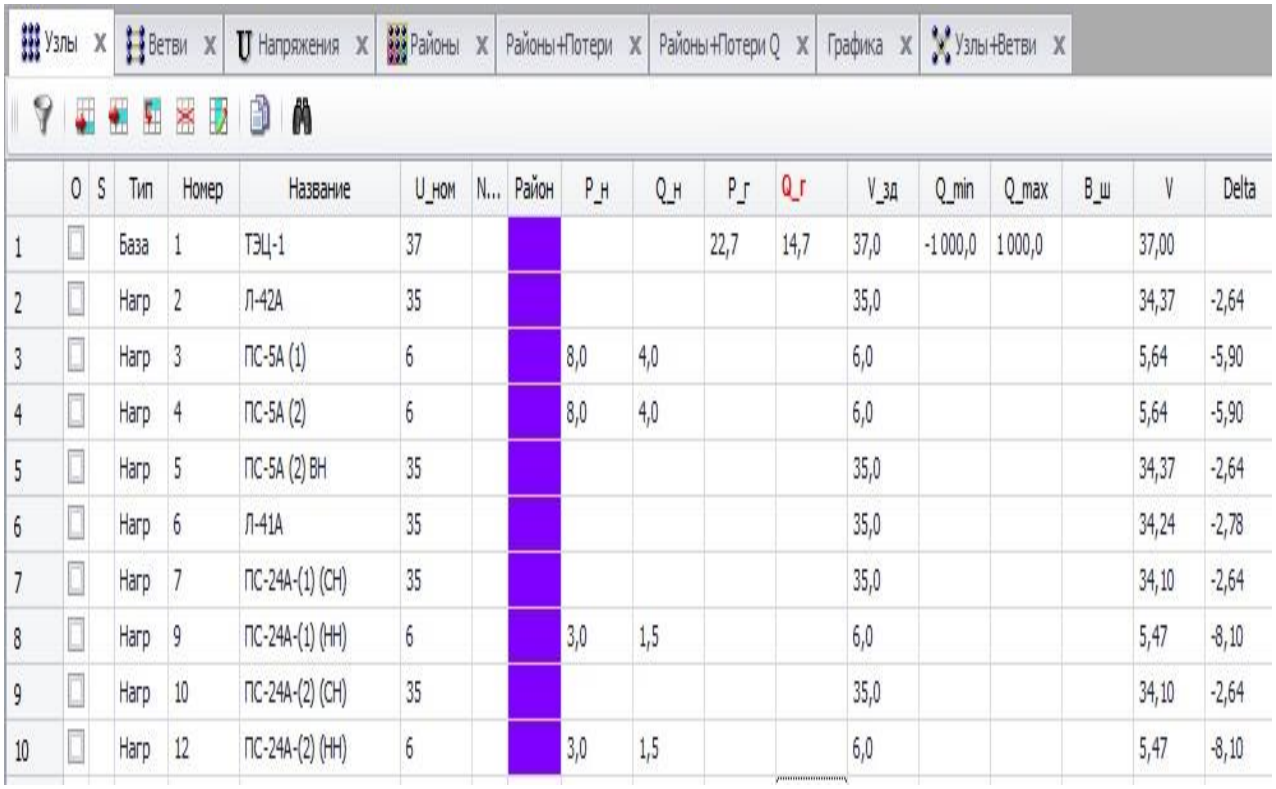
	O	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	O	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
1			1	ТЭЦ-1	37,00				13,2	7,2	37,0	-1 000,0	1 000,0	
2			2	Л-42А	36,3	-0,8	-13	-7	0,16	0,32	235			
3			2	Л-42А	36,30	-0,78					35,0			
4			1	ТЭЦ-1	37,0	0,8	13	7	0,16	0,32	235			
5			3	ПС-5А (1)	6,1	-1,7	-5	-2	0,01	0,18	84			
6			5	ПС-5А (2) ВН	36,3	0,0	-8	-4		0,00	151			
7			3	ПС-5А (1)	6,07	-2,46	4,8	2,4			6,0			
8			2	Л-42А	36,3	1,7	5	2	0,01	0,18	494			
9			4	ПС-5А (2)	6,1	0,0	0	0		0,00	29			
10			4	ПС-5А (2)	6,07	-2,46	4,8	2,4			6,0			
11			5	ПС-5А (2) ВН	36,3	1,7	5	2	0,01	0,18	494			
12			3	ПС-5А (1)	6,1	0,0	0	0		0,00	29			
13			5	ПС-5А (2) ВН	36,30	-0,79					35,0			
14			4	ПС-5А (2)	6,1	-1,7	-5	-2	0,01	0,18	84			
15			2	Л-42А	36,3	0,0	8	4		0,00	151			
16			6	Л-41А	36,2	-0,1	-4	-2	0,00	0,01	66			
17			6	Л-41А	36,22	-0,86					35,0			
18			5	ПС-5А (2) ВН	36,3	0,1	4	2	0,00	0,01	66			
19			7	ПС-24А-(1) (СН)	36,1	0,1	-2	-1	0,00		33			
20			10	ПС-24А-(2) (СН)	36,1	0,1	-2	-1	0,00		33			
21			7	ПС-24А-(1) (СН)	36,15	-0,80					35,0			
22			6	Л-41А	36,2	-0,1	2	1	0,00		33			
23			9	ПС-24А-(1) (НН)	6,0	-2,8	-2	-1	0,00	0,12	33			
24			9	ПС-24А-(1) (НН)	5,97	-3,64	1,8	0,9			6,0			
25			7	ПС-24А-(1) (СН)	36,1	2,8	2	1	0,00	0,12	195			
26			10	ПС-24А-(2) (СН)	36,15	-0,80					35,0			
27			6	Л-41А	36,2	-0,1	2	1	0,00		33			
28			12	ПС-24А-(2) (НН)	6,0	-2,8	-2	-1	0,00	0,12	33			
29			12	ПС-24А-(2) (НН)	5,97	-3,64	1,8	0,9			6,0			
30			10	ПС-24А-(2) (СН)	36,1	2,8	2	1	0,00	0,12	195			

3.8 сурет – Түйін-Тармақ



3.9 сурет – «Минималды режим» сұлбасы

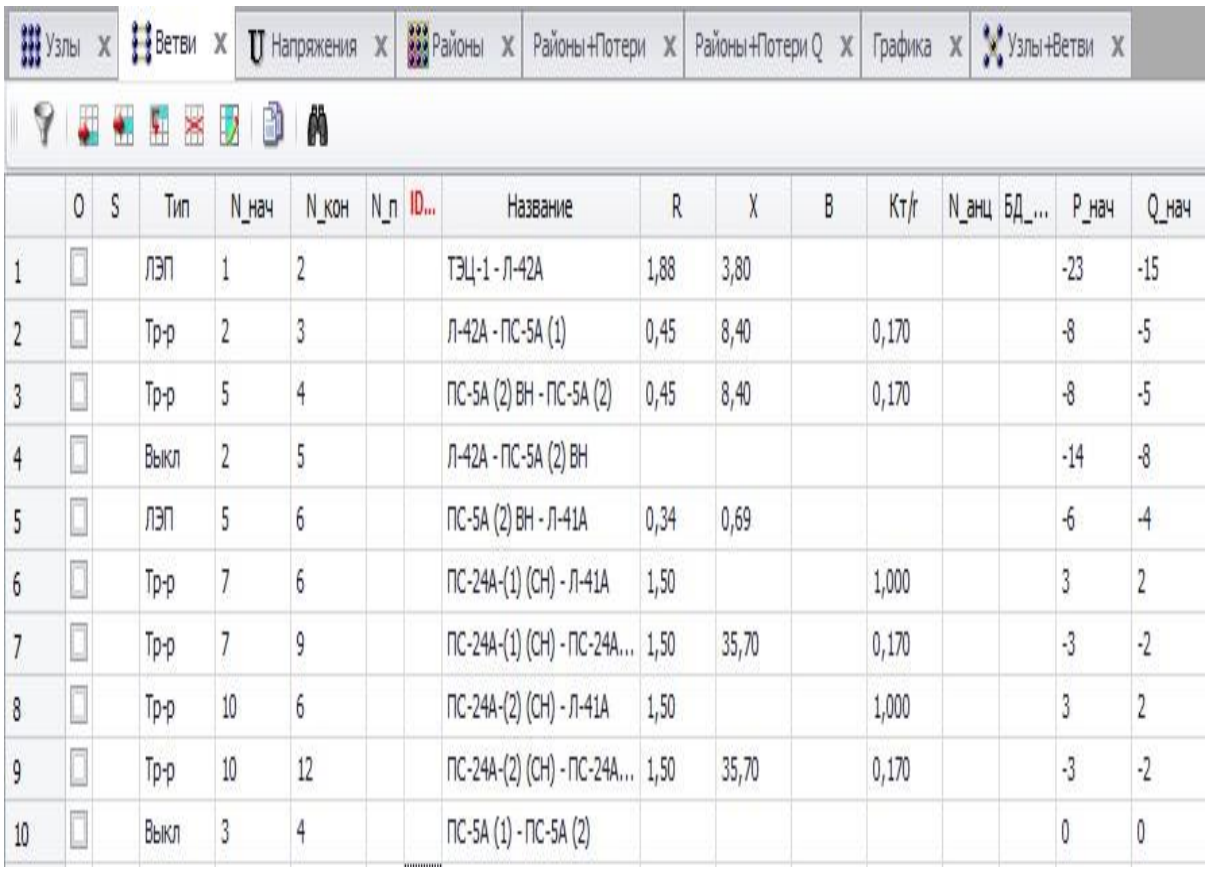
«Апатты режим» (Л-42А 2 тізбекті желінің бір тізбегінің үзілуі):



Узлы | Ветви | Напряжения | Районы | Районы+Потери | Районы+Потери Q | Графика | Узлы+Ветви

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
1			База	1	ТЭЦ-1	37					22,7	14,7	37,0	-1 000,0	1 000,0		37,00	
2			Нагр	2	Л-42А	35							35,0				34,37	-2,64
3			Нагр	3	ПС-5А (1)	6			8,0	4,0			6,0				5,64	-5,90
4			Нагр	4	ПС-5А (2)	6			8,0	4,0			6,0				5,64	-5,90
5			Нагр	5	ПС-5А (2) ВН	35							35,0				34,37	-2,64
6			Нагр	6	Л-41А	35							35,0				34,24	-2,78
7			Нагр	7	ПС-24А-(1) (СН)	35							35,0				34,10	-2,64
8			Нагр	9	ПС-24А-(1) (НН)	6			3,0	1,5			6,0				5,47	-8,10
9			Нагр	10	ПС-24А-(2) (СН)	35							35,0				34,10	-2,64
10			Нагр	12	ПС-24А-(2) (НН)	6			3,0	1,5			6,0				5,47	-8,10

3.10 сурет – Түйін



Узлы | Ветви | Напряжения | Районы | Районы+Потери | Районы+Потери Q | Графика | Узлы+Ветви

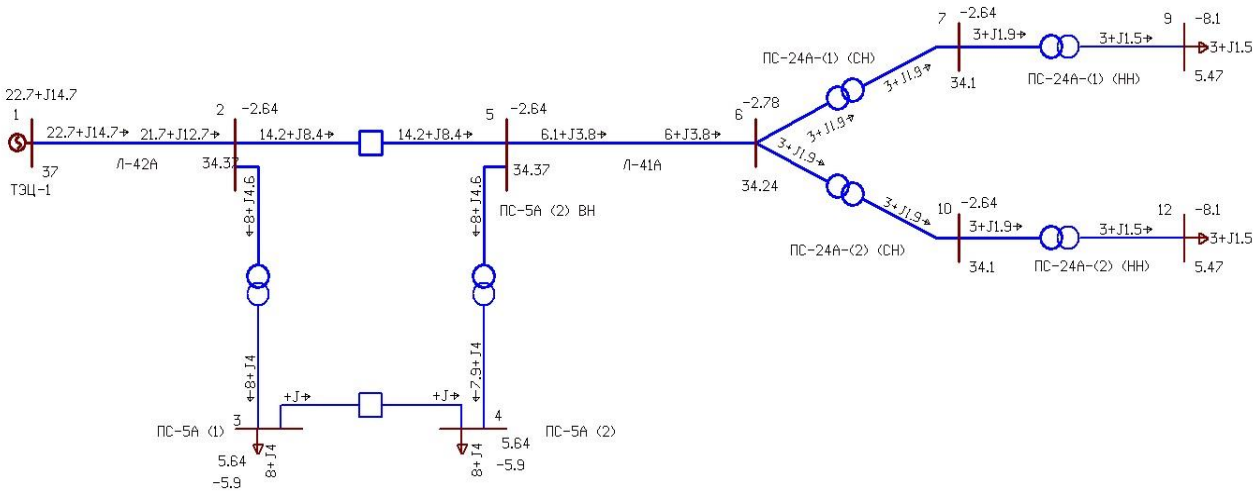
	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2			ТЭЦ-1 - Л-42А	1,88	3,80					-23	-15
2			Тр-р	2	3			Л-42А - ПС-5А (1)	0,45	8,40		0,170			-8	-5
3			Тр-р	5	4			ПС-5А (2) ВН - ПС-5А (2)	0,45	8,40		0,170			-8	-5
4			Выкл	2	5			Л-42А - ПС-5А (2) ВН							-14	-8
5			ЛЭП	5	6			ПС-5А (2) ВН - Л-41А	0,34	0,69					-6	-4
6			Тр-р	7	6			ПС-24А-(1) (СН) - Л-41А	1,50			1,000			3	2
7			Тр-р	7	9			ПС-24А-(1) (СН) - ПС-24А...	1,50	35,70		0,170			-3	-2
8			Тр-р	10	6			ПС-24А-(2) (СН) - Л-41А	1,50			1,000			3	2
9			Тр-р	10	12			ПС-24А-(2) (СН) - ПС-24А...	1,50	35,70		0,170			-3	-2
10			Выкл	3	4			ПС-5А (1) - ПС-5А (2)							0	0

3.11 сурет – Тармақ

Узлы | Ветви | Напряжения | Районы | Районы+Потери | Районы+Потери Q | Графика | Узлы+Ветви

	O	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	O	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
1			1	ТЭЦ-1	37,00				22,7	14,7	37,0	-1 000,0	1 000,0	
2			2	Л-42А	34,4	-2,6	-23	-15	1,00	2,03	422			
3			2	Л-42А	34,37	-2,64					35,0			
4			1	ТЭЦ-1	37,0	2,6	22	13	1,00	2,03	422			
5			3	ПС-5А (1)	5,6	-3,3	-8	-5	0,03	0,60	155			
6			5	ПС-5А (2) ВН	34,4	0,0	-14	-8		0,00	278			
7			3	ПС-5А (1)	5,64	-5,90	8,0	4,0			6,0			
8			2	Л-42А	34,4	3,3	8	4	0,03	0,60	910			
9			4	ПС-5А (2)	5,6	0,0	0	0		0,00	3			
10			4	ПС-5А (2)	5,64	-5,90	8,0	4,0			6,0			
11			5	ПС-5А (2) ВН	34,4	3,3	8	4	0,03	0,60	909			
12			3	ПС-5А (1)	5,6	0,0	0	0		0,00	3			
13			5	ПС-5А (2) ВН	34,37	-2,64					35,0			
14			4	ПС-5А (2)	5,6	-3,3	-8	-5	0,03	0,60	155			
15			2	Л-42А	34,4	0,0	14	8		0,00	278			
16			6	Л-41А	34,2	-0,1	-6	-4	0,01	0,03	120			
17			6	Л-41А	34,24	-2,78					35,0			
18			5	ПС-5А (2) ВН	34,4	0,1	6	4	0,01	0,03	120			
19			7	ПС-24А-(1) (СН)	34,1	0,1	-3	-2	0,02		60			
20			10	ПС-24А-(2) (СН)	34,1	0,1	-3	-2	0,02		60			
21			7	ПС-24А-(1) (СН)	34,10	-2,64					35,0			
22			6	Л-41А	34,2	-0,1	3	2	0,02		60			
23			9	ПС-24А-(1) (НН)	5,5	-5,5	-3	-2	0,02	0,39	60			
24			9	ПС-24А-(1) (НН)	5,47	-8,10	3,0	1,5			6,0			
25			7	ПС-24А-(1) (СН)	34,1	5,5	3	1	0,02	0,39	353			
26			10	ПС-24А-(2) (СН)	34,10	-2,64					35,0			
27			6	Л-41А	34,2	-0,1	3	2	0,02		60			
28			12	ПС-24А-(2) (НН)	5,5	-5,5	-3	-2	0,02	0,39	60			
29			12	ПС-24А-(2) (НН)	5,47	-8,10	3,0	1,5			6,0			
30			10	ПС-24А-(2) (СН)	34,1	5,5	3	1	0,02	0,39	353			

3.12 сурет – Түйын-Тармақ



3.13 сурет – «Апатты режим» сұлбасы

Rastrwin есептеу программасы кернеу дәрежесі желісінің түйінді нүктелерінде қанағаттандырылғанын көрсетті.

Қайта құрудан кейінгі қарастырылып отырған желідегі жұмыс режимдерін есептеу:

Максималды режим:

Узлы | Ветви | Напряжения | Районы+Потери | Районы+Потери Q | Районы | Графика | Узлы+Ветви

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
1			База	1		110					28,0	16,0	110,0	-1 000,0	1 000,0		110,00	
2			Нагр	2	ПС Отрар ТР-1	110							110,0				110,00	0,00
3			Нагр	3	ВН	110							110,0				109,17	-0,71
4			Нагр	4	НН1	10							10,0				9,77	-1,28
5			Нагр	5	НН2	10							10,0				9,75	-1,48
6			Нагр	6	ПС Отрар ТР-2	110							110,0				110,00	0,00
7			Нагр	7	ВН	110							110,0				109,17	-0,71
8			Нагр	8	НН1	10							10,0				9,77	-1,28
9			Нагр	9	НН2	10							10,0				9,75	-1,48
10			Нагр	10		10							10,0				9,77	-1,29
11			Нагр	13		10							10,0				9,77	-1,29
12			Нагр	11	ПС-5А ТР-1	10							10,0				9,61	-1,31
13			Нагр	14	ПС-5А ТР-2	10							10,0				9,61	-1,31
14			Нагр	12	НН1	6			6,0	3,0			6,0				5,63	-3,61
15			Нагр	15	НН2	6			6,0	3,0			6,0				5,63	-3,61
16			Нагр	16		10			8,0	4,2			10,0				9,75	-1,48
17			Нагр	17		10			8,0	4,2			10,0				9,75	-1,48

3.14 сурет – Түйын

Узлы | Ветви | Напряжения | Районы+Потери | Районы+Потери Q | Районы | Графика | Узлы+Ветви

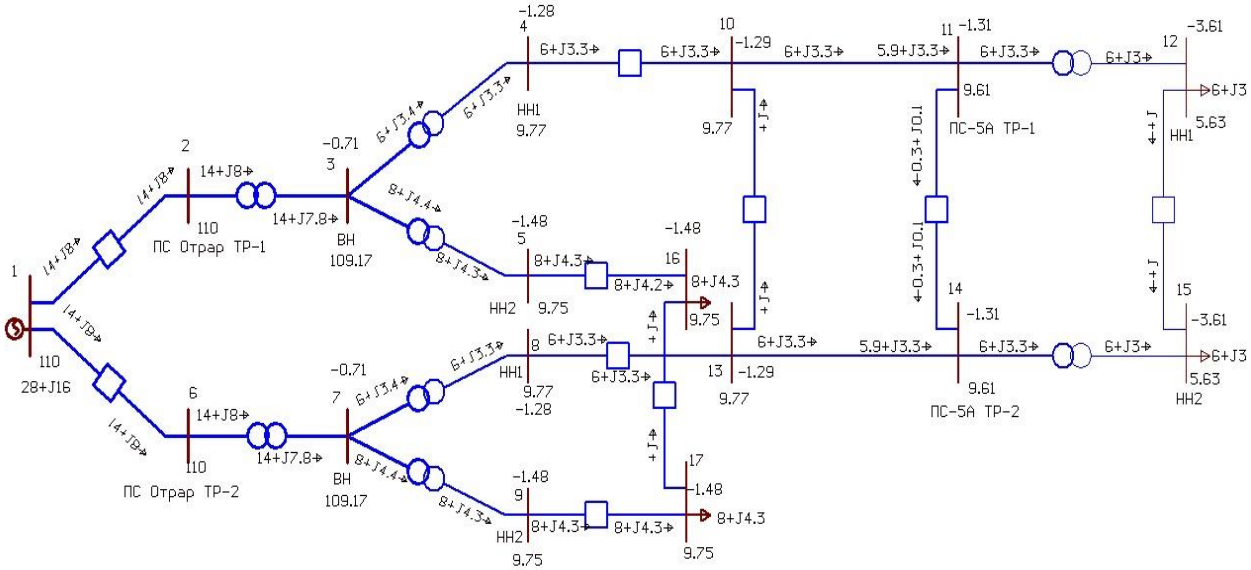
	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач
1			Выкл	1	2			- ПС Отрар ТР-1							-14	-8
2			Тр-р	2	3			ПС Отрар ТР-1 - ВН	0,40	10,80		1,000			-14	-8
3			Тр-р	6	7			ПС Отрар ТР-2 - ВН	0,40	10,80		1,000			-14	-8
4			Выкл	1	6			- ПС Отрар ТР-2							-14	-8
5			Тр-р	3	4			ВН - НН1	0,79	20,16		0,090			-6	-3
6			Тр-р	3	5			ВН - НН2	0,79	20,16		0,090			-8	-4
7			Тр-р	7	8			ВН - НН1	0,79	20,16		0,090			-6	-3
8			Тр-р	7	9			ВН - НН2	0,79	20,16		0,090			-8	-4
9			Выкл	4	10			НН1 -							-6	-3
10			Выкл	5	16			НН2 -							-8	-4
11			Выкл	8	13			НН1 -							-6	-3
12			Выкл	9	17			НН2 -							-8	-4
13			Выкл	16	17			-							0	0
14			Выкл	10	13			-							0	0
15			ЛЭП	10	11			- ПС-5А ТР-1	0,19	0,11					-6	-3
16			ЛЭП	13	14			- ПС-5А ТР-2	0,19	0,11					-6	-3
17			Тр-р	11	12			ПС-5А ТР-1 - НН1	0,03	0,62		0,600			-6	-3
18			Тр-р	14	15			ПС-5А ТР-2 - НН2	0,03	0,62		0,600			-6	-3
19			Выкл	11	14			ПС-5А ТР-1 - ПС-5А ТР-2							0	0
20			Выкл	12	15			НН1 - НН2							0	0

3.15 сурет – Тармақ

Узлы | Ветви | Напряжения | Районы+Потери | Районы+Потери Q | Районы | Графика | Узлы+Ветви

	O	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	O	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
1			1		110,00				28,0	16,0	110,0	-1 000,0	1 000,0	
2			2	ПС Отрар ТР-1	110,0	0,0	-14	-8		0,00	85			
3			6	ПС Отрар ТР-2	110,0	0,0	-14	-8		0,00	85			
4			2	ПС Отрар ТР-1	110,00	0,00					110,0			
5			1		110,0	0,0	14	8		0,00	85			
6			3	ВН	109,2	-0,7	-14	-8	0,01	0,23	85			
7			3	ВН	109,17	-0,71					110,0			
8			2	ПС Отрар ТР-1	110,0	0,7	14	8	0,01	0,23	85			
9			4	НН1	9,8	-0,6	-6	-3	0,00	0,08	36			
10			5	НН2	9,7	-0,8	-8	-4	0,01	0,14	48			
11			4	НН1	9,77	-1,28					10,0			
12			3	ВН	109,2	0,6	6	3	0,00	0,08	405			
13			10		9,8	0,0	-6	-3		0,00	405			
14			5	НН2	9,75	-1,48					10,0			
15			3	ВН	109,2	0,8	8	4	0,01	0,14	537			
16			16		9,7	0,0	-8	-4		0,00	537			
17			6	ПС Отрар ТР-2	110,00	0,00					110,0			
18			7	ВН	109,2	-0,7	-14	-8	0,01	0,23	85			
19			1		110,0	0,0	14	8		0,00	85			
20			7	ВН	109,17	-0,71					110,0			
21			6	ПС Отрар ТР-2	110,0	0,7	14	8	0,01	0,23	85			
22			8	НН1	9,8	-0,6	-6	-3	0,00	0,08	36			
23			9	НН2	9,7	-0,8	-8	-4	0,01	0,14	48			
24			8	НН1	9,77	-1,28					10,0			
25			7	ВН	109,2	0,6	6	3	0,00	0,08	405			
26			13		9,8	0,0	-6	-3		0,00	405			
27			9	НН2	9,75	-1,48					10,0			
28			7	ВН	109,2	0,8	8	4	0,01	0,14	537			
29			17		9,7	0,0	-8	-4		0,00	537			
30			10		9,77	-1,29					10,0			
31			4	НН1	9,8	0,0	6	3		0,00	405			
32			13		9,8	0,0	0	0		0,00	0			
33			11	ПС-5А ТР-1	9,6	0,0	-6	-3	0,10	0,06	405			
34			13		9,77	-1,29					10,0			
35			8	НН1	9,8	0,0	6	3		0,00	405			
36			10		9,8	0,0	0	0		0,00	0			
37			14	ПС-5А ТР-2	9,6	0,0	-6	-3	0,10	0,06	405			
38			11	ПС-5А ТР-1	9,61	-1,31					10,0			
39			10		9,8	0,0	6	3	0,10	0,06	405			
40			12	НН1	5,6	-2,3	-6	-3	0,02	0,32	412			
41			14	ПС-5А ТР-2	9,6	0,0	0	0		0,00	20			
42			14	ПС-5А ТР-2	9,61	-1,31					10,0			
43			13		9,8	0,0	6	3	0,10	0,06	405			
44			15	НН2	5,6	-2,3	-6	-3	0,02	0,32	412			
45			11	ПС-5А ТР-1	9,6	0,0	0	0		0,00	20			
46			12	НН1	5,63	-3,61	6,0	3,0			6,0			
47			11	ПС-5А ТР-1	9,6	2,3	6	3	0,02	0,32	687			
48			15	НН2	5,6	0,0	0	0		0,00	1			
49			15	НН2	5,63	-3,61	6,0	3,0			6,0			
50			14	ПС-5А ТР-2	9,6	2,3	6	3	0,02	0,32	687			
51			12	НН1	5,6	0,0	0	0		0,00	1			
52			16		9,75	-1,48	8,0	4,2			10,0			
53			5	НН2	9,7	0,0	8	4		0,00	537			
54			17		9,7	0,0	0	0		0,00	0			
55			17		9,75	-1,48	8,0	4,2			10,0			
56			9	НН2	9,7	0,0	8	4		0,00	537			
57			16		9,7	0,0	0	0		0,00	0			

3.16 сурет – Түйін Тармақ



3.17 сурет – «Максималды режим» сұлбасы

«Минимальды режим» (максимадыдан 60%)

Узлы | Ветви | Напряжения | Районы+Потери | Районы+Потери Q | Районы | Графика | Узлы+Ветви

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
1			База	1		110					16,8	8,9	110,0	-1 000,0	1 000,0		110,00	
2			Нагр	2	ПС Отрар ТР-1	110							110,0				110,00	0,00
3			Нагр	3	ВН	110							110,0				109,53	-0,43
4			Нагр	4	НН1	10							10,0				9,82	-0,77
5			Нагр	5	НН2	10							10,0				9,81	-0,88
6			Нагр	6	ПС Отрар ТР-2	110							110,0				110,00	0,00
7			Нагр	7	ВН	110							110,0				109,53	-0,43
8			Нагр	8	НН1	10							10,0				9,82	-0,77
9			Нагр	9	НН2	10							10,0				9,81	-0,88
10			Нагр	10		10							10,0				9,82	-0,77
11			Нагр	13		10							10,0				9,82	-0,77
12			Нагр	11	ПС-5А ТР-1	10							10,0				9,73	-0,79
13			Нагр	14	ПС-5А ТР-2	10							10,0				9,73	-0,79
14			Нагр	12	НН1	6			3,60	1,80			6,0				5,76	-2,09
15			Нагр	15	НН2	6			3,60	1,80			6,0				5,76	-2,09
16			Нагр	16		10			4,80	2,52			10,0				9,81	-0,88
17			Нагр	17		10			4,80	2,52			10,0				9,81	-0,88

3.18 сурет – Түйын

Узлы | Ветви | Напряжения | Районы+Потери | Районы+Потери Q | Районы | Графика | Узлы+Ветви

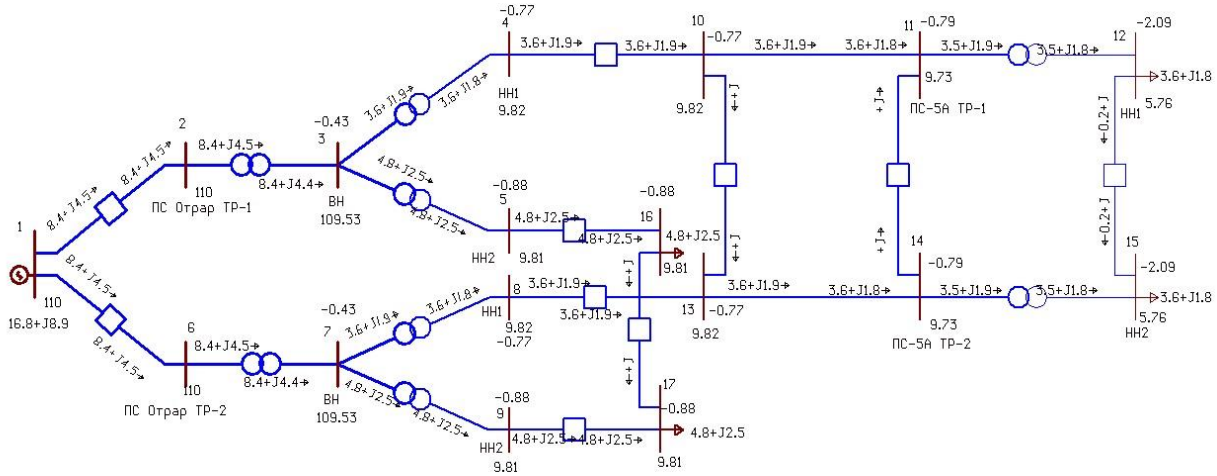
	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач
1			Выкл	1	2			- ПС Отрар ТР-1							-8	-4
2			Тр-р	2	3			ПС Отрар ТР-1 - ВН	0,40	10,80		1,000			-8	-4
3			Тр-р	6	7			ПС Отрар ТР-2 - ВН	0,40	10,80		1,000			-8	-4
4			Выкл	1	6			- ПС Отрар ТР-2							-8	-4
5			Тр-р	3	4			ВН - НН1	0,79	20,16		0,090			-4	-2
6			Тр-р	3	5			ВН - НН2	0,79	20,16		0,090			-5	-3
7			Тр-р	7	8			ВН - НН1	0,79	20,16		0,090			-4	-2
8			Тр-р	7	9			ВН - НН2	0,79	20,16		0,090			-5	-3
9			Выкл	4	10			НН1 -							-4	-2
10			Выкл	5	16			НН2 -							-5	-3
11			Выкл	8	13			НН1 -							-4	-2
12			Выкл	9	17			НН2 -							-5	-3
13			Выкл	16	17			-							0	0
14			Выкл	10	13			-							0	0
15			ЛЭП	10	11			- ПС-5А ТР-1	0,19	0,11					-4	-2
16			ЛЭП	13	14			- ПС-5А ТР-2	0,19	0,11					-4	-2
17			Тр-р	11	12			ПС-5А ТР-1 - НН1	0,03	0,62		0,600			-4	-2
18			Тр-р	14	15			ПС-5А ТР-2 - НН2	0,03	0,62		0,600			-4	-2
19			Выкл	11	14			ПС-5А ТР-1 - ПС-5А ТР-2							0	0
20			Выкл	12	15			НН1 - НН2							0	0

3.19 сурет – Тармақ

Узлы | Ветви | Напряжения | Районы+Потери | Районы+Потери Q | Районы | Графика | Узлы+Ветви

	O	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	O	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
1			1		110,00				16,8	8,9	110,0	-1 000,0	1 000,0	
2			2	ПС Отрар ТР-1	110,0	0,0	-8	-4		0,00	50			
3			6	ПС Отрар ТР-2	110,0	0,0	-8	-4		0,00	50			
4			2	ПС Отрар ТР-1	110,00	0,00					110,0			
5			1		110,0	0,0	8	4		0,00	50			
6			3	ВН	109,5	-0,4	-8	-4	0,00	0,08	50			
7			3	ВН	109,53	-0,43					110,0			
8			2	ПС Отрар ТР-1	110,0	0,4	8	4	0,00	0,08	50			
9			4	НН1	9,8	-0,3	-4	-2	0,00	0,03	21			
10			5	НН2	9,8	-0,5	-5	-3	0,00	0,05	29			
11			4	НН1	9,82	-0,77					10,0			
12			3	ВН	109,5	0,3	4	2	0,00	0,03	238			
13			10		9,8	0,0	-4	-2		0,00	237			
14			5	НН2	9,81	-0,88					10,0			
15			3	ВН	109,5	0,5	5	3	0,00	0,05	317			
16			16		9,8	0,0	-5	-3		0,00	319			
17			6	ПС Отрар ТР-2	110,00	0,00					110,0			
18			7	ВН	109,5	-0,4	-8	-4	0,00	0,08	50			
19			1		110,0	0,0	8	4		0,00	50			
20			7	ВН	109,53	-0,43					110,0			
21			6	ПС Отрар ТР-2	110,0	0,4	8	4	0,00	0,08	50			
22			8	НН1	9,8	-0,3	-4	-2	0,00	0,03	21			
23			9	НН2	9,8	-0,5	-5	-3	0,00	0,05	29			
24			8	НН1	9,82	-0,77					10,0			
25			7	ВН	109,5	0,3	4	2	0,00	0,03	238			
26			13		9,8	0,0	-4	-2		0,00	237			
27			9	НН2	9,81	-0,88					10,0			
28			7	ВН	109,5	0,5	5	3	0,00	0,05	317			
29			17		9,8	0,0	-5	-3		0,00	319			
30			10		9,82	-0,77					10,0			
31			4	НН1	9,8	0,0	4	2		0,00	237			
32			13		9,8	0,0	0	0		0,00	0			
33			11	ПС-5А ТР-1	9,7	0,0	-4	-2	0,03	0,02	238			
34			13		9,82	-0,77					10,0			
35			8	НН1	9,8	0,0	4	2		0,00	237			
36			10		9,8	0,0	0	0		0,00	0			
37			14	ПС-5А ТР-2	9,7	0,0	-4	-2	0,03	0,02	238			
38			11	ПС-5А ТР-1	9,73	-0,79					10,0			
39			10		9,8	0,0	4	2	0,03	0,02	238			
40			12	НН1	5,8	-1,3	-4	-2	0,00	0,10	236			
41			14	ПС-5А ТР-2	9,7	0,0	0	0		0,00	0			
42			14	ПС-5А ТР-2	9,73	-0,79					10,0			
43			13		9,8	0,0	4	2	0,03	0,02	238			
44			15	НН2	5,8	-1,3	-4	-2	0,00	0,10	236			
45			11	ПС-5А ТР-1	9,7	0,0	0	0		0,00	0			
46			12	НН1	5,76	-2,09	3,60	1,80			6,0			
47			11	ПС-5А ТР-1	9,7	1,3	4	2	0,00	0,10	393			
48			15	НН2	5,8	0,0	0	0		0,00	18			
49			15	НН2	5,76	-2,09	3,60	1,80			6,0			
50			14	ПС-5А ТР-2	9,7	1,3	4	2	0,00	0,10	393			
51			12	НН1	5,8	0,0	0	0		0,00	18			
52			16		9,81	-0,88	4,80	2,52			10,0			
53			5	НН2	9,8	0,0	5	3		0,00	319			
54			17		9,8	0,0	0	0		0,00	1			
55			17		9,81	-0,88	4,80	2,52			10,0			
56			9	НН2	9,8	0,0	5	3		0,00	319			
57			16		9,8	0,0	0	0		0,00	1			

3.20 сурет – Түйін-Тармақ



3.21 сурет – «Минималды режим» сұлбасы

Апатты режим (бір желінің үзілуі ҚС -163А Отрар – ҚС 5А Орталық):

Узлы | Ветви | Напряжения | Районы+Потери | Районы+Потери Q | Районы | Графика | Узлы+Ветви

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
1			База	1		110					28,5	16,3	110,0	-1 000,0	1 000,0		110,00	
2			Нагр	2	ПС Отрар ТР-1	110							110,0				110,00	0,00
3			Нагр	3	ВН	110							110,0				109,15	-0,72
4			Нагр	4	НН1	10							10,0				9,76	-1,31
5			Нагр	5	НН2	10							10,0				9,75	-1,49
6			Нагр	6	ПС Отрар ТР-2	110							110,0				110,00	0,00
7			Нагр	7	ВН	110							110,0				109,15	-0,72
8			Нагр	8	НН1	10							10,0				9,76	-1,32
9			Нагр	9	НН2	10							10,0				9,75	-1,49
10			Нагр	10		10							10,0				9,76	-1,32
11			Нагр	13		10							10,0				9,76	-1,32
12			Нагр	11	ПС-5А ТР-1	10							10,0				9,44	-1,36
13			Нагр	14	ПС-5А ТР-2	10							10,0				9,44	-1,36
14			Нагр	12	НН1	6			6,0	3,0			6,0				5,52	-3,75
15			Нагр	15	НН2	6			6,0	3,0			6,0				5,52	-3,75
16			Нагр	16		10			8,0	4,2			10,0				9,75	-1,49
17			Нагр	17		10			8,0	4,2			10,0				9,75	-1,49

3.22 сурет – Түйін

Узлы | Ветви | Напряжения | Районы+Потери | Районы+Потери Q | Районы | Графика | Узлы+Ветви

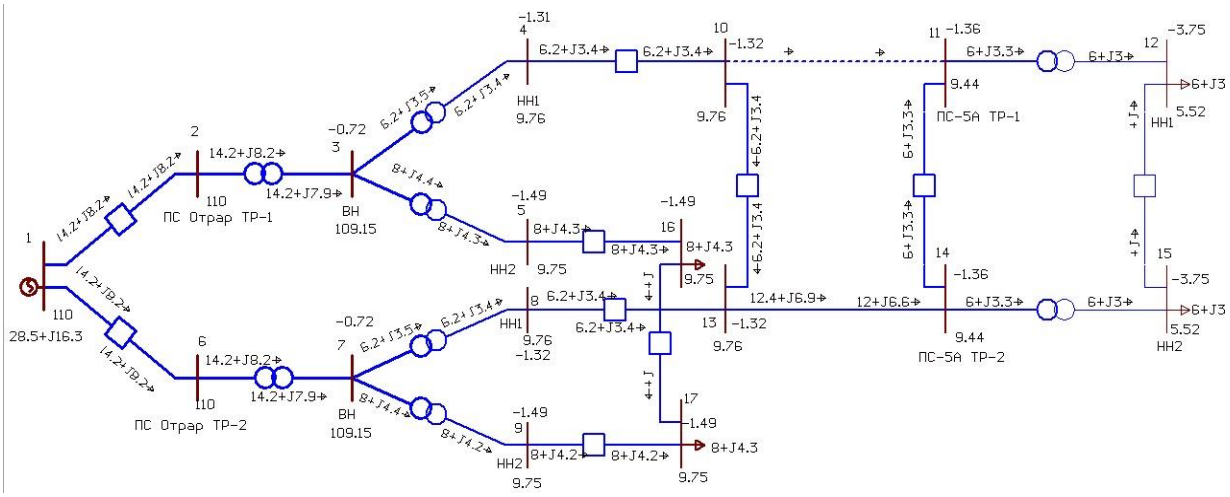
	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач
1			Выкл	1	2			- ПС Отрар ТР-1							-14	-8
2			Тр-р	2	3			ПС Отрар ТР-1 - ВН	0,40	10,80		1,000			-14	-8
3			Тр-р	6	7			ПС Отрар ТР-2 - ВН	0,40	10,80		1,000			-14	-8
4			Выкл	1	6			- ПС Отрар ТР-2							-14	-8
5			Тр-р	3	4			ВН - НН1	0,79	20,16		0,090			-6	-4
6			Тр-р	3	5			ВН - НН2	0,79	20,16		0,090			-8	-4
7			Тр-р	7	8			ВН - НН1	0,79	20,16		0,090			-6	-4
8			Тр-р	7	9			ВН - НН2	0,79	20,16		0,090			-8	-4
9			Выкл	4	10			НН1 -							-6	-3
10			Выкл	5	16			НН2 -							-8	-4
11			Выкл	8	13			НН1 -							-6	-3
12			Выкл	9	17			НН2 -							-8	-4
13			Выкл	16	17			-							0	0
14			Выкл	10	13			-							-6	-3
15		✖	ЛЭП	10	11			- ПС-5А ТР-1	0,19	0,11						
16			ЛЭП	13	14			- ПС-5А ТР-2	0,19	0,11					-12	-7
17			Тр-р	11	12			ПС-5А ТР-1 - НН1	0,03	0,62		0,600			-6	-3
18			Тр-р	14	15			ПС-5А ТР-2 - НН2	0,03	0,62		0,600			-6	-3
19			Выкл	11	14			ПС-5А ТР-1 - ПС-5А ТР-2							6	3
20			Выкл	12	15			НН1 - НН2							0	0

3.23 сурет – Тармақ

Узлы | Ветви | Напряжения | Районы+Потери | Районы+Потери Q | Районы | Графика | Узлы+Ветви

	O	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	O	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
1			1		110,00				28,5	16,3	110,0	-1 000,0	1 000,0	
2			2	ПС Отрар ТР-1	110,0	0,0	-14	-8		0,00	86			
3			6	ПС Отрар ТР-2	110,0	0,0	-14	-8		0,00	86			
4			2	ПС Отрар ТР-1	110,00	0,00					110,0			
5			1		110,0	0,0	14	8		0,00	86			
6			3	ВН	109,2	-0,7	-14	-8	0,01	0,24	86			
7			3	ВН	109,15	-0,72					110,0			
8			2	ПС Отрар ТР-1	110,0	0,7	14	8	0,01	0,24	86			
9			4	НН1	9,8	-0,6	-6	-4	0,00	0,09	38			
10			5	НН2	9,7	-0,8	-8	-4	0,01	0,14	48			
11			4	НН1	9,76	-1,31					10,0			
12			3	ВН	109,2	0,6	6	3	0,00	0,09	420			
13			10		9,8	0,0	-6	-3		0,00	420			
14			5	НН2	9,75	-1,49					10,0			
15			3	ВН	109,2	0,8	8	4	0,01	0,14	537			
16			16		9,7	0,0	-8	-4		0,00	537			
17			6	ПС Отрар ТР-2	110,00	0,00					110,0			
18			7	ВН	109,2	-0,7	-14	-8	0,01	0,24	86			
19			1		110,0	0,0	14	8		0,00	86			
20			7	ВН	109,15	-0,72					110,0			
21			6	ПС Отрар ТР-2	110,0	0,7	14	8	0,01	0,24	86			
22			8	НН1	9,8	-0,6	-6	-4	0,00	0,09	38			
23			9	НН2	9,7	-0,8	-8	-4	0,01	0,14	48			
24			8	НН1	9,76	-1,32					10,0			
25			7	ВН	109,2	0,6	6	3	0,00	0,09	421			
26			13		9,8	0,0	-6	-3		0,00	421			
27			9	НН2	9,75	-1,49					10,0			
28			7	ВН	109,2	0,8	8	4	0,01	0,14	536			
29			17		9,7	0,0	-8	-4		0,00	536			
30			10		9,76	-1,32					10,0			
31			4	НН1	9,8	0,0	6	3		0,00	420			
32			13		9,8	0,0	-6	-3		0,00	420			
33			11	ПС-5А ТР-1										
34			13		9,76	-1,32					10,0			
35			8	НН1	9,8	0,0	6	3		0,00	421			
36			10		9,8	0,0	6	3		0,00	420			
37			14	ПС-5А ТР-2	9,4	0,0	-12	-7	0,41	0,24	841			
38			11	ПС-5А ТР-1	9,44	-1,36					10,0			
39			10											
40			12	НН1	5,5	-2,4	-6	-3	0,02	0,33	420			
41			14	ПС-5А ТР-2	9,4	0,0	6	3		0,00	421			
42			14	ПС-5А ТР-2	9,44	-1,36					10,0			
43			13		9,8	0,0	12	7	0,41	0,24	841			
44			15	НН2	5,5	-2,4	-6	-3	0,02	0,33	421			
45			11	ПС-5А ТР-1	9,4	0,0	-6	-3		0,00	421			
46			12	НН1	5,52	-3,75	6,0	3,0			6,0			
47			11	ПС-5А ТР-1	9,4	2,4	6	3	0,02	0,33	701			
48			15	НН2	5,5	0,0	0	0		0,00	1			
49			15	НН2	5,52	-3,75	6,0	3,0			6,0			
50			14	ПС-5А ТР-2	9,4	2,4	6	3	0,02	0,33	701			
51			12	НН1	5,5	0,0	0	0		0,00	1			
52			16		9,75	-1,49	8,0	4,2			10,0			
53			5	НН2	9,7	0,0	8	4		0,00	537			
54			17		9,7	0,0	0	0		0,00	0			
55			17		9,75	-1,49	8,0	4,2			10,0			
56			9	НН2	9,7	0,0	8	4		0,00	536			
57			16		9,7	0,0	0	0		0,00	0			

3.24 сурет – Түйін-Тармақ



3.25 сурет – «Апатты режим» сұлбасы

Rastrwin есептеу программасы кернеу дәрежесі желісінің түйінді нүктелерінде қанағаттандырылғанын көрсетті.

4 Экономикалық бөлім

4.1 Қосалқы станцияны қайта құрудағы жобаны жасаудың мақсаты

10/6 кВ №5А "Орталық" қосалқы стансасын қайта құру жобасын әзірлеу мақсаты Алматы қаласының электр желісін дамытуға үлкен үлес қосады.

Қайта құрылатын қосалқы станция 10 және 6 кВ аудандағы тұтынушыларға электр энергиясын таратуды іске асыруға арналған. Қайта құрылатын қосалқы станция және соған қосылатын желілер елді мекендер арасында орналасқан. Жалпы есептеу мақсаты жұмыс режимінде ауыстыратын талаптарға сәйкес жабдықтарды орнату. Қысқаша айтқанда көпжілдар бойы жұмыс істеп, қолданыста болып, тозып ескерген және бұзылған қондырғыларды ауыстыру болып табылады

Жобадағы негізгі тапсырманың мақсаты экономикалық тиімділігін анықтау сонын ішінде инвестициялық жобаның қолайлығы ақшалай түсім нормасын сондай ақ өтеу мерзім жобасын анықтау болып табылады.

Қосалқы станциядағы капиталдық салымдарды анықтау.

Қосалқы станцияны қайта құрудағы капиталдық салымдары бірнеше жасаушыларды құрайды: жабдықты құны, монтаждау/құрастыру жұмыстары және көлік қызметтері. Сонымен бірге, ғимараттар құрылысына кететін шығындар да ескеріледі.

Капиталдық салымдардың жалпы сомасы ($К_{жалпы}$) келесі формула бойынша есептелінеді:

$$К_{жалпы} = К_{қ.ж} + К_{ж.с} + К_{м} + К_{б.с}, \text{ мың. теңге}$$

мұндағы $К_{ж.с}$ – жабдықты сатып алуға жұмсалатын капиталдық салымдар;

$К_{қ.ж}$ – құрылыс жұмыстарының капиталдық салымдары;

$К_{м}$ – монтаждық және іске қосу-жөндеу жұмыстарының капиталдық салымдары;

$К_{б.с}$ – басқа капиталдық салымдар (ең алдымен, тасымалдауға кеткен шығындарды құрайды).

4.1 кесте – Қосалқы стансаның капиталды салымы

Жабдық атауы	Типі	Саны	Бір дана құны млн.теңге	Толық құны, млн.теңге
Трансформатор	ТДН-16000/10/6	2	40	80
	ВВУ-СЭЩ-П-10–31,5/3150 У2	7	0,015	2,45
Ажыратқыш	ВМПЭ-6-31,5/5000У1	23	0,35	8,05
Айырғыш	РВРЗ-2–10/4000 МУЗ	10	0,065	0,65
	РВР-III-6/2000 У3	26	0,065	1,69
Кернеу	НАМИ–0–УХЛ1	6	0,0525	0,315
Трансформаторы	НАМИ–0–УХЛ1	2	0,0525	1,15
Ток	ТОЛ -10	7	0,05	0,35
Трансформаторы	ТПШЛ-6-3000/5	23	0,05	1,15
ОПН	ОПН-П1–10	2	0,015	0,03
Өзіндік қамтамасыздандыру трансформаторы	ТСН-10	2	0,6	1,2
КРУ ұяшықтары 10кВ		7	0,333	2,331
КРУ ұяшықтары 6кВ		26	1,3	33,8
Толық				223,16

Жоғарыда көрсетілген 1 кестедегі жабдықтардың түрін,сипаттамасын бағасын ғаламтордан алдым.

$К_{жалпы}$=133,166+90000=223,16млн.теңге.

Энергожабдықты ауыстыру және жаңғырту

Қолданыстағы энергокәсіпорындардағы жабдықты ауыстырудың (жаңа техниканы енгізу) техникалық-экономикалық негіздемесінің әдістемелік ерекшеліктері келесідей түрге ие болады:

- баламалы нұсқа ретінде моральдық ескірген жабдықты жаңғырту қарастырылады;

- экономикалық тиімділікті есептеу кезінде негіз (база) ретінде қолданыстағы (ескі) жабдықтың көрсеткіштері алынады;

- ауыстыру нұсқасы бойынша жаңа жабдыққа күрделі қаржы жұмсауды есептеу кезінде ауыстырылатын агрегаттың (оның тарату құнын шегеріп тастағандағы) жете амортизацияланбаған құнын ескерген жөн.

Өндірістік жыл сайынғы пайдалану шығындарын анықтау.

Энергокәсіпорынның жылдық пайдалану шығындарын ($И_{жалпы}$) немесе нақты өндірістік өзіндік құнын есептеу:

$$И_{жалпы} = И_а + И_{е.а} + И_{б.э.с} + И_м + И_ө + И_к,$$

мұндағы $И_а$ – амортизациялық аударымдар (сала үшін амортизациялық аударымдар нормасы – 5-10%);

$И_{е.а}$– жалпы еңбекақы төлеу қоры;

$И_{б.э.с}$– $И_{з.п}$ және зейнетақы жарнасын жинақтаушы зейнетақы қорына аудару арасындағы айырмасының 11% құрайтын бірыңғай әлеуметтік салық:

$$И_{з.ж.ж} = (И_{е.а} – И_{п.ф}),$$

мұндағы $И_м$ – материалдық шығындар және қосалқы бөлшектер (мәліметтер жоқ болған жағдайда капиталдық салымдардан 0,5%);

$И_ө$ – өндірістік қажеттіліктер үшін электр энергиясы және/немесе электр энергиясы шығындарының құны;

$И_к$ – қосымша шығындар (немесе жанама шығындар – басқару, шаруашылық, кадрларды оқытуға кеткен шығындар, көлік шығындары). Әдетте, бұл барлық шығындар сомасынан 12÷15 % құрайды.

4.1.2 Қосалқы стансаның жылдық қаржылай шығындарын 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.

$$И_{перед} = И_{ам} + И_{др.зат},$$

мұндағы $И_{ам}$ – амартизацияға 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,7%;

$$И_{ам.пс} = \frac{7}{100} \cdot 223,16 = 15,62 \text{ млн.тенге.}$$

Электр энергиясын таратудың толықтай шығыны:

$$\Sigma И_{передача}=15,62+0.90=16,52 \text{ млн.тенге.}$$

Тасымалданатын электр энергияның өзіндік құны:

$$S_{перед}=\frac{\Sigma И_{передача}}{Э_{год}},$$

мұндағы $Э_{год}$ – тасымалданатын элеткр энергияның жылдық толық мөлшері:

$$Э_{год}=n\times К_з\times S_{ном.тр}\times \cos\varphi\times 5000,$$

мұндағы n – трансформаторлар саны;
$\cos\varphi$ – қуат коэффициенті, 0,8-ге тең.
$S_{ном.тр}$ – трансформатордың номиналды қуаты

$$Эгод=2\cdot 0,6\cdot 16\cdot 0,8\cdot 5000=76,800 \text{ млн.кВт·ч.}$$

Қосалқы станция арқылы тасымалданатын 1 кВт·сағат электр энергияны өзіндік құны:

$$S_{перед}=\frac{16,52}{76,800}=0,21 \text{ теңге/кВт·сағат.}$$

Энергожүйеде тасымалданатын электр энергияның толық өзіндік құны электр энергиясын өндіретін ұйымның бағасынан(6,4 тенге), НЭС желілерінде тасымалдану тарифі бойынша(1,8 тенге),аумақтық электр желілік компанияның тарифі бойынша(5,2 тенге) және қосалқы стансаның электр энергиясын тарату өзіндік құнынан құралады.

«Орталық» қосалқы станциясындағы электр энергиясына тариф:

$$Т_з=Т_{эж}+Т_{НЭС}+Т_{РЭК}+S=6,4+1,8+5,2+0,231=13,63 \text{ теңге/кВт·сағат.}$$

Алматы облысының электр энергия тарифі 16,02 тенге/кВт,сағат.
«Орталық» қосалқы стансасындағы электр энергия тарифі 14,77тенге/кВт·сағ
Айырмашылығы 16,02-14,77=1,25 тенге/кВт·сағат

Тасымалданатын электр энергия мөлшерінен болжанып отырған табыс көлемі:

$$V_{5А''}=76,800\times 14,77=1134,46 \text{ млн.теңге.}$$

Тасымалданатын электр энергияның қалалық желілердегі төлемдері(KEGOC):

$$V_{НЭС}=76,800\times1,8=138,24 \text{ млн.теңге.}$$

Тасымалданатын электр энергияның ұлттық желілердегі төлемдері:

$$V_{РЭК}=76,800\times5,2=399,36 \text{ млн.теңге.}$$

Электр энергиясын өндіретін ұйымның төлемдері:

$$V_{ӨҰ}=76,800\times6,4=491,52 \text{ млн.теңге.}$$

Электр энергиясы №5А ҚС төлемдері

$$V_{КС}=76,800\times0,21=16,12 \text{ млн.теңге.}$$

Электр энергиясын тасымалдауда болжанып отырған табыстың қалдығы:

$$V_{Р}=1134,46-138,24-339,36-491,52-16,12=149,22 \text{ млн.теңге.}$$

4.2 Өнімді өткізуден түскен пайданы есептеу

Пайда қосымша еңбек құнын немесе өндіріс процесінде алынатын қосымша құнның ақшалай көрінісін сипаттайды. Баланстық (жалпы) пайда және таза пайданың шамасы есептелінеді.

Баланстық (жалпы) пайда ($V_Р$) өткізілген өнімнің құны мен электр энергиясын өндіру,беру және амартизацияға кеткен шығындарының ($И_{АМ}$) айырымын сипаттайды.

$$П=V_Р-И_{АМ}=149,22-15,62=133,6 \text{ млн.теңге.}$$

Таза пайдаға ($П_ч$) таза пайдадан пайдаға салынатын корпоративті салықты (ҚР-да 20% құрайды) шегеріп тастау арқылы анықталады:

$$П_ч=П-0,2П \text{ млн.тенге;}$$

$$П_ч=133,6-0,2\times133,6=106,88 \text{ млн.теңге.}$$

Энергобірлестік, әдетте, пайда салығын орталықтан төлеп отырады.

Төленуге тиіс пайда салығы аймақтық филиалдар мен бөлімшелер бойынша жұмысшылар санына пропорционалды түрде үлестіріліп бөлінеді.

Қосалқы стансаның жөндеу жұмыстары көп жүргізілетін және шығын мөлшері көп болатын ескірген жабдықтарын жаңа әрі мүлдем жөндеу жұмыстарын қажет етпейтін құрылғыларына ауыстырғаннан амартизацияға бөлінген қаржының 2,30 млн.теңгесін пайдаға айналады.

$$CF=106,88+2,30=109,18 \text{ млн.теңге.}$$

4.2.1 Жобаның тиімділігін есептеу

Электр энергетикасы капиталды қажет ететін сала болғандықтан (капиталдық салымдарды қайтару мерзімдері 3 жылдан астам) және көзге түсетін нәтижелері көбіне байқалмағандықтан, энергокәсіпорынның ұзақ мерзімді капиталдық салымдар (инвестициялар) туралы шешімдерді қабылдауы кезінде олардың тиімділігін/нәтижелілігін болжау қажеттілігі туындайды. Ол үшін келесі көрсеткіштер есептелінеді:

- таза келтірілген құн – NPV (NetPresentValue);
- инвестициялардың рентабельдік (пайдалылық) индексі – PI (ProfitabilityIndex);
- табыстылықтың ішкі нормасы – IRR (Internal Rate of Return);
- инвестициялардың дисконтталған өтелімдік мерзімі – DPB (Discounted Payback Period).

ТЭН шеңберінде NPV және PI есептеулері жеткілікті.

Жобалардың тиімділігін бағалаудың халықаралық тәжірибесі ақшалардың уақытша құнының тұжырымдамасына негізделеді. Инвестициялатын капиталды пайдалану тиімділігін бағалау инвестициялық жобаны іске асыру және бастапқы инвестиция процесінде қалыптасатын ақша ағынынын (cash-flow) салыстыру арқылы жүзеге асырылады. Егер инвестицияның бастапқы сомасының және капиталды беретін инвесторлар үшін талап етілетін табыстылықтың қайтарылуы қамтамасыз етілсе, жоба тиімді деп танылады.

Инвестициялантын капитал, ақша ағыны сияқты қазіргі уақытқа немесе нақты есеп айырысу (есептік) жылына (әдетте, жобаны іске асыру басынан алдын болатын) келтіріледі.

Дисконттау деп ақшаның болашақтағы құнының оның ағымдағы (қазіргі) құнына келтірілу (түзету жасалу) процесін айтамыз.

Капиталдық салымдарды және ақша ағындарын дисконттау процесі инвестициялық жобалардың ерекшеліктеріне байланысты анықталатын әртүрлі дисконт мөлшерлемесі бойынша жүзеге асырылады. Дисконт нормалары инвестицияланатын капиталда ие болатын немесе өзі қалайтын қайтарудың жыл сайынғы пайызына байланысты инвестормен белгіленуі мүмкін.

Дисконттау коэффициенті, α_t келесі формуламен есептелінеді:

$$\alpha_t = \frac{1}{(1+r)^{t-1}},$$

мұндағы t – дисконттауды есептеу уақыты;

r - қарастырылатын мерзім ішінде экономикадағы инфляциялық процестерді ескеретін әртүрлі уақыттағы шығындарды келтіру нормативі ($I_{инф}$) (дисконт нормасы), жоба табыстылығының минималды кепілді деңгейі.

Есептеулерде Е-ні инфляция деңгейіне немесе банк кредитінің мөлшерлемесіне не болмаса инвесторды қызықтыратын мөлшерлемеге тең етіп қабылдауға болады. Немесе капиталдық салымдардың салыстырмалы экономикалық тиімділігінің коэффициентіне, яғни $r = E_p$ тең деп алуға болады.

Таза келтірілген құн (NetPresentValue – NPV) ақша ағындарын дисконттау әдістері тобына жатады.

I_0 – бастапқы шығындар сомасы болсын, яғни жоба басындағы инвестициялар сомасы (ΣК), PV – жобаның экономикалық өмірі бойындағы ақша ағынының қазіргі құны. Дисконтталған табыстардың жалпы жинақталған шамасы келесі формуламен анықталады:

$$PV = \sum_{t=1}^{n} \frac{CF_t}{(1+r)^t},$$

мұндағы r – дисконт нормасы;
n – жобаны іске асыру кезеңдерінің саны;
CF_t – t кезеңінде төлемдердің таза ағыны.

Таза ағын CF_t таза пайда (мүмкін, оның бір бөлігі) мен амортизациялық аударымдардың жылдық сомасын құрайды.

Инвестициялардың ағымдағы құны (I_0) ағымдағы жинақталған табыстардың құнымен (PV) салыстырылады. Олардың айырмасы жобаның таза ағымдағы құнын (NPV) құрайды:

$$NPV = \sum_{t=1}^{n} \frac{PV_t}{(1+r)^t} - I_O.$$

Егер осылайша есептелінген төлемдер ағынының таза қазіргі құны оң мәнге ие болса (NPV> 0), жоба өзінің экономикалық өмірі барысында бастапқы шығындарды Io өтейді, берілген Е стандартына сәйкес пайда табуды, сондай-ақ, оның NPV-ға тең кейбір сақтық қорын қамтамасыз етеді. Егер NPV < 0 болса, онда жоба нарықтықтан төмен табыстылыққа ие болады және

сондықтан да жобадан бас тартуға тура келеді. Егер NPV=0 болса, жоба пайда да, залал да келтірмейді.

Есептеулерді төменде келтірілген кестеге түсіруге болады.

4.2 кесте – инвестициялар үшін NPV есептеу

Жыл	Жылдық ақша ағымы CF, млн.тенге	$\frac{1}{(1+r)^2}$	Ағымдағы баға, млн.тенге
0	223,16	-	223,16
1	109,18	0,91	-123,80
2	109,18	0,88	-27,72
3	109,18	0,77	+56,34

Таза дисконтталған құнды есептеу кестеде көрсетілгендей пайда түскенше жүргізіледі,яғни 4-ші жылға дейін.Жобаны іске асыруды баста-ғаннан кейін 4-ші жылда ТДК нөлден артық,яғни кәсіпорынға осы кезде пайда түседі.

Инвестициялық жобаның ішкі пайдасының нормасы(Internal ratio return IRR) ТДҚ нөлге тең кезіндегі дисконтталу коэффициентімен түсін-діріледі.

ТДҚ=0-ге тең кезінде, IRR=r

IRR өлшемінің экономикалық мағынасы - IRR қарастырылып отырған жобаның шығын мөлшерінің максималды шектік мәнін көрсетеді.

Егер IRR,инвестор белгілеген капиталға шаққан табыс нормасынан артық немесе тең болса,онда жобаға салынатын инвестиция ақталады. Егер керісінше болса,онда инвестицияны бұл жобаға салу тиімсіз болады.

5 Өмір тіршілігінің қауіпсіздігі бөлімі

5.1 Қосалқы станциядағы еңбек ету жаңдайна талдау жасау

Бұл дипломдық жұмыс қосалқы станциялар №5А Орталық 10/6 кВ, яғни екі ұяшық ЖТҚ-10 және 6 кВ кеңейту бөлігінде технологиялық процестерді басқарудың автоматтандырылған жүйесіне арналған . Қосалқы станция Алматы қаласында орналасқан.

Нормалары өндірістік микроклимат белгіленген ҚР Кнже 4.02-42-2006 " Өндірістік орындардың микроклиматына қойылатын гигиеналық талаптар," және ЕҚСЖ ГОСТ 12.1.005-88 «Жұмыс аймағының ауасына жалпы санитарлық-гигиеналық талаптар»

Өндірістік технологиялық процестерді басқару жұмыстарды орындау кезінде, жүйке-эмоциялық тозуына байланысты мынадай оңтайлы нормалар ГОСТ 12.1.005: ауа температурасы 22 - 24 °С, ауаның салыстырмалы ылғалдылығы 40 - 60 % және ауа қозғалысының жылдамдығы 0,1 м/с, жылулық сәуле шығару – 140 Вт/ м2. сақталуға тиіс.

Диспетчер бөлмесінің өлшемдері: 7х6х3м. Бөлмеде 2 терезе бар, әрқайсысының аумағы – 3,5 м2. Жүйесі жарықтандыру қуаты 51Вт. шамдармен орындалған Жұмыс істейтіндер саны - 3. Бөлмеде Іа жеңіл категориялы жұмыс орындалады.

Диспетчер бөлмесі жалпы қосалқы станция ғимаратында орналасқан, басқару пунктінің (ОПУ) қосалқы станциялар. ОПУ ғимараты бір қабатты. Диспетчердің міндеті мынада: бірнеше мониторларда технологиялық процестің жүру жолы көрсетіледі; Диспетчер сол процесс барысыда керек болған жағдайда басқаруды қолына алады. Диспетчер жұмысы дене жүктемесінің критерийі бойынша жеңіл категорияға жатады. Алайда, өндіріс саласында жоғары біліктілігі мен тәжірибесін талап етеді.

Бұл параметрлер адам ағзасына оның көңіл-күйін анықтай отырып, бөлек және кешенді әсер етеді. Қазіргі заманғы аспирациялық жүйелер (яғни БЭК, өрт талаптарын жауап беру үшін - электр, экологиялық стандарттар) қауіпсіз және экологиялық таза болуы, тамаша таза ауаны қамтамасыз етуі тиіс, цехтың құнарлы жерлерін алмауы және қосымша шу шығарушы болмауы керек, машиналар үздіксіз жұмыс істеуін қамтамасыз ету; барынша икемділігін қамтамасыз ету: қазіргі уақытта цехтағы жұмыс істейтін станоктардың санына қарамастан, ауа ағынының жылдамдығы әрбір сорыш құбырда"паспортты" болуы тиіс, қалдықтарды бункерлерге-жинақтағыш тасымалдауға байланысты толық автоматтандырылған болуы керек, негізгі

желдеткіштердің қозғалтқыштары, сондай-ақ тиісті режимде жұмыс істеуі керек, электр энергия шығындарын асырмау үшін, өз ресурсын жұмсамауға, рұқсат етілген шу нормаларын асырмауы тиіс.

Жиһаз, оргтехника және құрал-жабдықтар персоналды эвакуациялауға кедергі жасамайтындай орнатылады. Ең төменгі рұқсат етілген өту жолдарының ені 1 м. Диспетчер бөлмесінде блоктармен қолданылатын қондырғыларды материалдармен, кез келген материалдарды сақтауға арналған шкафтар қоюға және қондырғы элементтерімен бөгеуге рұқсат етілмейді.

№5А Орталық 10/6 кВ қосалқы станциясының өрт сөндіру жүйесі.

ЖТҚ қосалқы станция мынадай өлшемдерге ие: бөлме ені - 4м, бөлме ұзындығы – 6м, бөлме биіктігі – 2,5м. Трансформаторлық қосалқы станцияда өрт қауіпсіздігі бойынша келесі құжаттамалар әзірленеді: кәсіпорындағы жалпы өрт қауіпсіздігі шаралары туралы нұсқау; цехтардағы, зертханалардағы, шеберханалардағы, қоймалардағы және тағы басқа орындардығы өрт қауіпсіздігі жөніндегі нұсқаулық; өрт сөндіру қондырғыларына қызмет көрсету бойынша нұсқаулық; өрт сөндіру дабылын орнатудағы қызмет көрсету нұсқуы;

5.2 Ашық тарату құрылғыларын найзағайдан қорғау шаралары, есебін жүргізу

Берілгендер;

Номиналды кернеуі: Uном, кВ	500
Ұяшықтар саны: $n_{я}$	10
Әуе желілерінің саны: $n_{вл}$	6
Найзағайдан қорғау тросс саны: $n_{тр}$	2
Найзағайдан қорғау троссның желідегі типі	С-85
Желінің ашық арасының ұзындығы: $l_{п}$, м	350
Топырақтың меншікті кедергісі: $p_{изм}$ Ом · м	120
Найзағайлы күндер саны, жылына: $n_{саг}$, саг/жыл	50

АТҚ көлемін анықтау

Берілгені бойынша анықтаймыз:

ұяшық көлемі: ені – 11,1 м,
ұзындығы – 60,5 м,

АТҚ көлемі: ені – 11,1 · 8 = 88,8 м,
ұзындығы – 60,5 м.

Найзағайдан қорғау аумағын есептеу

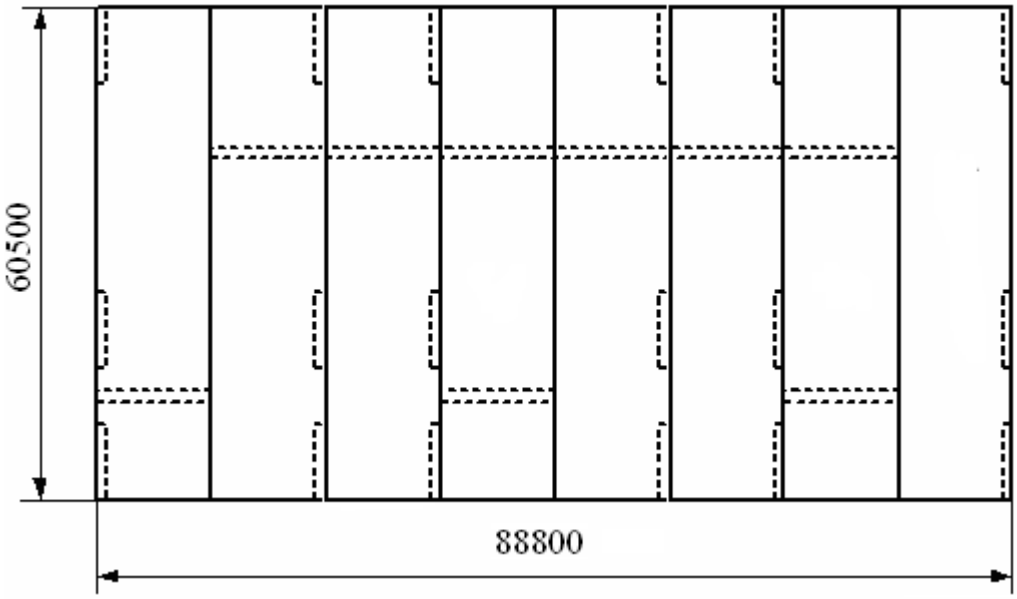
Найзағай тартқыштар АТҚ барлық жер көлемінде шиналық порт биіктігінде, сондай - ақ сызықтық порттары қорғау аумағында болу міндетті. Төменде көрсетілген найзағай тартқыштар қорғау аумағы көптеген уақыт

бойы эксплуатацилық тәжірибебен дәлелденген және 0,995 бағасымен бағаланады.

Нысана биіктігі hx, тікбұрышты найзағай тарқыштың қорғау аумағында орналасқан және тікбұрышты найзағай тарқыштың D диагоналы келесі шартты қанағаттандырады:

$$D \leq 8\left(h-h_x\right), \tag{5.1}$$

мұндағы hx–қорғалатын нысананың ұзындығы, ал қорғау аумағының сыртқы жағы да жоғарғыдай анықталады.



5.1 сурет – 2 найзағай тарқышты қорғау аумағы бар жүйе 500 кВ АТҚ жоспары.

$$r_x = 1{,}6ph\frac{h-h_x}{h+h_x} = 1{,}6p\frac{h-h_x}{1+h_x/h}; \tag{5.2}$$

$$h_0 = h-\frac{a}{7p}; \tag{5.3}$$

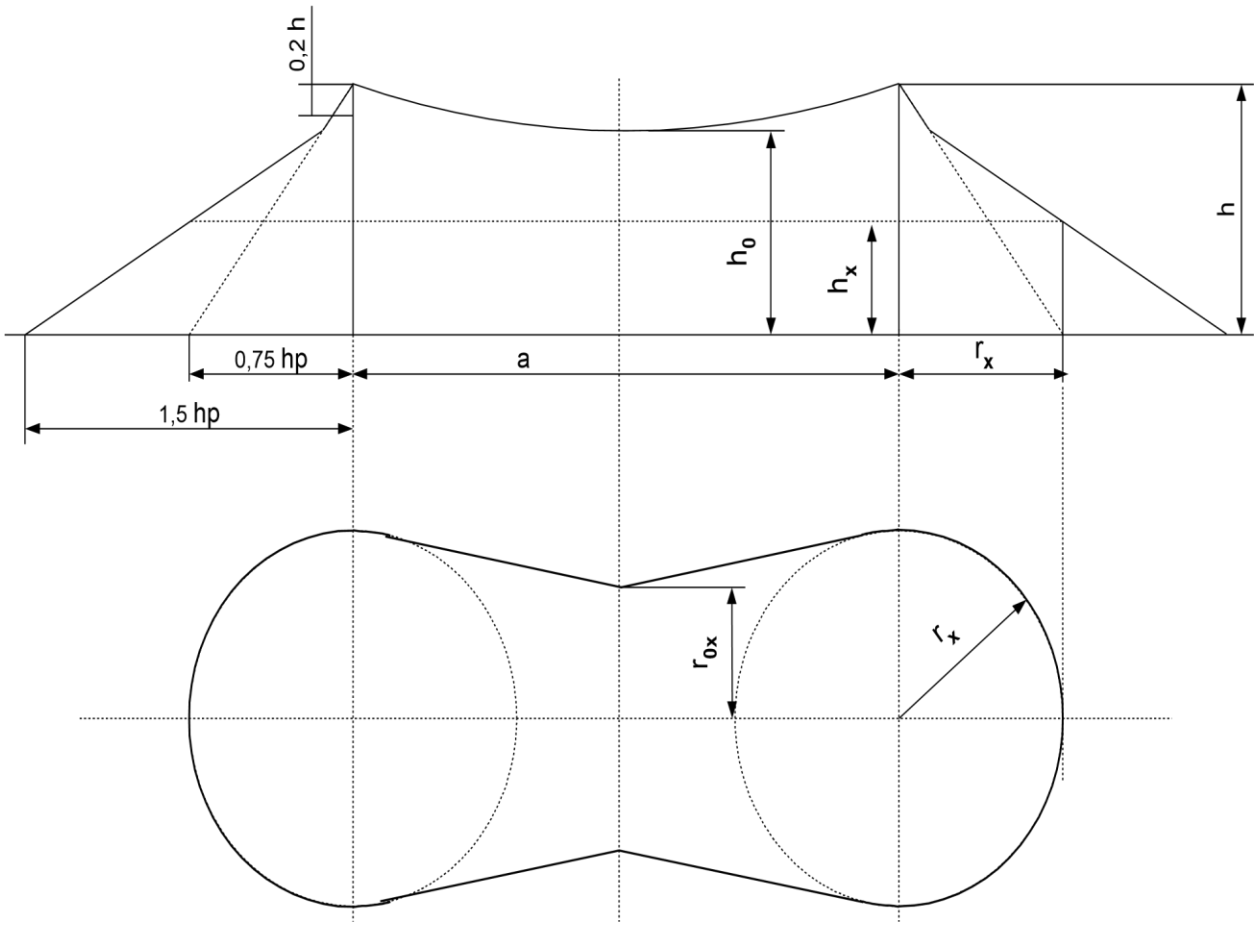
$$r_{0x} = 1{,}6p\frac{h_0-h_x}{1+h_x/h_0}. \tag{5.4}$$

Найзағай тартқыштың ұзындығы 30 – 100 м болатын болса p түзету коэффициенті енгізіледі, бұл қорғаныстық әрекеттің төмендеуін ескергенде:

$$p = \sqrt{\frac{30}{h}}, \tag{5.5}$$

мұндағы h – найзағай тартқыштың ұзындығы, м.

Егер h≤30 м p=1



5.2 сурет – Екі стерженді найзағай тартқыштың қорғау аумағын тұрғызу

АТҚ найзағай тартқышының биіктігін келесідей шарттар бойынша анықтаймыз:

1) (5.1) формуласынан, егер hx = 13 м (сызықтық порттың биіктігі) және p = 1,сондай - ақ найзағай тартқыштың биіктігі келесідей болады:

$$h=\frac{D}{8}+h_x=\frac{46,53}{8}+13=18,82;$$

$$D=\sqrt{(n\cdot д)^2+(б+в+\frac{г}{2})^2}=\sqrt{(3\cdot 11,1)^2+(32,5)^2}=46,53 м,$$

мұндағы: n – найзағай тартқыш арасындағы ұяшық саны.

2) (5.3, 5.4) формуласынана, егер hx = 8 м (шиналық порттың биіктігі) және p = 1, сондай - ақ найзағай тартқыштың биіктігі келесідей болады:

$$h_{0_{1,2}}=\frac{(h_x+0{,}625r_{0_x})\pm\sqrt{(h_x+0{,}625_{r_{0x}})^2+2{,}5_{r_{0x}}h_x}}{2};\qquad(5.6)$$

$$h_{0_1}=21{,}506\text{ м},$$

$$h_{0_2}=-3{,}66\text{ м};$$

$$h=h_0+\frac{a}{7p}=21{,}506+\frac{3\cdot11{,}1}{7\cdot1}=26{,}26\text{ м}.$$

Есептік мәннен көрініп тұрғандай найзағай тартқыш минималды биіктігі сенімді қорғанысты қамтамасыз етіп тұр. Сондай - ақ оның биіктігі 26,26м, бірақ есептік жұмыстарды жеңілдету үшін, әрі сенімді қорғанысты жоғарылату үшін h = 26,5м аламыз.

Таңдалынып алынған найзағай тартқыштың биіктігінің дұрыстығын тексеру үшін әртүрлі деңгейдегі жалғызды найзағай тартқыштың қорғау аумағын есептейміз:

шиналаық портал деңгейінде

$$r_x=1{,}6p\frac{h-h_x}{1+h_x/h}=1{,}6\cdot1\cdot\frac{26{,}5-8}{1+8/26{,}5}=22{,}73\text{ м}.$$

сызықтық портал деңгейінде

$$r_x=1{,}6p\frac{h-h_x}{1+h_x/h}=1{,}6\cdot1\cdot\frac{26{,}5-13}{1+\frac{13}{26{,}5}}=14{,}5\text{ м}.$$

Ары қарай екі стерженді найзағай тартқыштың қорғау аумағын есептейміз 1-2; 2-3; 4-5;5-6:

найзағай тартқыштың арақашықтығы a = 3·11,1 = 33,3м.

$$h_0=h-\frac{a}{7p}=26{,}5-\frac{33{,}3}{7\cdot1}=21{,}74\text{ м}.$$

шиналаық портал деңгейінде hx = 8 м,

$$r_{0_x}=1{,}6p\frac{h_0-h_x}{1+h_x/h_0}=1{,}6\cdot1\cdot\frac{21{,}74-8}{1+\frac{8}{21{,}74}}=16{,}1\text{ м}.$$

сызықтық портал деңгейінде hx = 13 м,

$$r_{0_x}=1{,}6p\frac{h_0-h_x}{1+h_x/h_0}=1{,}6\cdot1\cdot\frac{21{,}74-13}{1+\frac{13}{21{,}74}}=8{,}75\text{ м.}$$

Екі стерженді найзағай тартқыштың қорғау аумағын есептейміз1-4; 2-5; 3-6. найзағай тартқыштың арақашықтығы: а =б+в+г/2=32,5

$$h_0=h-\frac{a}{7p}=26{,}5-\frac{32{,}5}{7\cdot1}=21{,}85\text{ м.}$$

шиналаық портал деңгейінде h_x = 8 м,

$$r_{0_x}=1{,}6p\frac{h_0-h_x}{1+h_x/h_0}=1{,}6\cdot1\cdot\frac{21{,}85-8}{1+8/21{,}85}=16{,}22\text{ м.}$$

сызықтық портал деңгейінде hx = 13 м,

$$r_{0_x}=1{,}6p\frac{h_0-h_x}{1+h_x/h_0}=1{,}6\cdot1\cdot\frac{21{,}85-13}{1+13/21{,}85}=8{,}88\text{ м.}$$

Орындалған есептік көрсеткіштер бойынша, АТҚ аумағында шиналық және сызықтық порталдар тікелей найзағай соққысынан 0.995 ықтималдылығымен қорғалды.

5.3 Диспетчер бөлмесіндегі жарықтану жүйесіне есеп жүргізу

Диспетчер бөлмесіндегі жарықтануды таңдау, жасанды жарықтану есебі:

Жарықтың екі түрі бар:

- Табиғи жарық;
- Жасанды жарық.

Табиғи жарықтандыру жарық саңылаулары арқылы іске асып, жұмыс орындарын жарықтандыру деңгейінің талаптарына сәйкес болу керек.

Табиғи жарықтандырылмайтын бөлмелерде ПЭЕМ өндірістік пайдалану қажеттілігі Мемлекеттік санитар – эпидемиологиялық органдары мен мекемелері келісімі бойынша ғана іске асырылуы керек.

ПЭЕМ бөлмелердегі жасанды жарықтандыру жалпы біркелкі жүйесі арқылы орындалу керек. Құжатармен жұмыстар жүргізілетін әкімшілік-қоғамдық орындарда аралас жарықтандыру қолданған дұрыс, жалпы

жарықтандыруға құжаттар жатқан аймақты жарықтандыруға арналған жергілікті жарықтандыру шамдары қосылады.

ПЭЕМ жұмыс орындарында жарықтандыру тік (экран жазықтығы) және көлденең (құжаттармен жұмыс аймағындағы стол жазықтығы) бойынша қалыпқа келтіріледі. Қалыпқа келтіру бөлмедегі табиғи және жасанды жарықтандырудан тәуелсіз абсолютті бірлік арқылы есептелінеді (люкс). Құжаттармен жұмыс аймағындағы столдың көлденен жазықтығындағы аралас жарықтандыру 500 лк – тен кем болмау керек (сонымен бірге жалпы жүйеден жарықтандыру 300 лк – тен кем болмау керек). Аралас жарықтандыру жоқ кезде столдың көлденең бетін жарықтандыру (жасанды және табиғи) 400 лк-тен кем болмау керек. Экрандағы жарықтандыру (көлденен жазықтықтағы) 200 лк болу керек. Дискомфорт көрсеткіші 25 – тен аспау керек, әкімшілік-қоғамдық ғимараттағы жарықтандыру пульсация коэффициенті 10% – тен, өндірістік орындардағы жалпы жасанды жарықтандыру көздерінен ауырлық көрсеткіші 20 – дан артық болмау керек.

Жарықтандыру көздерінен жарқырауды шектеген дұрыс, сонымен қатар көзге көрінетін жарқырайтын беттердің жарықтылығы (терезелер, шамдар және т.б.) 200 кд/кв.м – ден артық болмау керек.

Жұмыс орындағы шағылу жарықтылығын заттардың (экран, стол, клавиатура) шамдар түрін таңдау және жұмыс орынының жасанды немесе табиғи жарықтандыру көздеріне байланысты орналастыру арқылы шектейді. Бұл кезде төбенің жарықтылығы шағылытын жарықтандыру жүйесінен қолданғанда 200 кд/кв.м-ден аспауы керек.

ПЭЕМ қолданушының көз алдындағы жарықтылық біркелкі емес таралуының шектеу қажет, бұл кезде жұмыс беттері жарықтылықтың арасындағы қатынас (стол:экран) 3:1–5:1, ал жұмыс беттері мен қабырға беттері және қондырғылар арасындағы 10:1-ден аспауы керек.

Әкімшілік – қоғамдық және өндірістік орындарда шағылысатын жарықтандыратын құралдар ретінде күші 250 Вт дейін металл-галогендік лампаларды қолдануға рұқсат етіледі. Жалпы жарықтандыру шамдарын үзік немесе біртұтас тізбек түрінде қолданушының ПЭЕМ жанында отырғанда көзіне параллель, ал жұмыс орынына бүйір жанынан орналастыру керек. Компьютерлерді периметр бойынша орналастыру кезінде шамдарды операторға қатысты алдынғы жаққа орналастырған дұрыс.

Жалпы жарықтандыру шамдарының жарықтылығы сәулелену бұрышының аймағында 50 ден 90 градус тік бойлық және көлденең жазықтықта 200 кд/кв.м-ден аспауы керек, ал шамдардың қорғауыш бұрышы 40 градустан төмен болмау керек.

Жергілікті жарықтандырудың шамдары 40 градустан кем емес қорғауыш бұрышы бар көрінбейтін шағылдырғышы болу керек.

Жалпы жарықтандыруға арналған жарықтандырғыш құралдар үшін қор коэффициенті(КҚ) 1.4-ке тең деп аламыз.

Жарықтылықтың қалыпты мәніне жету үшін ПЭЕМ қолданатын орындарда терезе шынылары мен шамдарды жылына кем дегенде екі рет тазалап, күйген шамдарды уақытында ауыстыру керек.

Бөлмедегі жасанды жарықтандыру, жарықтың техникалық талаптарына сай болуы керек.

Жұмыстың жарықтандырылуын ұйымдастыру үшін, жарық көзі ретінде люминесцентті лампалар және қызу лампалары қолданылады. Көбіне люминесцентті лампалар қолданылады, себебі олар электр энергияның аз шығынымен бірқалыпты жарықтандыруды және жақсырақ жарық жіберуді қамтамасыз етеді. Яғни, ол көзге жақсы әсер етеді. Жарықтың спектральды құрамы табиғи күндізгі жарыққа жақын болуы тиіс, ол сәйкес люминесцентті лампалардың іріктеп алуымен қамтамасыз етіледі. Ең қолайлысы бір қатарда орналасқан, жалпы бірқалыпты жарықтандыруы бар ЛА (ақ түс) типті лампалары болып табылады.

Шамдарды таңдаған және орналастырған уақытта, төбенің жарық шағылысу икемділігі ескерілуі қажет.

Жергілікті жарықтандыруды ұйымдастыру үшін, қуаты жоғарырақ және кіші габаритті лампалар қолданылады. Жұмыс орнын жарықтандыру мына жағдайда ұйымдастырылуы керек. Жарық көзге тура түспеу керек. Көлеңке болмау керек. Жарықтылықтың бірқалыпсыз таралуы болмауы керек.

Шамдардың соқыр қылу әсерінен қашу үшін, мыналарды есте ұстау қажет:

а) шамдардың іліну биіктігі нормаларға сәйкес болуы керек;

б) шамдарға жергілікті жарықтандыруға шағылатын материалдар орнату керек;

в) жылтыр беттерден шағылудың пайда болуын жою керек;

жарық ағындарын сақтау мақсатында шамдарды үнемі шаң тозаңнан тазартып тұру керек;

г) өндіріс орындарындағы жасанды жарықтандырудың есебін жүргізу үшін, мына мәліметтерді еске алу керек:

д) жұмыс орындағы ең кіші жарықтандыру, Emin=300 лк;

ж) жұмыс орнының нормалды жарықтандыруы, En=400 лк.

Диспетчер бөлмесіндегі жарықтандыру жүйесіне есеп жүргізудің негізгі мақсаты ретінде ҚР СНжЕ 2.04-05-2002 сәйкес еңбек етуге ыңғайлы жарықтандырылған жұмыс ортасын қамтамасыз ету болып табылады.

Өндірістегі жасанды жарықтандыру шарттары көрнекі орындау, адамдардың физикалық және психикалық жай-күйіне әсер етеді, сондықтан, еңбек өнімділігіне, өнім сапасына және өндірістік жарақаттарға зор маңызы бар.

Еңбек етуге қолайлы жағдайлар жасау үшін жасанды жарықтандыру келесі талаптарға сай болу керек:

- жарықтандыру ҚР СНжЕ 2.04-05-2002 «Табиғи және жасанды жарықтандыру. Жалпы талаптар» сәйкес болу керек;

- жұмыс бетіндегі және қоршаған аумақ шегіндегі жарық біркелкі бөліну керек;

- жұмыс бетінде күрт көлеңке болмауы тиіс;

- жарықтандыру дұрыс түс үшін жарық қажетті спектрлік құрамын қамтамасыз етуі тиіс;

- жарықтандыру жүйесі басқа да зиянды факторлардың(және т.б. шу,) көзі емес, және электр және өрт қауіпсіз болып табылады;

Бөлмені жасанды үшін жарықтандыру табиғи жарыққа жақын спектрлік құрамы бар, жоғары берілісі жарық бар (80 лм / Вт және одан да көп), ұзақ қызмете ететін (10000 сағат), жарқырау төмен бетінің жарықтығы бар люминесцентті лампалар пайдалану керек.

Ұзындығы 12м, ені 10м, биіктігі 3м диспетчерлік бөлмеге жасанды жарықтандыру есебін жүргіземіз. Бақылау жұмысының разряды V. Нормаланған жарықтандыру 400 лк.

Жарық ағыны Фл= 5000 лм тең OSRAM фирмасының L 58 W/865 XXT типті люминесцентті лампалар санын анықтаймыз.

5.1 кесте – Жардың еденінің төбенің шағылу коэфициенттері

Шағылу коэффициенттері	
$p_{пот}$	50
$p_{ст}$	50
$p_{пол}$	10

Жарық шамның санын мына формула арқылы анықтаймыз:

$$N=\frac{E\cdot S\cdot K_з\cdot Z}{F\cdot \eta},$$

мұндағы E- минималды жарықтандыру;
Кз- қор коэффициенті;Кз=1,5;
S-жарық түсетін аудан,м2; S=A*B=10*12=120м2;
Z- жарық бірқалыпсыз коэффициенті;Z=1.1÷1.2;
F- жарық ағыны;
η-жарық ағынын пайдалану коэффициенті:

Оны жұмыс орнының индексі арқылы табамыз

$$i=\frac{S}{H_{ec}\cdot(A+B)},$$

мұндағы A,B- жұмыс орнының ұзындығы мен ені,м.
h- жұмыс орны бетінен жарық шамының аспа биіктігі ,м.

$$H_{ec}=H-(h_{ш}+h_{ec}),$$

мұндағы H_{ec} – жұмыс кеңістігінен шамдардың іліну, м;
H – бөлме биіктігі, м;
$h_{ш}$ – шамдардың іліну биіктігі, м;
h_{ec}- еденнен жұмыс істеу кеңістігіне дейінгі, м.

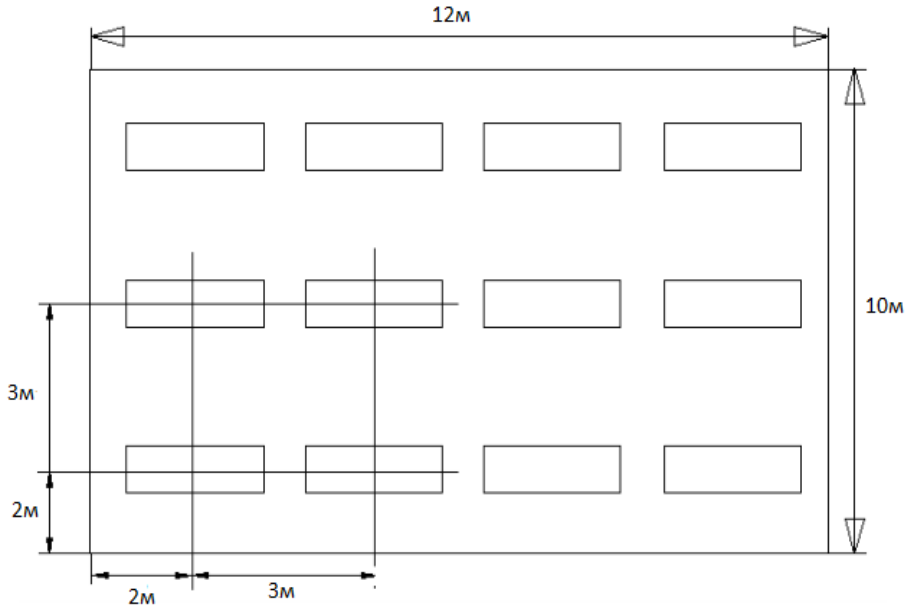
$$H_{ec}=3-(0,2+1,2)=1,6 \text{ м};$$

$$i=\frac{140}{1,6\cdot(10+12)}=3,4,$$

мұнда η =0,71 тең

Жарық шамның санын анықтаймыз:

$$N=\frac{E\cdot S\cdot K_з\cdot Z}{F\cdot\eta}=\frac{400\cdot120\cdot1,5\cdot1,1}{5000\cdot0,71}=11,15\approx12 \text{ дана.}$$



5.3 сурет – Жарық шамдарын орналастыру сұлбасы

Қорытынды

Бұл дипломдық жобада Алматы қаласындағы 35/6 кВ №5А «Орталық» қосалқы станциясын қайта құру жұмыстары орындалды.

Қысқа тұйықталу тоқтарына есеп жүргізілды. Қысқа тұйықталу токтары бойынша таңдалған негізгі құрал-жабдықтар: олар ажратқыштар, айырғыштар, ток және кернеу трансформаторлары, асқын кернеу шектегіштері мен шиналар.

Желідегі жұмыс режимдерін есептеу бөлімінде Rastrwin программасының көмегімен қосалқы станцияның қайта құруға дейінгі және кейінгі 3 түрлі режимдері жүргізілді.

«Экономикалық бөлімінде» инвестициялық жобаның тартымдылығы қарастырылды. Инвестициялық тиімділік бағасын есептеу үшін заманауи тәсілдер қолданылды, таза дисконталған табысты анықтау негізделген. Есептеулер жобаның өтелу мерзімі 3 жылды құрайтынын көрсетті.

«Өмір тіршілік қауіпсіздігі» бөлімінде қосалқы станциядағы ашық тарату құрылғыларын найзағайдан қорғау шаралары, есебін жүргізу, диспетчер бөлмесіндегі жарықтану жүйесіне есеп жүргізу және қосалқы станциядағы еңбек ету жағдайына талдау жасалды.

Пайдаланылған әдебиеттер тізімі

1 Железко Ю.С. Расчет технологических потерь электроэнергии в электрических сетях. – Энергетик, 2003, №2.

2 В.Э. Воротницкий, М.А. Калинкина. Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. / Учебно-методическое пособие. – М.: ИПКгосслужбы, 2000.

3 Железко Ю. С., Артемов А.В., Савченко О. В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. М.: НЦ ЭНАС, 2002. - с.

4 А.А. Герасименко, В.Т. Федин. Передача и распределение электрической энергии. – Ростов-н/Д.:Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006г

5 Тохтибакиев К.К. Электрические сети и системы. Методы расчета потерь электроэнергии и их нормирование. Учебное пособие. АИЭС, Алматы, 2003. – 83 с.

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

7 Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / В.Э. Воротницкий, Ю.С. Железко, В.Н. Казанцев и др.; Под ред. В.Н. Казанцева. – М.: Энергоатомиздат, 1983.

8 Г.Е. Поспелов, Н.М. Сыч. Потери мощности и энергии в электрических сетях./Под ред. Г.Е. Поспелова. – М.: Энергоиздат, 1981. - 216 с.

9 Хакімжанов Т.Е. Еңбек қорғау. Жоғары оқу орындары үшін оқу құралы. – Алматы: «ЭВЕРО», 2008 – 240 б.

10 Баклашов Н.И., Китаева Н.Ж., Терехов Б.Д. Охрана труда на предприятиях связи и охраны окружающей среды. – М.: Радио и связь, 1989. – 288 с.

11 Түзелбаев Б.И. Сала экономикасы: оқу құралы - Алматы, 2007.

12 Сулеев Д.К., Сагитов С.И., Сагитов П.И., Жумагулов К.К. Экология и природопользвание. Алматы: Ғалым, 2004. – 392 с.

13 Қазақша-орысша, орысша-қазақша терминалогиялық сөздік. Энергетика./жалпы редакциясын басқарған п.ғ.д. профессор А.Қ. Құсайнов – Алматы: Республикалық мемлекеттік Рауан баспасы, 2000. – 320 бет.