ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы

АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Электр станцияларды, тораптарды және жүйелерді
кафедрасы

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

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

Тақырыбы: Қорғасай ауданының электр торабтарында 110/10 кВ "Шолаққорған" қосалқы станциясын сыртқы құрылғыларын қайта жаңарту
5В071800 – Электр энергетика **мамандығы бойынша**

Орындаған Нұрмырбек Ибрагим Қайратұлы
(аты - жөні) (тобы)

Жетекші т.ғ.к., профессор Орнатова М.К.
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Кеңесшілер:

Экономикалық бөлім бойынша :
аға оқытушы Тулегенова С.К.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
_____ «31» 05 20 16 ж.
(қолы)

Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бойынша:
доцент Абдимуратов Н.С
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
_____ «27» 05 20 16 ж.
(қолы)

Мөлшер бақылаушы:
аға оқытушы Соколова Н.С
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
_____ «31» 05 20 16 ж.
(қолы)

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

Алматы 2016

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы

АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Электр энергетикасы факультеті
5В071800 - Электр энергетикасы мамандығы
Электр станциялары, торлары және жүйелері кафедрасы

жобаны орындауға берілген

ТАПСЫРМА

Студент Алдиярбек Ибрагим Кайратұлы
(аты - жөні)

Жоба тақырыбы Қорғалжын ауданының электр торларында 110/10 кВ "Шалқар" ҚС құрылыс жағдайы торларды дамыту
ректордың «19» 10 №148 бұйрығы бойынша бекітілген.

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: «____» _____ 20___ ж.

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

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

1. Қарастырылатын торлар сұлбасының нұсқаларын таңдау
2. 110 кВ электр торларының дамытуы
3. Негізгі жиынтық аппараттарды таңдау
4. СРТУ жүйесінің принципі
5. Техника-экономикалық бөлімі
6. Өмір тіршілігін қауіпсіздігі

Сызба материалдарының (міндетті түрде дайындалатын сызуларды көрсету) тізімі

1 Қарастырылған электр тарату торабының карта – схемасы
2 110 - 35 кВ электр тораптарының принципиалды сұлбасы
3 110 - 35 кВ электр тораптарының орындалатын сұлбасы
4 Дипломдық обьектіде электр құрылғылар және электр құрылғы қорғанысы қарастырылсын

Негізгі ұсынылатын әдебиеттер

1. Цремыгин В. И. Электрические системы и сети / М.: Энергоатомиздат. 1989. - 592 стр.
2. А.А. Герасименко, В.Т. Федин Передача и распределение электрической энергии. - Ростов н/Д.: Феникс 2006. - 720 стр.
3. Блок В. И. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей В.43.06 Учебное пособие. М. Высшая школа / 1990 - 383 стр.

Жоба бойынша бөлімшелерге қатысты белгіленген кеңесшілер

бөлімшелер	кеңесші	мерзімі	қолы
Өмір тіршілік қауіпсіздігі	Вершинин А.С	27.05.16	
Экономикалық бөлім	Тулегенова С.К	31.05.16	
Нормбақылаушы	Соколова И.С	31.05.16	

Диплом жобасын дайындау

КЕСТЕСІ

№ р/с	Тарау аттары, әзірленетін сұрақтардың тізімі	Жетекшіге ұсыну мерзімдері	Ескерту
1.	Дипломдық жобаның тақырыбын анықтау.	19.10.2015.	
2.	Тақырып бойынша нормативтік мәліметтер мен әдебиеттерді шығу.	16.11.2015.	
3.	Зерттеу объектілерінің және жұмыстың мақсатын талдау	30.11.2015.	
4.	Негізгі бөлімдер м/э графикалық мәліметтер жинау	7.12.2015.	
5.	Қандастанаға тарап сұйықтығының жалпылай талдау	7.04.2016	
6.	ЖОК-ға әлектр тораптарын дамыту	30.02.2016	
7.	Жоғарғы вольтті аппаратураларды таңдау	23.03.2016	
8.	СӨРЖ жұмысының практикалық т.б оқытуын бойынша	11.04.2016	
9.	Түсіндірме хатты және сызба материалдарды ресімдеу	2.06-16.05.2016	
10.	Оқу бойынша жобаны толығымен тапсыру	30.05.2016	

Тапсырманың берілген уақыты «_____» _____ 20___ж.

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

Жоба жетекшісі _____ Оразалиева Ж.К., т.ғ.к., профессор
(қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Орындалатын тапсырманы қабылдаған студент _____ Жадыгербек Ұ.К.
(қолы) (аты -жөні)

Аңдатпа

Дипломдық жобада Алматы облысы Қарасай ауданындағы тұтынушыларды электр энергиямен жабдықтау сенімділігін арттыру үшін 110/10 кВ «Шамалған» қосалқы станциясы жобаланады, 110-5АН «Трансформатор тізбектерінде ажыратқышы және трансформатор жағында жөндеу мойнағы бар» типтік сұлба бойынша орындалған.

110/10 кВ «Шамалған» ҚС қорегі 110кВ №133А ҚС №94А «Северный Каскелен» – ҚС №28А «Каргалы» арқылы іске асырылады.

Қарстырылатын ауданның қолданыстағы электрмен жабдықтау сұлбасына талдау жүргізілген, кернеудің барлық сатысы үшін заманауи электротехникалық жабдықтар таңдалған, қысқа тұйықталу токтары есептелінген.

Аннотация

Для повышения надежности электроснабжения потребителей электроэнергии Карасайского района Алматинской области в дипломной работе проектируется подстанция 110/10 кВ «Шамалган», выполненном по типовой схеме 110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов».

Питание ПС 110/10 кВ «Шамалган», планируется осуществить за счет разреза ВЛ 110кВ №133А ПС №94А «Северный Каскелен» – ПС №28А «Каргалы» (заход-выход).

Проанализирована существующая система электроснабжения рассматриваемого района, выбраны современное электротехническое оборудование для всех ступеней напряжения, рассчитаны токи короткого замыкания.

Annotation

To improve the reliability of electricity power supply to consumers Karasai district of Almaty region in the thesis work is projected 110/10 kV "Shamalgan", performed on the template 110-5AN "bridge with the switches in the circuits of the transformers and the repair bridge by the transformers."

Power 110/10 kV "Shamalgan", to be produced by cutting the overhead line 110 kV Substation №133A №94A "North Kaskelen" - PS №28A "Kargaly" (entry-exit).

Мазмұны

	Кіріспе……	7
1	Қолданыстағы торап сұлбасының жағдайын талдау…….	8
1.1	Жобалау нысанының негізгі мәліметтері……	8
1.2	Ауданның географиялық сипаттамасы……...	9
1.3	Қолданыстағы және жобадағы сұраныстарды талдау……...	10
1.4	Қолданыстағы және болжамдық ұсыныстарды бағалау……	15
2	110 кВ электр тораптарын дамыту……...	20
2.1	Қалыпты және апаттан кейінгі режимдердегі электрлік есептеулер……..	20
2.2	Қалыптасқан режимдерді есептеу үшін алмастыру сұлбасы……	21
2.3	Қысқа тұйықталу токтарын есептеу……	34
3	Жоғары вольтті аппараттарды таңдау…….	42
3.1	Жоғары кернеу ажыратқыштарын таңдау……...	42
3.2	Айырғыштарды таңдау…….	46
3.3	Өлшеуіш трансформаторларын таңдау……...	47
3.4	Электр тораптарындағы кернеуді реттеу. Реактивті қуатты қарымталау…….	56
3.5	110 кВ электр тораптарын дамыту бойынша жұмыстардың көлемі……..	57
4	СДТУ жұмысының принципі……...	64
4.1	Технологиялық және диспетчерлік басқару ұйымының принципі…….	64
5	Технико – экономикалық бөлім……...	66
5.1	Капиталдық салымдарды анықтау……...	66
5.2	Жылдық шығынды анықтау……	68
5.3	Энергияның толық құны және беріліс құнын есептеу…….....	72
6	Қосалқы станциядағы диспетчерлік жұмыс бөлмесінің жалпылама механикалық ауа алмасуын есептеу…….....	79
6.1	Өрт қауіпсіздігі. Трансформаторда өрттің алдын алу шаралары..	82
6.2	110/10 кВ Шамалган к/ст басты жоспарында санитарлық және өртке қарсы талаптарды жасау……...	86
6.3	Станцияны жобалауға қойылатын негізгі санитарлық-эпидемиологиялық талаптар……	86
6.4	Өндірістік ғимараттарға, бөлмелерге және ғимараттарға қойылатын санитарлық-эпидемиологиялық талаптар…….	87
	Қорытынды……	90
	Әдебиеттер тізімі……	91

Кіріспе

Қазіргі уақытта Қазақстан Республикасының барлық аумақтарындағы жүктемелік түйіндерде электр энергия тұтынылуының өсуі байқалады. Бұл Республиканың барлық аумақтарындағы кәсіпорындардың қарқынды дамуымен байланысты.

Бұл дипломдық жобада тұтынушылардың 2020 жылға келешекті жүктемесі қабылданады және «АЖК» АҚ Қарасай ауданының 110/10 кВ электр тораптарын дамыту қарастырылады.

110/10 кВ электр тораптарын дамыту сұлбасының нұсқасын таңдау кезінде келесі тапсырмалар шешіледі:

- торапты тұрғызу нұсқалары электрмен жабдықтау сенімділігі мен қалыпты және апаттан кейінгі режимдердегі электр энергияның сапасы бойынша тексеріледі;
- сымдардың маркасы мен қимасы таңдалады;
- тұрғызылатын нысандар үшін (ЭБЖ және ҚС) негізгі жабдықтар таңдалады.

Жабдықтарды таңдау режимдерді және қысқа тұцықталу токтарын есептеу негізінде жүргізіледі.

1 Қолданыстағы торап сұлбасының жағдайын талдау

1.1 Жобалау нысанының негізгі мәліметтері

Қазіргі уақытта 110/10 кВ «Шамалған» ҚС құрылысы ауданындағы тұтынушыларды 110 кВ ЭБЖ электрмен жабдықтау 35/10 кВ №126 «ВАСХНИЛ» ҚС іске асады. Бұл электр торапты нысандардың меншіктенушісі «Алатау Жарық Компаниясы» АҚ болып табылады. Қазіргі уақытта №126 «ВАСХНИЛ» 35/10 кВ ҚС (бөлшектеу жоспарланған) 10 кВ шиналарынан жүктеме екі ауыл арасында бір қалыпты емес бөлінеді:

- Жүктеменің көп бөлігі Үшқоңыр (бұрынғы Шамалған) кетеді, тұрғын елдердің саны 16 616 адам;
- 10 кВ 1 фидер – Б.Ашекенов атындағы ауылға (бұрынға Первомайский), тұрғындар саны 3 222 адам.

110 кВ ЭБЖ 110/10 кВ «Шамалған» ҚС құрылысы келесідей мүмкіндіктер береді:

- 35 кВ кернеу класын жою арқылы электр энергияның техникалық шығындарын қысқартуға;
- электр торапты нысандардың аумағында орналасқан мемлекеттік маңызды ғимараттар мен кәсіпорындарды электрмен жабдықтау сенімділігін арттырады;
- Алматы облысының Қарасай және Жамбыл аудандарының 110/35 кВ электр жүйелерінің жұмыс сенімділігін қамтамасыз етеді;
- Жаңа тұтынушыларды қосу мүмкіндігін қамтамасыз етеді;
- №126 «ВАСХНИЛ». 35/10 кВ ҚС жүктемені ауыстыру арқылы 10 кВ жағындағы трансформаторлы қуатты босатуға мүмкіндік береді.

«2012 – 2015 ж.ж АЖК АҚ электр тораптарындағы энергия тиімділігі және энергиямен жабдықтау бағдарламасына» сәйкес «АЖК» АҚ пайдаланатын электр тораптарының энергия тиімділігіне және энергия үнемдеуіне әсер ететін келесі іс шараларды іске асыру жоспарлануда:

1. 0,4 кВ ӘЖ оқшауланған өзін арқалайтын сымдарды ауыстыру арқылы қайта жөндеу;
2. Қолданыстағы 6 кВ тораптарды 10 кВ тораптарға ауыстыру;
3. АСКУЭ жобасын кезең бойынша іске асыру;
4. Электр тораптарын қайта жөндеу және жаңарту, соның ішінде:

- 35 кВ тораптарды жүктемені 110 кВ ҚС ауыстыру арқылы жою;
- 110 кВ ҚС құрылысы;
- өткізгіштік қабілетін жоғарылату үшін 110 кВ ӘЖ қайта жөндеу;
- қосымша трансформаторлы ҚС орнату арқылы «АЖК» АҚ электр тораптарының сұлбасын оңтайландыру;
- трансформаторлы ҚС толық қуатымен жұмыс істемейтін трансформаторларды ауыстыру;
- трансформаторлы ҚС қосымшы трансформаторлар орнату және аса жүктелген трансформаторларды ауыстыру.

5. Кернеуі 220-110 кВ тораптарының Алматы қаласындағы тіректі ҚС 6-10 кВ шиналарында реактивті қуатты қарымталау;

6. 35-110 кВ ҚС өзіндік мұқтаждыққа электр энергия шығынын төмендету.

Экономика саласы бойынша 2012 ж электр энергияның тұтынылу құрылымын (ҚР Алматы облысының сатистикасы бойынша агенттінің мәліметтері бойынша) талдаудан Алматы облысындағы электр тұтынылуының негізгі бөлігін коммуналды-тұрмыстық тұтыну (43%) құрайтынын көруге болады. Сонымен қатар, электр тұтынылу құрылымының мыңызды бөлігін электр энергияны жіберу кезіндегі шығындар (14,6%) алады.

«2012 – 2015 ж.ж АЖК АҚ электр тораптарындағы энергия тиімділігі және энергиямен жабдықтау бағдарламасына» сәйкес жоғарыдағы іс шараларды іске асыру электр энергияның техникалық шығындарын қарастырылатын мерзімде 874 172 мың. кВт·сағ. қысқартуға мүмкіндік береді.

110 кВ ЭБЖ бар 110/10 кВ «Шамалған» ҚС құрылысы жіберілетін электр энергиясының техникалық шығындарын төмендетуге әсер етеді. Жүргізілген есептеулерге сәйкес 110 кВ ӘЖ құрылысы мен «Шамалған» ҚС жобасын іске асыру электр энергиясының техникалық шығынын 169,871 мың. кВт·сағ/жыл. қысқартуға мүмкіндік береді.

1.2 Ауданның географиялық сипаттамасы

Алматы облысы 1932 жылдың 10 наурызында Алматы қаласында қалыптасқан. Облыстың құрамына 18 аудан кірді. 1939 жылдың соңында аудандардың жартысы Жамбыл және Семей облыстарына берілді, Алматы облысының құрамында жаңадан қалыптасқан 7 ауданмен бірге 23 аудан қалды.

1944 жылдың наурыз айында оның құрамынан Талды Қорған облысы шығарылды, оған 11 аудан берілді.

1959 жылдың соңында облыстың құрамынан Алматы қаласы бөлінді. Осы жылы Алматы және Талды-Қорған облыстары біріктірілді, осыдан кейін 1968 жылы Талды-Қорған облысы тағы да бөлініп шықты. Екі облыс соңғы рет 1997 жылы біріктірілді. Облыстың құрамына 16 ауылдық аудандар мен облыстық бағыныстағы 3 қала (Талды-Қорған, Қапшағай, Текелі қалалары) кірді.

Қазақстан Республикасының Президентінің №585 (14 сәір 2001 жыл) «Алматы облысының облыстық орталығын басқа жерге ауыстыру туралы» Жарлығына сәйкес облыс орталығы Талдықорған қаласы болды. Алматы облысы Қазақстан Республикасының оңтүстік-шығысында орналасқан. Аумақтың ауданы 223,9 мың кв.км құрайды, онда 777 елді мекен орналасқан. Тұрғындар 103 ұлттың халықтанына тұрады.

Тау бөктеріндегі аудандарда дала өсімдігі көп, тауға көтерілген сайын жапырақты ормандар қылқан жапырақты орманға ауысады, олар биік тау алқабындағы көгалдар айналады. Жануарлар дүниесі көптеген биологиялық

түрленден тұрады: сүтқоректі хайуандардың – 24, құстардың – 35, бауырымен жорғалаушылар мен балықтардың – 4 түрі кездеседі, олар ерекше қорғалады және Республиканың Қызыл кітабына енгізілген.

Облыс аумағында Алматы қорығы және төрт саябақтан тұратын екі Іле-Алатау және Алтын-Эмель республикалық табиғи саябақ орналасқан. Алматы облысы аграрлық бағыттағы аудандар қатарына жатады. ең маңызды факторы Қазақстанның мәдени және қаржы орталығына, яғни Алмаьы қаласына жақын орналасуы болып табылады.

Облыс орталығы Талдықорған қаласы. Талдықорған қаласынан Астана қаласына дейінгі қашықтық – 1480 км. Облыстың аумағы – 224 мың.кв.км құрайды. Тұрғындар саны 2012 ж. 1 қарашасына – 1 943,9 мың адамды құрады.

1.3 Қолданыстағы және жобадағы сұраныстарды талдау

110/10 кВ «Шамалған» ҚС бірінші кезекте Алматы облысының Қарасай ауданын электрмен жабдықтау сенімділігін жоғарылату үшін, сонымен қатар қарастырылатын аудандағы электр энергияға келештегі сұранысты қамтамасыз ету үшін арналған. 110/10 кВ «Шамалған» ҚС пайдалатудан түсетін табысқа (кіріс) трансформаторлы ҚС 38 МВА арттыру есебімен және екі транформацияның кетуі есебімен қол жеткізіледі.

Электр энергияға сұраныс электр тұтынылуының және электрлік жүктеменің максимум көрсеткіштерімен сипатталады, олардың есептік мерзімдегі динамикасы 1.1 кестеде көрсетілген.

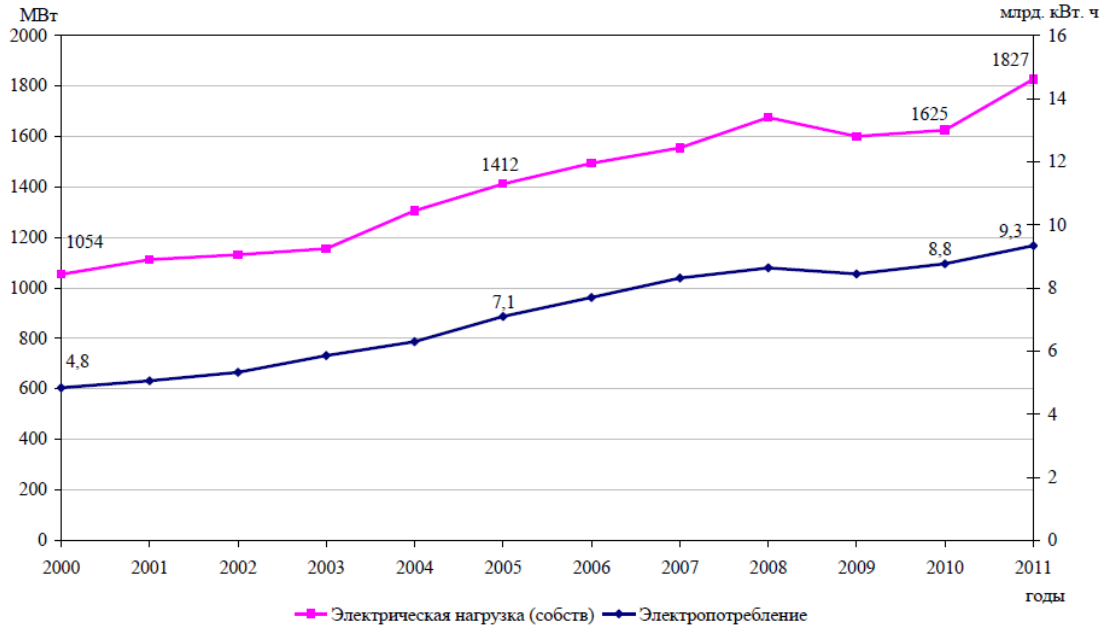
1.1 кесте – Электр энергияға сұраныс, млрд. кВт.сағ/МВт.

Атауы	2005 ж.	2006ж.	2007ж.	2008ж.	2009ж.	2010ж.	2011ж.
Алматы облысы							
1. Электр тұтынылуы	7,09	7,70	8,31	8,63	8,44	8,76	9,33
2. Өсудің орта жылдық қарқыны (%)	12,6	8,5	8,0	-2,2	3,8	3,8	6,5
3. Электр жүктемесінің максимумы, (өзіндік)	1412	1494	1555	1675	1600	1625	1827

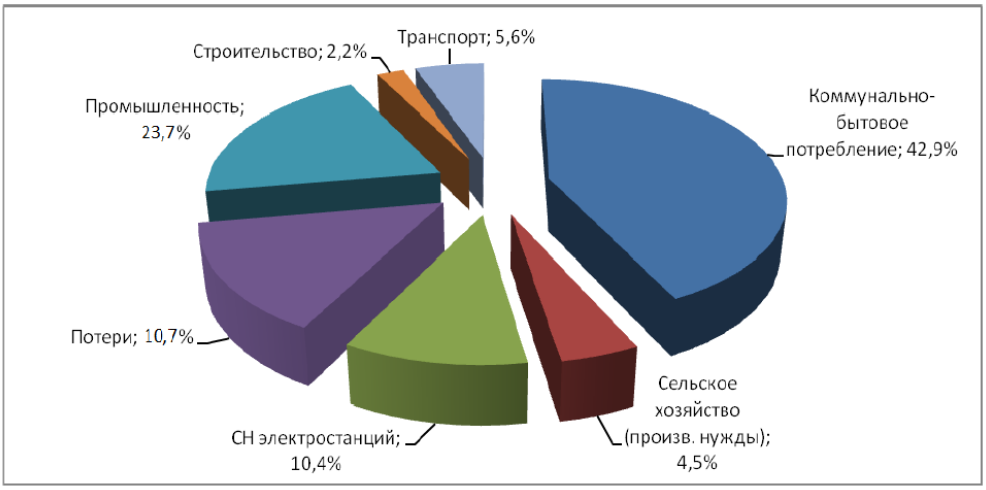
2011 ж Алматы облысындағы электр тұтынылу 9,33 млрд. кВт.сағ. құрайды және 2010 ж. деңгейіне дейін 0,57 млрд. кВт.сағ немесе 6,5% дейін өсті. Электрлік жүктеменің өзіндік максимумы 2010 жылдың 202 МВт салыстырғанда 1827 МВт құрады. Өзіндік электр станциялары электр энергия саласындағы 62,0% қажеттілікті қамтамасыз етті. Алматы облысы бойынша электрлік жүктеме мен электр тұтынылу динамикасы 1.1 суретте көрсетілген.

2012 жылға экономика саласы бойынша ҚР статистика Агенттігінің электр энергия тұтынылуының құрылымы бойынша мәліметтері 1.2 суртте көрсетілген. Алматы облысындағы электр тұтынылуының негізгі бөлігін коммуналды-тұрмыстық тұтыну (43%) құрайды, сонымен қатар, электр тұтынылу құрылымының мыңызды бөлігін электр энергияны жіберу кезіндегі

шығындар (10,7%) алады, ал 110/10 кВ «Шамалған» ҚС құрылысы ең алдымен электр энергияны тасымалдау кезіндегі электр энергияның техникалық шығындарын төмендетуге арналған.



1.1 сурет – 2000 – 2011 жылдары Алматы облысындағы электрлік жүктемелер және электр тұтынылу динамикасы



1.2 сурет – Алматы облысында 2012 ж. экономика саласы бойынша электр энергия тұтыну құрылымы

Электр тұтынылуының өсуі экономика дамуының жақсы динамикасын сипаттайды және келесі құжаттар бойынша іске асырылатын іс шараларды орындаумен негізделеді:

- Қазақстан Республикасын 2020 жылға дейін дамытудың стратегиялық жоспары;

- елді 2020 жылға дейін аумақтық-кеңістікті дамытудың болжамды сұлбасы;

- ҚР индустриялды-инновациялық дамуын жылдамдату бойынша мемлекеттік бағдарлама, 2010 – 2014 ж.ж.;

- «2020 табыскерліктің (бизнестің) жол картасы»;

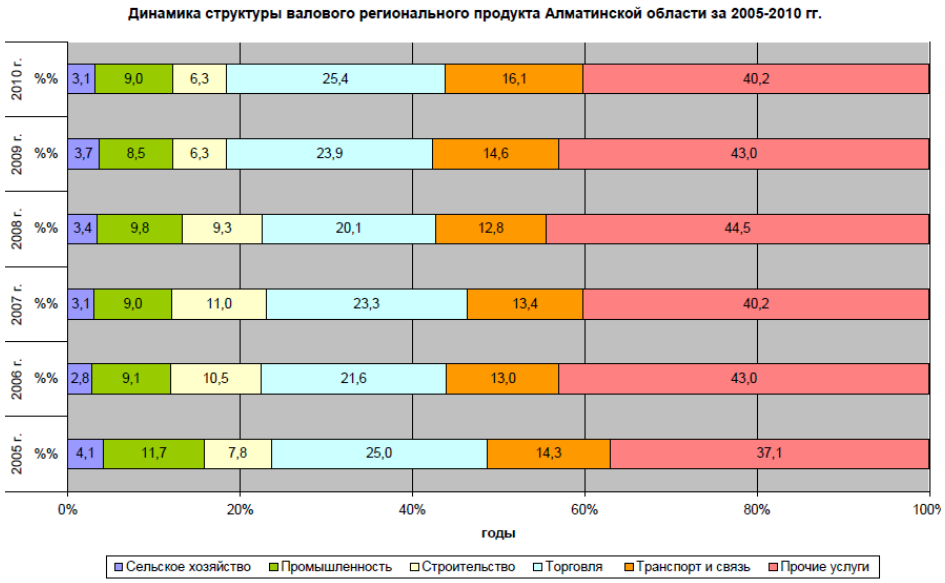
- 2010-2014 ж. Қазақстанды индустрияландыру картасы.

Аумақтық өнімнің есептік мерзімдегі жалпы өсу динамикасы қарастырылатын аданның экономикасының тұтақты дамуын сипаттайды (1.2 кесте).

1.2 кесте – Жалпы аумақтағы өнімнің (ВРП) өсу динамикасы, (млрд.теңге)

Атауы	2005 ж.	2006 ж.	2007 ж.	2008 ж.	2009 ж.	2010 ж.
Алматы облысы	1820,0	2681,3	3226,6	3626,9	3948,5	4921,1
Өсудің орта жылдық қарқыны, %	33,8%	47,3%	20,3%	12,4%	8,9%	24,6%

2010 жылы келтірілген талдаулар бойынша жалпы аумақтағы өнім көлемінің өсуі 2009 ж салыстырғанда Алматы облысында - 24,6%. Сонымен бірге, Алматы облысы бойынша 2005 – 2010 ж. бұл көрсеткіштердің өсуі 22% құрады. Алматы облысы бойынша ВРП құрылымының динамикасы 1.3 суретте көрсетілген.



1.3 сурет - 2005 – 2010 ж.Алматы облысындағы ВРП құрылымының динамикасы

Келтірілген мәліметтерден Алматы облысы бойынша ВРП құрылымы 2005 – 2010 жылдар арасында көп өзгерген жоқ, товарларды өндіру үлесі 23,6% дан 18,4% төмендеді және қызмет көрсеті үлесі 76,7%-дан 81,6% жоғарылады. Болжамдық сұранысты бағалау екі нұсқа үшін ВВП

энергиясыйымдылығын 2015 жылға кемінде 10% және 2020 жылға - 25% төмендету бойынша көрсеткіштерді ескеріп орындалған:

- базалық, электр тұтыну деңгейі мен электрлік жүктемелердің минималды деңгейіне сәйкес келеді және әлемдік тәжірбиеде кеңінен қолданылатын ВВП өсуіне қатысты электр энергияға сұранысты бағалау әдісімен анықталады, ВВП 2011-2030 ж.ж. жобаланатын өсуінене 7% көлеміне қарай;

- оптимистік, электр тұтыну деңгейі мен электрлік жүктемелердің минималды деңгейіне сәйкес келеді және келесі мәндерді талдау негізінде жаңа тұтынушыларды енгізу бойынша ақпараттарға байланысты анықталады;

- қолданыстағы өндірістік тұтынушылар мен жаңа тұтынушылардың өтініші бойынша ақпараттар;

- бекітілген дамыту бағдарламаларына сәйкес инвестициялық жобалаурды іске асыруға белгіленген тізімдер;

- тапсырыс берушінің ұсынысы бойынша тұтынушыларды қосуға «KEGOC» АҚ, «АЖК» АҚ берілген техникалық шарттары;

- тапсырыс берушінің ұсынысы бойынша бұрын қабылданған шешімдері;

- қалалардың тұрғындар саны және қоғамдық, тұрғын үй құрылыстарын енгізу бойынша бас жоспар;

- коммуналды-тұрмыстық секторларда электр тұтынылуының меншікті нормалары. Сонымен қатар жұмыс барысында жаңаң тұтынушыларды енгізу бойынша сұраныстарға берілген жауаптар негізіндегі электрлік жүктемелерді анықтау орындарған. Алматы облысының, Алматы қаласында электрлік жүктемесі 150 МВт жаңа индустриялық аумақтың құрылысы жоспарлануда. Сонымен бірге, Астана- Алматы жылдамдығы жоғары темір жол магистралінің құрылысы да жоспарлануда (Алматы облысында – 92 МВт, Қарағанды облысында – 75 МВт). 2030 жылға дейінгі мерзімдегі тұрғындардың болжамдық саны 1.3 кестеде көрсетілген.

1.3 кесте - 2030 жылға дейінгі мерзімдегі тұрғындар сынын болжау

Облыс атауы	2005 ж.	2010 ж.	2012 ж	2015 ж.	2020 ж.	2030 ж.
Алматы облысы	2851,7	3287,4	3353,9	3789	3469	4427

Электр тұтынылуының өсуі қолданыстағы кәсіпорындарда жаңа өндірісті дамыту және техникалық қайтақұралдандыру, жаңа кәсіпорындарды тұрғызу есебімен қарастырылады. Алматы облысында келесі жобаларды іске асыру жоспарлануда:

- «Медеу – Шымбұлақ» тау шаңғы шипажайын кешенді дамыту (жоба индустрияландыру картасына қосылған және іске асырылған);

- «Алатау ақпараттық технологиялар саябағы (парк)» арнайы экономикалық аумақты құру;

- Қазақстан мен Қытайды байланыстырушы Достық–Алашанькоу халықаралық темір жол өтпелерінің ауданында қытай тауарларын Европа мен

Ресейге жеткізу бойынша жер бетіндегі көлік дәлізін қалыптастырушы «Достык» СЭЗ құру;

- «ПТЭЗ «Хоргос – Шығыс қақпасы»(соның ішінде МЦПС «Хоргос») СЭЗ шекаралық сауда-экономикалық аумағын құру. МЦПС «Хоргос» іске қосылуы үшін қажетті инфрақұрылымның барі жасалған;
- «Талдықорған» индустриалды аумағын құру, ол ауыл шаруашылық өнімдерін, кіші машина жасау, электротехника, тігін өндірісі, құрылыс индустриясын қайта жөндеу саласына бағытталады;
- Алматы қаласынан шығарылатын ірі индустриалды кәсіпорындарды орналастыру үшін «Арна» индустриалдық аумағын құру;
- Междуреченск өндірісі аумағын құру;
- СЭЗ ПИТ - 2, 3 арнайы экономикалық аумақты құру;
- «Коксайский ГОК» тау металлургиялық кәсіпорынының құрылысы;
- қазақсатн шекарасында «Хоргос» сауда аумағына келтірілетін Жетыген-Коргос темір жол желісінің құрылысы (жоба индустрияландыру картасына енгізілген және тұрғызылған);
- Актогай – Мойынты, Актогай – Достык, Актогай – Алматы темір жолдарын электрлендіру, әзірге ТЭО жасалған, жобалау жүргізілмейді, қазіргі уақытта 2015 ж қарастырылады;
- Алматы қаласындағы метроның құрылысы (2-ші кезекте 1-ші желі Алатау станциясынан Қалқаман ықшам ауданына дейін, 2-ші желі «Райымбек Батыр станциясынан Алматы – 2 темір жол вокзалына дейін);
- жеңіл рельстік көлігін жасау. Тұрғындар тасымалдау қабілеті жоғары, экологиялық таза, заманауи, жабдықталған көлік түрімен қамтамасыз етіледі;
- жылдамдығы жоғары Астана – Алматы темір жол магистралінің құрылысы;
- жаңа тұрғын үйлер құрылысы және қаланы дамыту, бас жоспарға сәйкес Алматы қаласында спутниктерді дамыту;
- Қапшағай су қоймасының жағалауында туризм индустриясының нысандарын тұрғызу;
- Жаңа – Іле туристтік кешенінің құрылысы.

1.4 кестеде электр тұтынылу мен электр жүктемесінің келешекті деңгейі көрсетілген.

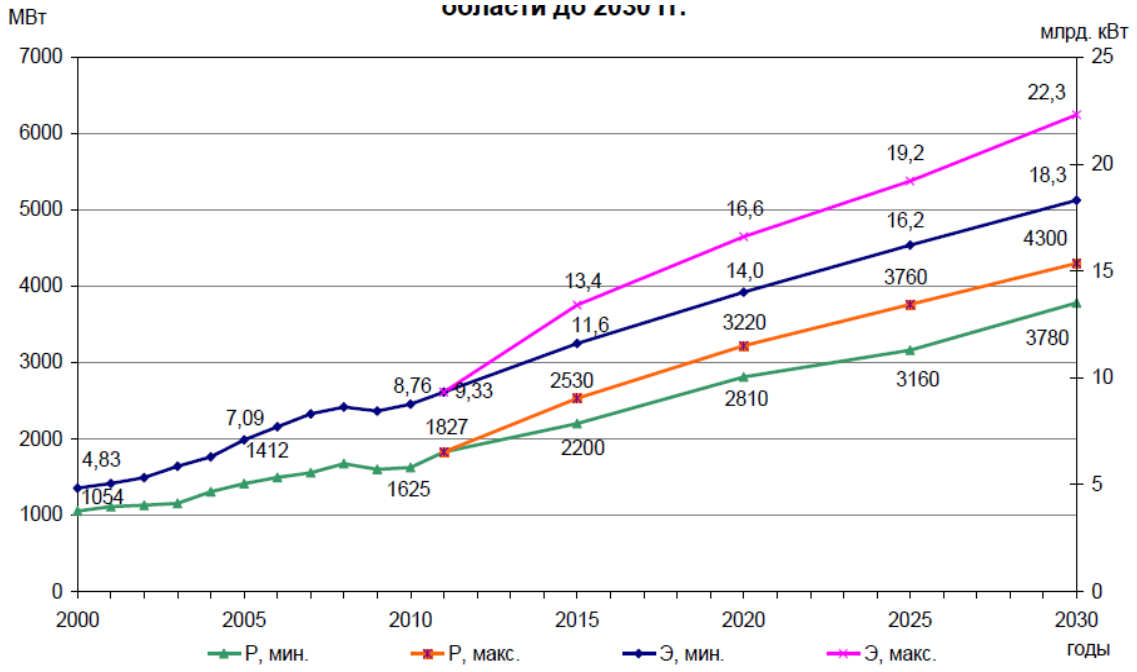
2030 ж. дейінгі келешекте Алматы облысындағы электрлік жүктеменің максимумы және электр тұтынылу деңгейінің өзгеру динамикасы 1.4 суретте көрсетілген.

1.4 кесте - Электр тұтынылу мен электр жүктемесінің келешекті деңгейі

Атауы	2011	2015		2020		2025		2030	
	Есеп	Болжам							
		мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.
Алматы облысы									
1. Электр тұтынылу, млрд. кВт.ч	9,33	11,6	13,4	14,0	16,6	16,2	19,2	18,3	22,3

1.4 кестенің жалғасы

2. Өсудің орта жылдық қарқыны, (%%)	6,5	5,6	9,5	3,8	4,4	3,0	3,0	2,5	3,0
3. Электрлік жүктеменің максимумы (өзінд), МВт	1827	2200	2530	2810	3220	3160	3760	3780	4300



1.4 сурет – Алматы облысының 2030 ж. дейінгі электрлік жүктемесі және электр тұтынылу динамикасы

1.4 Қолданыстағы және болжамдық ұсыныстарды бағалау

01.01.2012 ж. электр энергияның бекітілген және қолданыстағы қуаты (ажыраулар мен шектеулер себебі көрсетілген) 1.5 кестеде көрсетілген.

2011 ж. ажыраулар мен қуат шектеуінің негізгі себептеріне келесілер жатады:

- қазандық қуат жеткіліксіздігі;
- жылу тұтынылуының жеткіліксіздігі;
- негізгі және қосымша жабдықтардың тозуы;
- жобалық емес отынды жағу;
- төменгі бьефтағы судың шығынын шектеу.

Алматы облысының ерекшелігі оның аумағында Қазақстанның БЭЖ негізгі реттелетін қуат көздері – Қапшағай СЭС орналасуы болып табылады. Бірақ, төменгі бьефтағы деңгейдің тербелуін шектеу Қапшағай СЭС реттеулік деңгейінің төмендеуіне әкеледі. Электр станциялар бойынша электр энергияны өңдеу көрсеткіштері 1.6 кестеде келтірілген.

1.5 кесте – Электр станцияның қолданыстағы және бекітілген қуат көрсеткіштері, 01.01.2012 ж (МВт)

Электр станцияның атауы	$P_{уст}$	$P_{расп}$	Қуат үзіктері	Үзілу (ажырау) себептері
Алматы облысы	1297,1	882,0	415,1	
Алматы ЖЭО-1, «АлЭС» АҚ	145	111	34	23 МВт нашарлаған вакуум режимінде жұмыс істейтін турбиналанрдан жылудың жеткіліксіз тұтынылуы. Қазандық қуаттың жеткіліксіздігі – 11 МВт.
Алматы ЖЭО-2 «АлЭС» АҚ	510	411	99	"Т", "Р", "ПТ" - 81 МВт типтегі турбоагрегаттардан жеткіліксіз жылу тұтынылуы. Сапасы нашар отынды жағу. (Екібастұз көмірі) - 18 МВт.
Алматы ЖЭО-3 "АлЭС" АҚ	173	173	-	-
Капшағай СЭС "АлЭС" АҚ	364	140	224	Су қоймасының іске қосылу режимі бойынша
Алматы каскады СЭС, "АлЭС" АҚ	46,9	15	31,9	Су ағыны бойынша
Есік СЭС-2 "ЭнергоАлем" ЖШС	5,1	1,4	3,7	Су ағыны бойынша
Текелі ЖЭО-2	24	24	-	-
Талды-Корған СЭС	7,1	2,7	4,4	Су ағыны бойынша
Каратал СЭС-1	10,1	1,9	8,2	Су ағыны бойынша
Каратал СЭС-2 «АСПМК-519» ЖШС	4,4	0,8	3,6	Су ағыны бойынша
Каратал СЭС-3 «АСПМК-519» ЖШС	4,4	0,8	3,6	Су ағыны бойынша
Каратал СЭС-4 «АСПМК-519» ЖШС	3,1	0,4	2,7	Су ағыны бойынша

Келтірілген көрсеткіштерді талдау Алматы облысындағы 2011 жылы электр станцияларда электр энергияны өндіру 2010 жылмен салыстырғанда сол деңгейде қалғанын көрсетеді.

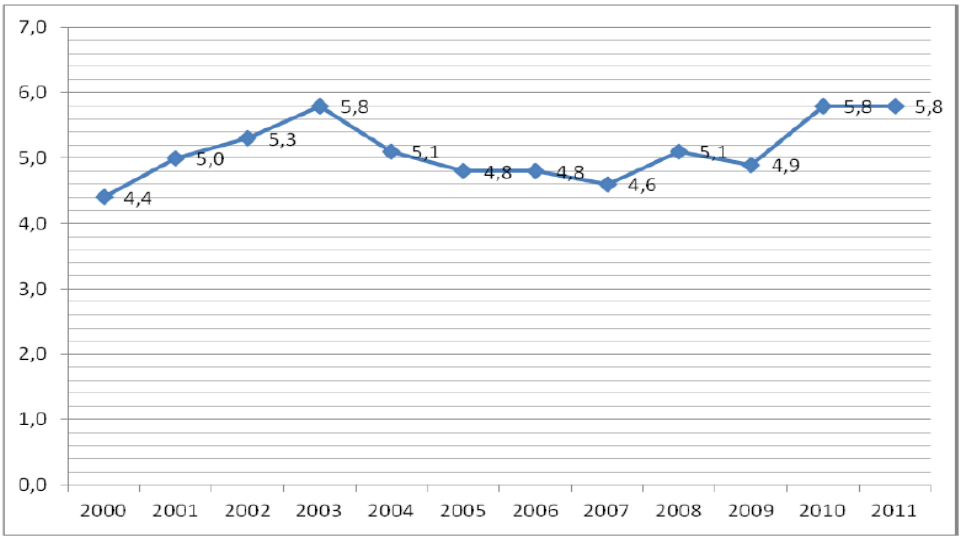
Есептік жылдарында электр станцияларда электр энергиясын өндіру динамикасы (млрд. кВт·сағ) 1.5 суретте көрсетілген.

Алматы облысындағы электр станцияларды дамыту келесі негізгі бағыттар бойынша іске асады:

- қолданыстағы электр станцияларды техникалық жабдықтау және жабдықтарды жаңарту;
- қолданыстағы электр станцияларға жаңа қуат енгізу;
- жаңа электр станцияларын тұрғызу;
- жаңғыртылған энергия көздері теңгеріміне қызықтыру (кіші СЭС, ЖЭС, СЭС).

1.6 кесте – Электр станциялар бойынша электр энергия өндіру көрсеткіштері (млрд.кВт.сағ.)

№	Атауы	2008 ж.	2009 ж.	2010 ж.	2011 ж.
	Алматы облысы	5,09	4,86	5,77	5,78
1	Алматы ЖЭО-1 "АлЭС" АҚ	0,45	0,43	0,44	0,44
2	Алматы ЖЭО-2 "АлЭС" АҚ	2,27	2,19	2,21	2,40
3	Алматы ЖЭО-3 "АлЭС" АҚ	0,86	0,84	0,8	0,89
4	Капшағай СЭС "АлЭС" АҚ	1,06	0,98	1,78	1,48
5	Алматы СЭС каскад "АлЭС" АҚ	0,19	0,20	0,22	0,22
6	Есік СЭС-2 "ЭнергоАлем" ЖШС	0,003	0,014	0,02	0,02
7	Текелі ЖЭО2	0,18	0,13	0,19	0,20
8	Талды-Корған СЭС	0,068	0,028	0,024	0,023
9	Каратал СЭС-1-4		0,06	0,09	0,1



1.5 сурет – Электр станцияларында элект энергиясын өндіру динамикасы (млрд.кВт·сағ.)

Қолданыстағы көздерді дамытуды техникалық қайта жабдықтау және жаңа қуаттарды енгізу есбімен іске асыру жоспарлануда:

Алматы ЖЭО – 1.

Табиғи және сапалық ескірген жабдықтарды ауыстыру үшін, соынмен қатар станцияның Алматы қаласының экологиясына зиянды әсерін төмендету үшін станцияны бу газды қондырғылары бар газға ауыстыру. «Самрұқ-Энерго» АҚ Ғылыми техникалық кеңесінің шешімімен АЖЭО-1 2 ГТ-32 газ турбинасымен жабдықтау қарастырылады.

Алматы ЖЭО-3.

«АлЭС» АҚ ұсыныстарына сәйкес 2015 ж дейін қолданыстағы ТА ст. №1-3 3х41 МВт (123 МВт) шығару және ТА ст. №4 50 МВт сақтау, 2020 жылға дейін техникалық қайта жабдықтау есебімен станцияның қуаты 100 МВт құрауы керек.

Қапшағай СЭС.

2016-2017 ж.ж. гидроагрегаттарды ауыстыру және станцияныфң қуатын 364 МВт 434 МВТ дейін жоғарылату арқылы қайта жөндеу қарастырылады.

Алматы СЭС каскады (АГЭС). ТЭО негізгі қорларды жаңарту, қайта жөндеу, оңалтуға сәйкес (ТОО «Казгидро», 2010 ж) қуаты 2,4 МВт ГЭС–9-11 пайдаланудан шығару және қуаты 5 МВт түйінді ГЭС-12 құрылысы, сонымен қатар Талғар ГЭС ГЭС-1, 2, 8а, гидорагрегеттарын ауыстыру қарастырылады. Сонымен бірге каскадтың қуаты 46,9 МВт-тан 57,7 МВт көтеріледі.

Алматы ЖЭО-2. «АЖЭО-2 кеңету және қайта жөндеу» жобасына сәйкес келешектегі жылу жүктемелерун жабу шарты бойынша №7, 8 Т120/130-130 турбоагрегаттарды орнату қарастырылған. Қазіргі уақытта «АлЭС» АҚ мәліметтері бойынша бұл жобаны 2020 жылға дейін іске асыру жоспарланбаған.

Алматы облысының электр энергиясының теңгерімі 1.7 кестеде көрсетілген.

Алдағы қуат және электр энергия жеткіліксіздігін қамтамасыз ету Қазақстанның БЭЖ электр станцияларынан алу есебімен қарастырылады. Балқаш ЖЭО іске қосылуының кешігуіне байланысты болжамдық жеткіліксіздіктерді қамтамасыз етудің негізі көзі Солтүстік-Оңтүстік жүей аралық электр берілісі болып табылады, 1.8 кестеде жалпы Оңтүстік Қазақстанның қуат теңгерімі көрсетілген.

1.7 кесте – Алматы облысының электр энергия теңгерімі (баланс)

№	Атауы	2011ж. есепт	2015 ж.		2020 ж.		2025 ж.		2030 ж.	
			мин	макс	мин	макс	мин	макс	мин	макс
1	Қажеттілік									
	Электр энергия тұтынылуы	9,33	11,6	13,4	14,0	16,6	16,2	19,2	18,3	22,3
2	Жабын									
2.1	Электр энергия өндірісі	5,78	6,4/ 6, 5	6,4/ 6, 5	10.3/ 12.9	10.3/ 16,3	16,2/ 17,6	19.8/ 21,2	17,3/ 18.7	24.0/ 25.4
3	жеткіліксіздік (+), артықшылық (-)	3,56	5,2/ 5,1	7,0/ 6,8	3,7/ 1.1	6.3/ 0.3	-0,1/ -1.5	-0.6/ -2,1	1/0.4	-1.7/ -3,2
4	Ағындар	3,56	5,2/ 5,1	7,0/ 6,8	3,7/ 1.1	6.3/ 0.3	-0,1/ -1.5	-0.6/ -2,1	1/0.4	-1.7/ -3,2

1.8 кесте – Оңтүстік Қазақстанның қуат теңгерімі (балансы)

№	Атауы	2011ж есепт	2015 ж.		2020 ж.		2025 ж.		2030 ж.	
			мин	макс	мин	макс	мин	макс	мин	макс
1	Қажеттілік									
1.1	Максималды электр жүктемесі (өзінд)	3309	3900	4620	4760	5550	5220	6370	6240	7230
1.2	Қажетті қуат қоры		399	471	554	646	607	740	725	840
2	Жабын									
2.1	Электр станцияның бекітілген қуаты	3007	3453/ 3509	3453/ 3509	5210/ 5921	5210/ 5921	6545/ 6893	7205/ 7553	6896/ 7252	8216/ 8572
	БТЭС		0	0	660/ 1320	660/ 1320	1320	1980	1320	2640
	Электр станцияның қолданыстағы қуаты	2563	2910/ 2930	2910/ 2930	3731/ 4412	3731/ 4412	5074/ 5357	5734/ 6017	5171/ 5459	6491/ 6779
2.2	БТЭС		0	0	340/ 1000	340/ 1000	1320	1980	1320	2640
	Қуат резерві	0	330	180	230/ 33 0	230/ 33 0	450	550	450	550
2.3	Теңгерімде қолданылатын қуат	1665	2441/ 2461	2614/ 2634	2323/ 2904	2608/ 3189	3446/ 3709	4006/ 4269	3542/ 3811	4762/ 5031
2.4	БТЭС		0	0	340/ 900	340/ 900	1120	1680	1120	2340
	Жеткіліксіздік (+)	1644	1460/ 1440	2007/ 1987	2437/ 1856	2942/ 2361	1774/ 1511	2364/ 2101	2698/ 2429	2468/ 2199
3	Ағындар	1644	1460/ 1440	2007/ 1987	2437/ 1856	2942/ 2361	1774/ 1511	2364/ 2101	2698/ 2429	2468/ 2199
	Солтүстік аумақтан	1532	1460	1560	2437	2200	1774	2364	2698	2468
	Орталық Азиядан		1120	447/ 427	0	742	0	0	0	0

2 110 кВ электр тораптарын дамыту

Алматы облысы Қарасай ауданындағы Үшқоңыр ауылының оңтүстігінде 110 кВ – АТҚ бар 110/10 кВ «Шамалған» ҚС құрылысы қарастырылады, «Трансформатор тізбектерінде ажыратқыштары бар және трансформаторлар жағында жөндеу мойнағы бар көпірше» 110-5АН типтік сұлбасы бойынша орындалған (2.1 сурет), әрқайсының қуаты 25 МВА екі трансформатор орнатылған.

110/10 кВ «Шамалған» ҚС қорегі ТУ АҚ «АЖК» № 25.1-2504, 14.05.2013 ж. сәйкес №94А «Солтүстік Каскелен» ҚС – №28А «Каргалы» ҚС 110 кВ ӘЖ арқылы іске асыру жоспарланады (1.2 сурет).

110 кВ ӘЖ құрылысы үшін АС120/19 маркасындағы сымдар қабылданған (қолданыстағы 110 кВ ӘЖ сымдарына ұқсас).

- қолданыстағы №133 А 110 кВ ӘЖ 110/10 кВ «Шамалған» ҚС кіруі – 290 м;
- қолданыстағы №133 А 110 кВ ӘЖ 110/10 кВ «Шамалған» ҚС шығуы – 210 м.

2.1 Қалыпты және апаттан кейінгі режимдердегі электрлік есептеулер

Электрлік тораптардың режимін есептеу келесілерді анықтау үшін жүргізіледі:

- торап элементтерінің жүктемесін, қуат ағынымен болжалды тораптың өткізгіштік қабілетіне сәйкестігін;
- сымдар мен кабельдердің қималарын және трансформаторлар мен автотрансформаторлардың қуаттарын;
- торап элементтері мен түйіндердегі кернеудің деңгейін, кернеудің рұқсат етілген деңгей шегінде болуын қамтамассыз ететін іс шараларды; торап жұмысының тиімділігін бағалау үшін электр энергия және қуат шығындарын және шығынды төмендету әдістерінің тиімділігін;
- ҚТ токтарының деңгейін, ҚТ токтарын шектеу бойынша іс шараларды;
- тұрақтылық шарттары бойынша тораптың өткізгіштік қабілетін.

Қалыптасқан режимдердің келешегін талдау кезінде торап бойынша қуат ағынын энерго жүйенің қалыпты режимдерінде орын алатын есептік ұзақ (жүйелі) және қалыпты режимнен кездейсоқ ауытқумен анықталатын есептік максимал (жүйесіз) ағындар деп ажыратуға болады.

Қуаттың есептік ұзақ ағындары («балансты» немесе «режимді») электр энергияның жыл және тәулік ішінде өндірілу мен тұтынылуының өзгеуімен анықталады, ұзақтығы жоғары (1000 сағат және одан жоғары) және электр энергия берілісімен, ал қуаттың кепілді ағындары кезінде электр энергия ауысуымен байланысты болады.

Активті қуат ағындарының өзгеру сипаты үш негізгі факторлармен анықталады: жеке түйіндердің жүктеме графиктерімен, генерацияланатын

көздердің жұмыс режимдерімен, қарастырылатын энерго жүйе қуатының көршілесімен ауысу шарттарымен.

Жалпы жағдайда энерго жүйенің тораптары бойынша активті шығындар барлық үш фактордың функциясы болып табылады.

Реактивті қуат ағындарын қалыптастыруға активті қуат ағынын анықтайтын факторлардан басқа, тораптағы реактивті қуат шығындары мен кернеуі 220 кВ және одан жоғары желінің зарядты қуаты әсер етеді.

Қуаттың есептік ұзақ ағынының ең үлкен мәнін анықтау үшін келесі режимдер қарастырылады:

- қысқы тәуліктегі максимал жүктемелерді (18 – 19 сағат), электр станция қуатының ең үлкен қолданумен және электр энергияны жоғары тұтынуға байланысты қуат ағындары пайда болғанда;

- қысқы тәулікте жүктеменің күндізгі төмендеуі (12-14 сағат), максимал жүктememен салыстырғанда жүктеменің төмендеуі кезінде шың электр станцияның тоқтауымен байланысты қуат ағындары пайда болғанда;

- қысқы тәуліктегі минималды жүктемелер (түнгі 1 – 3 сағат), жергілікті қуат артықшылығының пайда болуына байланысты қуат ағындары пайда болғанда;

- жазғы тәуліктегі максимал жүктемелер (22 – 22 сағат), электр станцияларда күрделі жөндеу жүргізумен байланысты қуат ағындары пайда болғанда.

Қуаттың жүйесіз ағынының ең үлкен мәнін анықтау үшін апаттан кейінгі режимдер қарастырылады, олар келесі жағдайларда пайда болады:

- ең көп жүктелген желілер, трансформаторлар мен автотрансформаторлар ажыраганда;

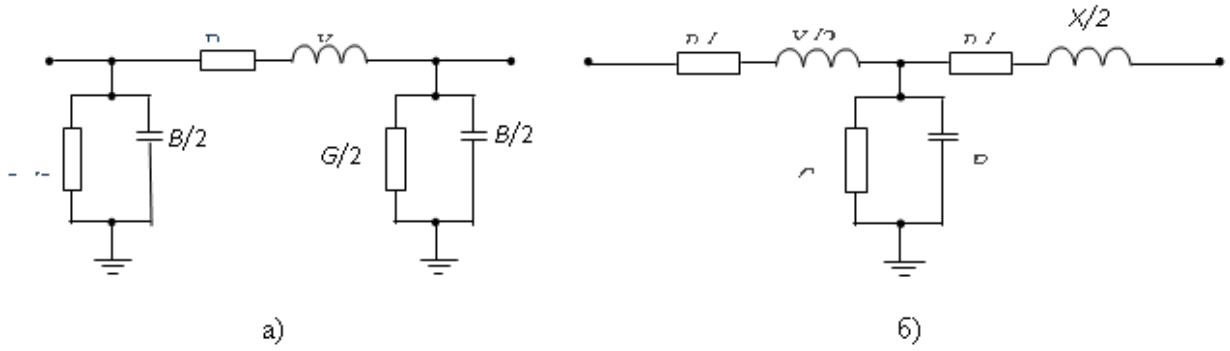
- генерацияланатын қуаты жоғары жеке түйіндегі (ауданда) апатты шығыста;

- берілген түйінде (ауданда) орналасқан бос апатты резервті оны жүйенің басқа бөлімдеріне жіберу үшін мобилизациялаудың қажеттілігі.

2.2 Қалыптасқан режимдерді есептеу үшін алмастыру сұлбасы

Электр тораптың есептік сұлбасы электр беріліс желісінің, трансформаторлардың, автотрансформаторлардың, реакторлардың, конденсатор батареяларының алмастыру сұлбасынан құралады.

110 кВ және одан жоғары және ұзындығы 300-400 км дейін электр беріліс әуе желілері П және Т-тәрізді алмастыру сұлбасымен көрсетіледі (2.3 сурет).



а) б)

2.1 сурет – ЭБЖ алмастыру сұлбасы
а) П – тәзріздес; б) Т – тәріздес

Активті кедергі (Ом) келесідей анықталады:

$$R = r_O \cdot l, \tag{2.1}$$

мұндағы l – желі ұзындығы, км,

r_O – меншікті активті кедергі, Ом/км, сымдардың температурасы $+20^0$C.

Сымның температурасы өзгеретін болғандықтан t температура кезінде R кедергі келесідей анықталады:

$$R_t = R_{20}(1 + 0{,}004(t - 20)) \tag{2.2}$$

Реактивті кедергі келесі формула бойынша анықталады (Ом):

$$X = x_O \cdot l, \tag{2.3}$$

мұндағы x_O – меншікті реактивті кедергі, Ом/км.

$$x_0 = 0{,}144 \cdot \lg \frac{D_{ср}}{\sqrt[n]{r a_{ср}^{n-1}}}; \tag{2.4}$$

мұндағы $D_{ср}$ - фазалар арасындағы орта геометриялық қашықтық, см;

r - сымның радиусы, см;

$a_{ср}$ - бір фазаның сымдары арасындағы орта геометриялық қашықтық,

n - фазадағы сымдардың саны.

Активті өткізгіштік (егер ӘЖ үшін қалыптасқан режимнің есептемелері 330 кВ және одан жоғары болса, тәждегі шығынды ескеріп орындалады) келесі формуламен есептеледі, См:

$$G = g_0 \cdot l. \tag{2.5}$$

Меншікті активті кедергі келесідей анықталады:

$$g_0 = \frac{\Delta P_{кор}}{U^2_{ном}}. \tag{2.6}$$

Реактивті өткізгіштік (См) келесідей анықталады:

$$B = b_O \cdot l, \tag{2.7}$$

мұндағы b_O – меншікті реактивті өткізгіштік, См.

Меншікті реактивті өткізгіштік, См/км, келесй формула бойынша анықталады:

$$b_O = \frac{7{,}58}{\lg\left(D_{ср} / \sqrt[n]{ra^{n-1}_{ch}}\right) \cdot 10^{-6}}. \tag{2.8}$$

110 – 330 кВ (кейде 500 кВ) тораптардағы есептеулер үшін электр беріліс желісі жеңілдетілген алмастыру сұлбасымен көрсетіледі, мұнда

$$Q_{зар} = q_O \cdot l. \tag{2.9}$$

Меншікті зарядты қуат, Мвар/км келесідей анықталады:

$$q_O = b_0 \cdot U^2. \tag{2.10}$$

35 кВ ӘЖ зарядты қуатты төменгі есептеулерде есепке алмайды:

Электр берілістің кабельді желілері әуе желілері сияқты П – тәріздес алмастыру сұлбасымен көрсетіледі. 110 кВ және одан жоғары КЖ үшін активті өткізгіштікті *G* ескеру қажет, ол кабель оқшауламасындағы *B* және *tg* δ реактивті өткізгіштіктің белгілі мәндері бойынша есептелетін активті қуат шығынымен анықталады:

$$\Delta P_{из} = U^2_{ном} B \operatorname{tg}\delta = U^2_{ном} G, \tag{2.11}$$

содан

$$G = B\mathrm{tg}\delta. \qquad (2.12)$$

Екі орамды трансформаторлар мен автотрансформаторлар үш сәулелі алмастыру сұлбасымен көрсетіледі 14.2 сурет). Әр орамалар үшін R және X мәндері екі орамды трансформаторлар сияқты анықталады, ал $u_{\hat{e}}$ және $Ð_{\hat{e}}$ шамалары келесі формулалар бойынша анықталады:

$$U_{кв} = 0{,}5 \cdot (U_{квн} + U_{квс} - U_{ксн});$$

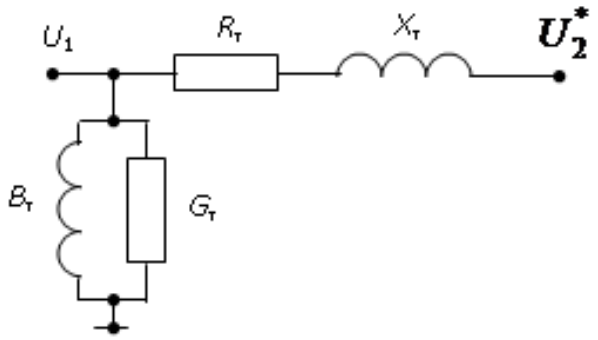
$$U_{кс} = 0{,}5 \cdot (U_{квс} + U_{ксн} - U_{квн});$$

$$U_{кн} = 0{,}5 \cdot (U_{квн} + U_{ксн} - U_{квс}).$$

$$\Delta P_{кв} = 0{,}5 \cdot (\Delta P_{квн} + \Delta P_{квс} - \Delta P_{ксн});$$

$$\Delta P_{кс} = 0{,}5 \cdot (\Delta P_{квс} + \Delta P_{ксн} - \Delta P_{квн});$$

$$\Delta P_{кн} = 0{,}5 \cdot (\Delta P_{квн} + \Delta P_{ксн} - \Delta P_{квс}).$$



2.2 сурет - Екі орамды трансформатордың Г – тәріздес алмастыру сұлбасы

Активті қуат көздері (генераторлар) алмастыру сұлбасында тұрақты генерацияланатын қуатпен беріледі. Олардың біреуі үшін қуат берілмеу керек, себебі тораптағы қуаттың шығыны алдын ала белгісіз болады, сондықтан есептеу алдында балжанып бағаланады. Бұндай түйін теңгеруші (баланстаушы) деп аталады. Теңгеруші түйін ретінде ең үлкен электр станцияның немесе жақын энергия жүйенің қосылу орнын (пунктін) қабылдайды, қуаттың өзгеру есебінен шығынды алдын ала анықтаудың дәлсіздігі қарымталанады.

Активті қуат көздері (тұтынушыларда орнатылған генераторлардың, синхронды компенсаторлардың және конденсатор батареяларының жартысы) тұрақты генерацияланатын қуат және күрделі тәуелділіктер ретінде берілуі мүмкін: генераторлар мен статикалық компенсаторлар үшін беру диапазоны және қуатты тұтыну, арнайы алмастыру сұлбасы.

Реактивті қуат көздерінің жүктемесін анықтау режимді есептеу тапсырмасы болып табылады және сұлбада белгіленген кернеу деңгейін алу үшін бірнеше реттік қайта есептеулер жүргізу қажет. Конденсаторлы батареялармен генерацияланатын реактивті қуат нақты кернеуде байланысты болады. Сондықтан, кернеуі номиналдыдан (7-10% және одан жоғары) ерекшеленетін түйіндер үшін алмастыру сұлбасында конденсаторлы батареяларды реактивті кедергімен көрсету керек:

$$X_C = U_{ном}^2 / Q_б, \qquad (2.13)$$

мұндағы $Q_б$ – қалыпты режим кезіндегі батареяның қуаты.

Көлденең қарымталау батареялары реактивті қуатпен көрсетіледі:

$$X_C = -\frac{1}{\omega C \cdot 10^{-6}}, \qquad (2.14)$$

мұндағы С – батареяның сыйымдылығы, мкФ;

ω – бұрыштық жиілік.

Қарымталанған желінің барлық реактивті кедергісі келесі формула бойынша анықталады:

$$X_{лк} = X_л(1-\gamma_к) = x_0 l - \frac{1}{\omega C \cdot 10^{-6}}, \qquad (2.15)$$

мұндағы $\gamma_к = X_C / X_л$ – желінің индуктивті кедергісінің қарымталану деңгейі.

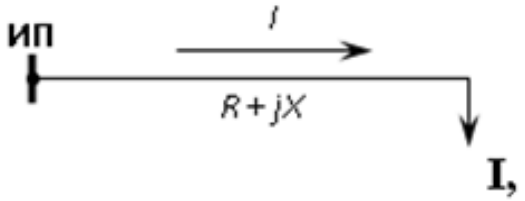
Реактор алмастыру сұлбасында реактивті кедергі түрінде көрсетіледі.

$$X_р = \frac{u_к U_{ном}^2}{100 S_р} = \frac{u_к U_{ном}}{100\sqrt{3} I_{ном}}, \qquad (2.16)$$

мұндағы $U_{ном}, I_{ном}, S_р$ – номиналды кернеу, реактордың тогы мен қуаты,

мұндағы $u_к$ – реактордағы кернеудің құлауы, % $U_{ном}$, $I_{ном}$ өту кезінде.

ЭБЖ активті қуат шығындары (2.3 сурет) сымдар мен кабельдердің активті кедергісімен, сонымен қатар олардың оқшауламаларының жетілмегендігімен белгіленген. Үш фазалы ЭБЖ активті кедергілерінде жоғалатын және оны қыздыруға кететін қуат келесі формуламен анықталады:



2.3 сурет – ЭБЖ есептеуге

$$\Delta P = 3I^2R = 3\cdot[(I\cos\varphi)^2 + (I\cos\varphi)^2]\cdot R =$$

$$= 3\cdot(I_a^2 + I_p^2)\cdot R = 3\cdot[(\frac{P}{\sqrt{3}U})^2 + (\frac{Q}{\sqrt{3}U})^2]\cdot R == 3\cdot(\frac{P^2}{3U^2} + \frac{Q^2}{3U^2})\cdot R = \frac{P^2+Q^2}{3U^2}R = \frac{S^2}{3U^2}R,$$

мұндағы I, I_a, I_p – ЭБЖ толық, активті және реактивті токтар;

P, Q, S – ЭБЖ басындағы немесе аяғындағы активті, реактивті және толық қуат;

U – ЭБЖ басындағы немесе аяғындағы активті сызықты кернеу;

R – ЭБЖ бір фазасының активті кедергісі.

ЭБЖ өткізгіштеріндегі активті қуаттың шығыны оқшауламаның жетілмегендігімен белгіленген. Әуе ЭБЖ – тәждің және оқшаулама бойынша токтың жылыстауының пайда болуымен. Кабельді ЭБЖ – өткізгіштік тогының және оның абсорбциясының пайда болуымен. Шығындар келесі формула бойынша анықталады: $\Delta P = U^2 \cdot G$,

мұндағы U –ЭБЖ басындағы немесе соңындағы сызықты кернеу;

G –ЭБЖ активті өткізгіштігі.

Әуе ЭБЖ жобалау кезінде тәжге қуат шығынын нөлге қысқартады, сымның диаметрін тәждің пайда болуын болмайтындай таңдайды.

ЭБЖ бөлігінде реактивті қуат шығыны сымдар мен кабельдердің индуктивті кедергілерімен белгіленген. Үш фазалы ЭБЖ жоғалатын реактивті қуат активті кедергілерде жоғалатын қуатқа ұқсас есептеледі:

$$\Delta Q = 3I^2X = \frac{P^2+Q^2}{U^2}X = \frac{S^2}{U^2}X.$$

Сыйымдылықты өткізгіштікпен генерацияланатын ЭБЖ келесі формула бойынша есептеледі:

$$\Delta Q_c = U^2 \cdot B,$$

мұндағы U – ЭБЖ басы мен соңындағы сызықты кернеу;

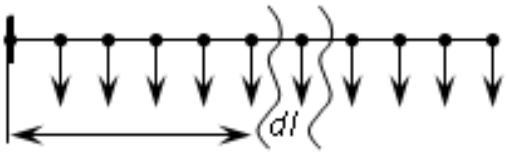
В – ЭБЖ реактивті өткізгіштігі.

Зарядты қуат тораптағы реактивті жүктемені азайтады және ондағы қуат шығынын да төмендетеді.

Тең бөлінген жүктемемен ЭБЖ қуат шығынын есептеу.

Жергілікті тораптардың желілерінде ($U_{\text{ном}} \le 35\,\text{кВ}$) қуаты бірдей тұтынушылар бір бірінен бірдей қашықтықта орналасады (мысалы, жарық көздері). Бұндай ЭБЖ жүктемелері біркелкі бөлінген желілер деп аталады (2.4 сурет).

Барлық ток жүктемесімен I ұзындығы L үш фазалы айнымалы токтың біркелкі жүктелген желісінде токтың тығыздығы ұзындық бірлігін құрайды I/L. Бойлық активті кедергі кезінде r0 активті қуаттың шығын келесіні құрайды:



2.4 сурет – Жүктемесі тең бөлінген ЭБЖ

$$\Delta P = 3\int_0^L (\frac{I}{L} l)^2 \cdot r_0 \cdot dl = 3\frac{I^2}{L^2} r_0 \int_0^L l^2 dl = 3\frac{I^2}{L^2} r_0 \frac{l^3}{3} \perp_0^L = I^2 \cdot r_0 \cdot l = I^2 \cdot R.$$

Егер жүктеме соңғы жағында шоғырланса, онда қуат шығыны келесідей анықталады:

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot R\,.$$

Келтірілген анықтамаларды салыстыра отырып, жүктемесі тең бөлінген желідегі қуат шығыны 3 есе аз екенін көруге болады.

Трансформаторлардағы қуат шығынын есептеу. Трансформаторлар мен автотрансформаторлардағы реактивті және активті қуат шығындары болаттағы шығындар және мыстағы шығындар (жүктемелі шығындар) болып бөлінеді. Болаттағы шығындар – бұл трансформаторлардың өткізгіштеріндегі шығындар. Олар қосылған кернеуге байланысты болады. Жүктемелі шығындар – бұл трансформатор кедергілеріндегі шығындар. Олар жүктеме тогына байланысты болады.

Трансформаторлардың болатындағы активті қуат шығыны – бұл құйынды токтар мен магниттелу шығындары. Трансформатордың $\Delta P_{\text{х}}$ бос жүріс шығындарымен анықталады, ол оның паспортты дереектерінде келтірілген. Болаттағы реактивті қуат шығындары трансформатордың бос жүріс тогы бойынша анықталады, олардың мәндері паспортты деректерде келтіріледі:

$$\Delta Q_{ст} = \Delta Q_{х} = \frac{I_{х}}{100} S_{ном}.$$

Трансформатор орамаларындағы қуат шығынын екі жолмен анықтауға болады:

- алмастыру сұлбасының параметрлері бойынша;
- трансформатордың паспортты мәліметтері бойынша.

Алмастыру сұлбасының параметрлері бойынша қуат шығыны ЭБЖ формулалармен анықталады:

$$\Delta P_{мд} = \frac{S^2}{U^2} R_{т};$$

$$\Delta Q_{мд} = \frac{S^2}{U^2} X_{т},$$

мұндағы S – жүктеме қуаты;

U – трансформатордың екінші жағындағы сызықты кернеу.

Үш орамды трансформатор немесе автотрансформатор үшін мыстағы шығындар әр орамадағы қуат шығынының қосындысы ретінде анықталады:

Екі орамды трансформатордың паспорттық деректері бойынша қуат шығынын анықтау үшін анықтама аламыз:

Паспортты деректерде келтірілген қысқа тұйықталу шығындары торансформатордың номиналды тогы кезінде анықталған

$$\Delta P_{к} = 3 \cdot I_{ном}^2 \cdot R_{т} = \frac{S_{ном}^2}{U_{ном}^2} R_{т}. \qquad (2.17)$$

Кез келген басқа жүктеме кезінде трансфоматордың мыстағы шығыны келесіге тең

$$\Delta P_{мд} = 3 \cdot I^2 \cdot R_{т} = \frac{S^2}{U_{ном}^2} R_{т}. \qquad (2.18)$$

(2.17) анықтаманы (2.18) бөліп, келесіні аламыз

$$\frac{\Delta P_{к}}{\Delta P_{мд}} = \frac{S_{ном}^2}{S}.$$

Осыдан $\Delta P_{мд}$ табамыз:

$$\Delta P_{мд} = \Delta P_к (\frac{S}{S_{ном}})^2.$$

Егер $\Delta Q_{мд}$ есептеу үшін анықтамаға трансформатордың реактивті кедергісін анықтау үшін анықтамасын қойсақ, онда келесі анықтаманы аламыз:

$$\Delta Q_{мд} = \frac{S^2}{U^2_{ном}} X_т = \frac{S^2}{U^2_{ном}} \cdot \frac{U_к}{100} \cdot \frac{U^2_{ном}}{S_{ном}} = \frac{U_к}{100} \cdot \frac{S^2}{S_{ном}}.$$

Осылайша, екі орамды трансформатордағы қуаттың толық шығыны келесіге тең:

$$\Delta P_т = \Delta P_х + \Delta P_к (\frac{S}{S_{ном}})^2;$$

$$\Delta Q_т = \Delta Q_х + \frac{U_к}{100} \cdot \frac{S^2}{S_{ном}}.$$

Егер қосалқы станцияда барлық жүктемесі S паралель n екі бірдей трансформатор жұмыс жасаса, онда олардың эквивлентті кедергісі n есе аз, ал өткізгіштігі n есе көп. Сонда,

$$\Delta P_т = n \cdot \Delta P_х + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_к (\frac{S}{S_{ном}})^2;$$

$$\Delta Q_т = n \cdot \Delta Q_х + \frac{1}{n} \cdot \frac{U_к}{100} \cdot \frac{S^2}{S_{ном}}.$$

Паралель n жұмыс істейтін бірдей үш орамды трансформаторлар (автотрансформаторлар) үшін қуат шығындары келесі формулалар бойынша есептеледі:

$$\Delta P_т = n \cdot \Delta P_х + \frac{1}{n} [\Delta P_{кв} (\frac{S_в}{S_{ном}})^2 + \Delta P_{кс} (\frac{S_с}{S_{ном}})^2 + \Delta P_{кн} (\frac{S_н}{S_{ном}})^2];$$

$$\Delta Q_т = n \cdot \Delta Q_х + \frac{1}{100 \cdot n \cdot S_{ном}} (U_{кв} \cdot S^2_в + U_{кс} \cdot S^2_с + U_{кн} \cdot S^2_н),$$

мұндағы $S_в$, $S_с$, $S_н$ – трансформатордың жоғарғы, орта және төменгі кернеулер орамасы арқылы өтетін қуаттар.

Электр энергия шығынын есептеу. Электр энергияны жіберу кезінде оның жартысы қыздыруға, электромагнитті өрістерді және басқа эффекттерді құруға жұмсалады. Бұл жқмсалымдарды шығын деп атайды. Электр энергетикада «шығын» термині ерекше мәнге ие. Егер басқа өндірістерде шығындар өнімнің жарамсыздығымен байланысты болса, электр энергияда – бұл оны жіберуге жұмсалатын технологиялық шығын болып табылады.

Электр энергия шығынының шамасы қарастырылатын уақыт мерзіміндегі жүктеменің өзгеруіне байланысты болады. Мысалы, жүктемесі өзгеріссіз жұмыс істейтін ЭБЖ t уақыттағы электр энергия шығыны келесідей есептелінеді:

$$\Delta W = \Delta P \cdot t,$$

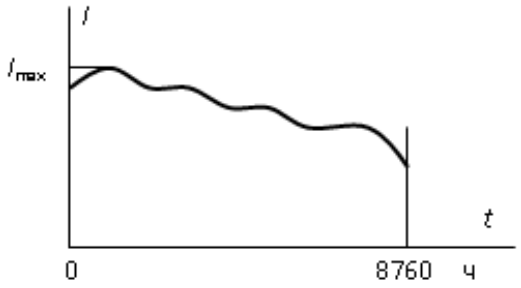
мұндағы ΔP – ЭБЖ өткізгіштерінде және кедергілеріндегі активті қуаттың шығыны.

Егер жүктеме өзгеретін болса, онда электр энергия шығынын әр түрлі тәсілдермен есептеуге болады. Қолданылатын математикалық моделдерге байланысты әдістер екі топқа бөлінеді:

- детерминдендірілген;
- ықтималды-статикалық.

Детерминдендірілген әдістердің ең дәлдігі электр энергия шығынын әр тұтынушы үшін жүктеме графигі бойынша есептеу болып табылады.

Тұтынушының жүктемесі бір жылда келесі график бойынша өзгерді деп қарастырамыз (2.5 сурет). Сонда:



2.5 сурет – Тұтынушылардың жүктеме графигі

$$\Delta W = 3 \cdot R \cdot \int_0^{8760} I_t^2 \cdot dt = R \cdot \int_0^{8760} \frac{S_t^2}{U_t^2} dt = R \cdot \left(\int_0^{8760} \frac{P_t^2}{U_t^2} dt + \int_0^{8760} \frac{Q_t^2}{U_t^2} dt \right).$$

Интеграл – бұл ток квадратының өзгеру графигімен шектелетін нақты аудан. Осылайша, активті электр энергия шығындары жүктеменің жылдық графигінің квадратты ауданына пропорционал.

Электр қабылдағыштардың шиналарында кернеу аз өзгеретіндіктен, оның мәнін өзгеріссіз деп есептеуге болады. Интегралды тікбұрыштың ауданымен Δt_i, қадаммен бірге ауыстырып, келесіні аламыз:

$$\Delta W = \frac{R}{U^2}\sum_{i=1}^{n} S_i^2 \cdot \Delta t_i = \frac{R}{U^2}\sum_{i=1}^{n}(P_i^2 + Q_i^2)\cdot \Delta t_i \ .$$

Берілген жүктеме графигінде трансформатордағы электр энергия шығыны оның паспортты деректерін қолдану кезінде келесі формула бойынша есептеледі:

- екі орамды трансформатор үшін:

$$\Delta W_т = [n \cdot \Delta P_х + \frac{1}{n}\cdot \Delta P_к (\frac{S}{S_{ном}})^2]\cdot \Delta t_i;$$

- үш орамды трансформатор (автотрансформатор) үшін:

$$\Delta W_т = \{n \cdot \Delta P_х + \frac{1}{n}[\Delta P_{кв}(\frac{S_в}{S_{ном}})^2 + \Delta P_{кс}(\frac{S_с}{S_{ном}})^2 + \Delta P_{кн}(\frac{S_н}{S_{ном}})^2]\}\cdot \Delta t_i .$$

Әдістің артықшылығы – есептеудің дәлдігі болып табылады. Кемшілігі – есептеулер санының көптігі.

Жүктемелердің графиктері үнемі белгілі емес. Бұндай жағдайда электр энергия шығынын басқа детерминдендірілген әдіспен - $\tau_м$ арқылы анықтауға болады. Әдіс екі жорамалға негізделген:

- электрлік тораптағы максимал шығындар энерго жүйедегі жүктеме максимумы мерзімінде байқалады (таң ертеңгі максимум 9 дан 11 сағатқа дейін; кешкі – 17 ден 14 сағатқа дейін);
- активті және реактивті қуат графигі ұқсас, яғни реактивті қуат графигі активті қуат графигінен қайта есептелген.

Максималды шығын τм уақыты – бұл жүктемесі максимал тұтынушының жұмысы кезінде тораптан жүктеменің нақты графигі бойынша жұмысы кезіндегідей электр энергия саны тұтынылатын уақыт. Анықтаманы келесі түрде жазамыз:

$$\Delta W = \frac{R}{U^2}\sum_{i=1}^{n}(P_i^2 + Q_i^2)\cdot \Delta t_i = \frac{R}{U^2}(P_{max}^2 \cdot \tau_а + Q_{max}^2 \cdot \tau_р),$$

мұндағы τ_a, τ_p – активті және реактивті жүктемелер үшін максималды шығын уақыты.

Тәжірбиеде бұл мәндерді орташалайды және ортақ $\tau_м$ ауыстырады. Сонда,

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} S_{max}^2 \cdot \tau_м.$$

Жүктеменің типтік графиктері үшін $\tau_м$ шамасы белгілі $T_м$ бойынша анықталады:

$$\tau_м = (0{,}124 + \frac{T_м}{10000})^2 \cdot 8760. \quad (2.19)$$

Осы әдіске сәйкес торап элементтеріндегі электр энергия шығыны келесі формула бойынша есептеледі:

- электр беріліс желілерінде

$$\Delta W = \Delta P_{max} \cdot \tau_м;$$

- екі орамды трансформаторларда

$$\Delta W_т = n \cdot \Delta P_х \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_к (\frac{S}{S_{ном}})^2 \cdot \tau_м;$$

- үш орамды трансформаторларда (автотрансформаторларда)

$$\Delta W_т = n \cdot \Delta P_х \cdot 8760 + \frac{1}{n}[\Delta P_{кв} (\frac{S_в}{S_{ном}})^2 \cdot \tau_{мв} + \Delta P_{кс} (\frac{S_с}{S_{ном}})^2 \cdot \tau_{мс} + \Delta P_{кн} (\frac{S_н}{S_{ном}})^2 \cdot \tau_{мн}].$$

$\tau_{мв}$ шамасы (2.19) формула бойынша $T_{мв}$ шамасымен есептеледі, мәні орташа өлшенген ретінде анықталады:

$$T_{ср} = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_{max\ i} \cdot T_{м\ i}}{\sum_{i=1}^{n} P_{max\ i}}.$$

Осыған ұқсас бірнеше тұтынуыларды қоректендіретін ЭБЖ үшін τм шамасы анықталады.

Қуат шығынын төмендету бойынша іс-шаралар. Электр энергия және қуат шығыны бірталай шамаға жетеді және тораптың тиімділігіне әсер ететін негізгі факторлардың бірі болып табылады. Олардың шамасы кернеуі 35 кВ дейін және 35 кВ жоғары тораптарда электр энергияны реттеу бойынша Ұлттық комитеттің қаулысымен реттеледі.

Электр энергия шығынының көп бөлігі (60-70%) кернеуі 6-10 кВ тораптарға келеді. Сондықтан төменде көрсетілген іс-шаралар осы кернеудің тораптарына және олардың электр қабылдағыштарына қатысты:

- кернеудің жоғары деңгейін қолдану (6 кВ орнына 10 кВ);
- тораптағы кернеу деңгейін кернеуді реттеу құрылғыларын орнату арқылы жоғарылату;
- тораптың жеке түйіндерінде реактивті және активті қуат ағындарын реттеу;
- тұтынушылардың рациналды қоректену сұлбасын қолдану, олар трансформаторлар мен ЭБЖ тиімді жүктелуін қамтамасыз етуге мүмкіндік береді;
- кәсіпорындардың энергия шаруашылығын оңтайландыру – cosφ жақсарту, электр қозғалтқыштардың жүктемесін және қуатын дұрыс таңдау.

2020 жылға кернеуі 110 кВ тораптардың электрлік есептеулері максималды және апаттан кейінгі режимдерде орындалды.

Есептеулерді талдау, қалыпты және апаттан кейінгі режимдерде жобаланатын ҚС торап жүктемелері мен 10 және 110 кВ шиналардағы кернеу деңгейі рұқсат етілген шекте екенін көрсетеді.

Бұл ҚС 10 кВ шиналарында кернеудің келесі деңгейлерін қамтамасыз етуге мүмкіндік береді:

- максималды жүктеме режимдерінде – 10,5 кВ кем емес;
- апаттан кейінгі режимде – 10 кВ.

Қолданыстағы 10 кВ ӘЖ ауыстыруды ескеріп, жүктемені есептеу, сонымен қатар 2020 жылға дамыту келешегі мен «Шамалған» ҚС белгіленген қуатын негіздеу, ҚС қуатын және есептік жүктемесін таңдау 2.1 кестеде көрсетілген.

2.1 кесте – Қуаттың және жүктеменің нақты есебі

ҚС атауы	10 кВ шиналардағы жүктеме, МВА				Трансформаторлардың саны және қуаты	
110/10 кВ «Шамалган» ҚС	қолданыстағы	2014 ж	2017 ж	2020 ж	қолданыстағы	болжамдық
Шины 10 кВ	-	9	14,7	20,40	-	2х25

2.2 кесте – 2020 жылға дейін электр энергия тұтынылуының деңгейі

Атауы	10 кВ шиналардағы жүктеме, МВА			Эл.энергияның тұтынылуы млн.кВт.сағ		
	2014 ж	2017 ж	2020 ж	2014 ж	2017 ж	2020 ж
110/10 кВ «Шамалган» ҚС	9	14,7	20,4	27	51,45	81,6

2.2 кестеде қорегін 110/10 кВ «Шамалған» ҚС 10 кВ шиналарынан іске асыру жоспарланған тұтынушылар кешені бойынша 2020 жылға дейінгі электр энергияның тұтынылу деңгейі көрсетілген.

Электр энергияның тұтынылуын есептеу кезінде максималды жүктемені қолданудың сағат саны 3000 сағат деп алынған (РУМ-8, қараша 1981 ж.), максималды жүктемені қолдану сағат саны 2020 жылға дейін 4000 сағат өседі.

2.3 Қысқа тұйықталу токтарын есептеу

Қысқа тұйықталу (ҚТ) қалыпты жұмыс шарттарында қарастырылмаған электрлік тізбектің екі нүктесінің қосылуы болып табылады (тікелей немесе аз кедергі арқылы). ҚТ себептері оқшауламаның механикалық зақымдалуы, оның асқын кернеудің немесе ескірудің кесірінен бұзылуы, әуе желісі (ӘЖ) сымдардың серпілуі, үзілуі, қызметкерлердің қате әрекеттері және т.б. болып табылады. ҚТ әсерінен тізбектерде торап элементтері үшін қауіпті токтар пайда болады, олар тораптың істен шығуына әкелуі мүмкін. Сондықтан электр жабдықтардың, релелік қорғаныс және автоматика құрылғыларының, электрлік тораптардың жұмыс сенімділігін қамтамасыз ету үшін ҚТ токтарына есептеу жүргізіледі.

Үш фазалы тораптар мен құрылғыларда үш фазалы (симметриялы), екі фазалы және бір фазалы (симметриялы емес) ҚТ болады. Жерге екі фазалы ҚТ және фазалардың бір уақытта үзілуі бар ҚТ орын алуы да мүмкін. Жерге бір фазалы ҚТ жиі (ҚТ жалпы санынан 65%), жерге екі фазалы ҚТ (20% дейін) және үш фазалы ҚТ сирек (5% дейін) кездеседі [1].

Қысқа тұйықталу токтары (ҚТ) аппараттарды таңдау мен ток өткізуші бөліктерді термиялық және динамикалық төзімділікке тексеру үшін, қажет кезінде бұл токтарды шектеу бойынша құрылғыларды таңдау, сонымен қатар релелік қорғаныс құрылғыларын таңдау және бағалау үшін есептеледі.

Үш фазалы қысқа тұйықталу есептік болып табылады, себебі бұл жағдайда ҚТ токтары максималды мәнге ие болады. ҚТ токтарын есептеу кезінде келесі ұйғарымдар қабылданады [2]:

- қарастырылатын ҚТ нүктесінің қорегіндегі барлық көздер бір уақытта және номиналды жүктememен жұмыс істейді;
- электрмен жабдықтау сұлбасының әр сатысындағы есептік кернеу номиналды мәннен 5 % жоғары алынады;
- ҚТ соққы тогы үлкен мәнге ие болған кездегі уақыт моментінде қысқа тұйықталу пайда болады;
- ҚТ орнындағы кедергі нөлге тең деп алынады;
- есептік сұлбаға кіретін әр түрлі қорек көздерінің ЭҚК фазасы бойынша қозғалыс ескерілмейді;
- сыйымдылық есекерілмейді, яғни әуе және кабель желісіндегі сыйымдылық тогы да ескерілмейді;
- трансформатордың магниттелу тогы ескерілмейді;
- қорек көздеріндегі кернеу өзгермейді.

Тікелей жерлендірілген бейтараптамалармен жұмыс істейтін 110 кВ және одан жоғары тораптарда ҚТ токтарын есептеу зақымдалған фазадағы ток көп кезде (бір фазалы немесе ек фазалы) ҚТ түрі үшін жүргізіледі.

Таңдалатын күштік және коммутациялық электр жабдықтарының қысқа тұйықталу режимдерінде дұрыс жұмысын тексеру қажеттілігіне байланысты, сонымен қатар РҚжА құрылғыларының дұрыс жұмысы үшін ҚТ есептік түрі үш фазалы симметриялық ҚТ болып табылады.

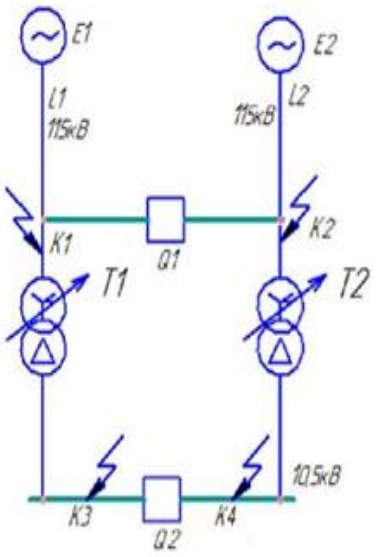
Есептеудің мақсатына байланысты электрлік тораптардың сәйкес жұмыс режимдері таңдалады.

Мысалы, коммутациялық аппараттарды таңдау және термиялық тұрақтылыққа тексеру ҚТ тармақтарынан макмимал токтың ағуын қажет етеді. Бұл режим есептік сұлбаға барлық қорек көздерінің және байланыс тармақтарының қосылуын қажет етеді. Бұндай режимді максималды деп атайды.

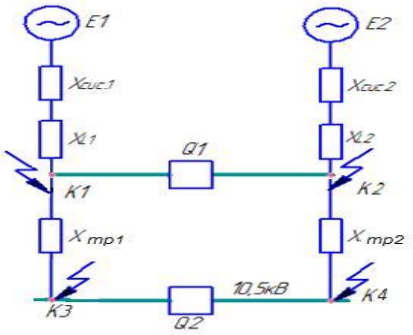
Керісінше, релелік қорғаныс құрылғыларын сезімталдыққа тексеру тексерілетін қорғаныс арқылы ҚТ тогы минималды болу үшін, байланыс тармақтары мен қорек көздерінің жартысы ажыратылған кезде тораптағы жөндеу режимдерін ескеру арқылы жүргізіледі.

Бірақ РҚжА құрылғыларының сезімталдығын тексеру үшін зақымдалу түрлері мен есептік режимдер жүйе жұмысының жағымсыз шарттарынан белгілену керек болғандықтан, таңдалған жұмыс режимі нақты мүмкін болу керек [4].

Тораптың алмастыру сұлбасы. ҚТ тогын есептеу үшін алмастыру сұлбасы тораптың есептік сұлбасы бойынша құралады, ол өз кезегінде жобаланатын 110/10 кВ «Шамалған» ҚС қосу сұлбасы негізінде құралған. Қорек көзі ретінде 110 кВ қоректендіргіш ҚС шиналары алынады (Е1 –№ 28А «Каргалы» ҚС, Е2 –№ 42А «Аксай» ҚС).



2.6 сурет – Есептік сұлба



2.7 сурет – Алмастыру сұлбасы

Есептеу үшін бастапқы мәндер:

Т1 және Т2 ТДН-25000/110 трансформаторлары:

$S_{ном} = 25МВА,\ U_{ном} = 10,5\%.$

l_1 - АС-120/19 сымдары бар бііз тізбекті ӘЖ:

$X_0 = 0,423Ом/км,\ l_1 = 10,5км,$

l_2 - АС-120/19 сымдары бар бііз тізбекті ӘЖ:

$X_0 = 0,423Ом/км,\ l_2 = 27,16км.$

Базистік шамалары:

Алмастыру сұлбасының параметрлерін салыстырмалы бірлікте жуықтап анықтаймыз.

Базисті қуатты $S_{баз} = 1000МВА$, базисті кернеуді $U_{баз1} = 115кВ;$ $U_{баз2} = 10,5кВ.$ қабылдаймыз.

Қысқа тұйықталу сатысының базисті тогы:

$$I_{баз} = \frac{S_{баз}}{\sqrt{3} \cdot U_{баз}} кА; \qquad (2.20)$$

$$I_{баз1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02кА;$$

$$I_{баз1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,987кА.$$

ҚС алмастыру сұлбасындағы элементтердің кедіргісін салыстырмалы бірлікте есептейміз:

Энергетикалық жүйе:

$$X_{сист} = \frac{S_{баз} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot I_{кз} U_{баз}}. \qquad (2.21)$$

Максималды режимдегі ҚТ тогы:

- № 28А «Қарғалы» ҚС шиналарында - $I_{кз}^{max} = 4915A$;
- №42А «Ақсай» ҚС шиналарында - $I_{кз}^{max} = 2269A$.

(ҚС қоректендіргіш 110 кВ шиналардағы токтар «АЖК» АҚ ұсынған мәліметтер негізінде алынған).

$$X_{сист1} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4915 \cdot 115} = 1{,}0215 \text{ о.е.}$$

$$X_{сист1} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2269 \cdot 115} = 2{,}2127 \text{ о.е}$$

Әуе желісінің кедергісі:

$$X_{л} = x_0 \cdot l_{ВЛ} \cdot \frac{S_{баз}}{U_{баз}^2}. \qquad (2.22)$$

мұндағы $x_0 = 0{,}423 Ом/км$ - 1 км желінің кедергісі;

$l_{ВЛ}$ - қоректендіргіш желінің ұзындығы, км.

$$X_{л1} = 0{,}423 \cdot 10{,}5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0{,}3358 \text{ о.е.}$$

$$X_{л2} = 0{,}423 \cdot 27{,}16 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0{,}8687 \text{ о.е.}$$

Трансформатордың кедергісі:

$$X_{тр1} = X_{тр2} = \frac{u_{кз}\%}{100} \cdot \frac{S_{баз}}{S_{ном.тр}} = \frac{10{,}5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4{,}2 \text{ о.е.}$$

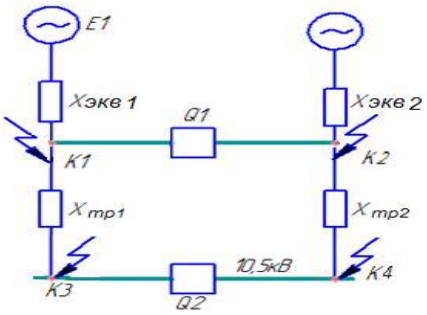
Бастапқы сұлбаны түрлендіреміз, себебіқалыпты режимде Q1 және Q2 ажыратқыштар ажыратылған, сонда алмастыру сұлбасы келесі түрде болады:

$$X_{экв} = X_{сист} + X_{л} \qquad (2.23)$$

$$X_{экв1} = 1{,}0215 + 0{,}3358 = 1{,}3573 \text{ о.е.}$$

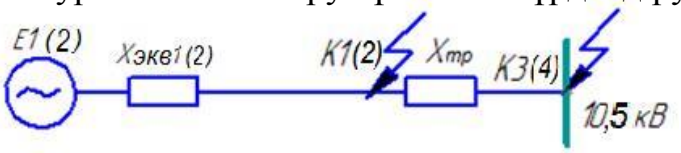
$$X_{экв2} = 2{,}2127 + 0{,}8687 = 3{,}0814 \text{ о.е.}$$

Q1 және Q2 ажыратқыштар қалыпты режимде ажыратылғандықтан, алмастыру сұлбасы келесі түрге ие болады:



$X_{ЭКВ}$ – КТ нүктесіне дейін қоректен эквивалентті кедергі

2.8 сурет – Алмастыру сұлбасын түрдендіру



2.9 сурет – Алмастыру сұлбасын түрлендіру

Алмастыру сұлбасын КТ нүктесіне дейін түрлендіреміз (2.9 сурет бойынша):

К-1 нүктесіне қатысты:

$$X_{экв1} = 1{,}3573\,о.е.$$

К-2 нүктесіне қатысты:

$$X_{экв2} = 3{,}0814\,о.е.$$

К-3 нүктесіне қатысты:

$$X'_{экв1} = X_{экв1} + X_{тр1} = 1{,}3573 + 4{,}2 = 5{,}5573\,о.е.$$

К-4 нүктесіне қатысты:

$$X'_{экв2} = X_{экв2} + X_{тр2} = 3{,}0814 + 4{,}2 = 7{,}2814\,о.е.$$

ҚТ тогының бастапқы периодты құраушысы:

$$I_{по} = \frac{E_{сист}}{X_{экв}} \cdot I_{баз}. \qquad (2.24)$$

мұндағы $E_{сист} = 1$ – көздің ЭҚК салыстырмалы бірлікте.

К-1 нүктесінде ҚТ бастапқы периодты құраушысы келесіге тең болады:

$$I_{по1} = \frac{E_{сист}}{X_{экв1}} \cdot I_{баз1} = \frac{1}{1{,}3573} \cdot 5{,}02 = 3{,}698 \text{ кА.}$$

К-2 нүктесінде:

$$I_{по2} = \frac{E_{сист}}{X_{экв2}} \cdot I_{баз1} = \frac{1}{3{,}0814} \cdot 5{,}02 = 1{,}629 \text{ кА.}$$

К-3 нүктесінде:

$$I_{по3} = \frac{E_{сист}}{X_{экв3}} \cdot I_{баз2} = \frac{1}{5{,}5573} \cdot 54{,}987 = 9{,}894 \text{ кА}$$

К-4 нүктесінде:

$$I_{по4} = \frac{E_{сист}}{X_{экв4}} \cdot I_{баз2} = \frac{1}{7{,}2814} \cdot 54{,}987 = 7{,}552 \text{ кА}$$

ҚТ сооққы тогының лездік амплитудалық мәні:

$$i_у = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot К_у = \sqrt{2} \cdot I_{по}\left(1 + e^{\frac{-0{,}01}{T_a}}\right). \qquad (2.25)$$

мұндағы $К_у$ – соққы коэффициенті, t = 0,01 с уақыт үшін.

T_a – ҚТ тогының апериодты құраушысының өшуінің тұрақты уақыты.

К-1 нүктесіндегі соққы тогы:

$$i_{у1} = \sqrt{2} \cdot I_{по1} \cdot К_у = \sqrt{2} \cdot I_{по}\left(1 + e^{\frac{-0{,}01}{T_a}}\right) = \sqrt{2} \cdot 3{,}698 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0{,}01}{0{,}01}}\right) = 8{,}385 \text{ кА}$$

К-2 нүктесіндегі соққы тогы:

$$i_{у2} = \sqrt{2} \cdot I_{по2} \cdot К_у = \sqrt{2} \cdot I_{по}\left(1 + e^{\frac{-0{,}01}{T_a}}\right) = \sqrt{2} \cdot 1{,}629 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0{,}01}{0{,}01}}\right) = 3{,}693 \text{ кА.}$$

К-3 нүктесіндегі соққы тогы:

$$i_{у3} = \sqrt{2} \cdot I_{по3} \cdot К_{у} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_{а}}}\right) = \sqrt{2} \cdot 9,894 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,01}}\right) = 25,435 \text{ кА}.$$

К-4 нүктесіндегі соққы тогы:

$$i_{у4} = \sqrt{2} \cdot I_{по4} \cdot К_{у} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_{а}}}\right) = \sqrt{2} \cdot 7,552 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,01}}\right) = 19,414 \text{ кА}$$

ҚТ соққы тогының мәні.

$$I_{у} = I_{по} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (К_{у} - 1)^2}. \qquad (2.26)$$

К-1 нүктесі үшін:

$$I_{у1} = I_{по1} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (К_{у} - 1)^2} = 3,698 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,0201}} - 1\right)^2} = 4,877 \text{ кА}.$$

К-2 нүктесі үшін:

$$I_{у2} = I_{по2} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (К_{у} - 1)^2} = 1,629 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,0201}} - 1\right)^2} = 2,148 \text{ кА}.$$

К-3 нүктесі үшін:

$$I_{у3} = I_{по3} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (К_{у} - 1)^2} = 9,894 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,0514}} - 1\right)^2} = 15,184 \text{ кА}.$$

К-4 нүктесі үшін:

$$I_{у4} = I_{по4} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (К_{у} - 1)^2} = 7,552 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,0514}} - 1\right)^2} = 11,590 \text{ кА}.$$

Есептеу мәндерін 2.3 кестеге енгіземіз.

2.3 кесте – Қысқа тұйықталу тогының жиынтық кестесі

Есептік нүкте	$U_{сист}, кВ$	$I_{баз}, кА$	$I_{по}, кА$	$T_a, с$	$i_y, кА$	$I_y, кА$
К-1	115	5,02	3,698	0,0201	8,385	4,877
К-2	115	5,02	1,629	0,0201	3,693	2,148
К-3	10,5	54,987	9,894	0,0514	25,435	15,184
К-4	10,5	54,987	7,552	0,0514	19,414	11,590

Кестеден көрініп тұрғандай, ҚТ есептік нүктелеріндегі соққы тогының мәні ажыратқыштардың ажырау қабілетінен аспайды. Яғни, ҚТ токтарын төмендету үшін қосымша құрылғылар қолдану қажет емес.

3 Жоғары вольтті аппараттарды таңдау

3.1 Жоғары кернеу ажыратқыштарын таңдау

Ажыратқыш – қалыпты және апатты режимдерде жоғары кернеу тізбектерін қосу мен ажырату үшін арналған аппарат.

Ажыратқыш электрлік қондырғылардағы негізіг коммутациялық аппарат болып табылады, ол тізбекті кез келген режимде қосу және ажырату үшін қызмет етеді. Ең күрделі және дауапты операция қысқа тұйықталу тогын ажырату болып табылады.

Жоғары кернеу ажыратқыштарына келесі талаптар қойылады [14]:

- кез келген шамадағы токты он амперден бастап ажыраудың номиналды тогына дейін сенімді ажырату;
- тез әрекеті, яғни ең аз уақытта ажырату;
- автоматты қайта қосу үшін жарамдығы, яғни ажыраганнан кейін тез қосылуы;
- 110 кВ ажыратқыштары үшін фаза бойынша (полюсті) басқару мүмкіндігі;
- механикалық бөліктері мен байланыстарын тексеру және сынау қолайлылығы;
- өрт және жарылу қауіпсіздігі;
- тасымалдау және қызмет көрсету қолайлылығы.

Жоғары вольтті ажыратқыштар номиналды ток $I_н$ пен номиналды кернеуді $U_н$ ұзақ ұстау керек.

Ажыратқыштарды таңдау келесілер бойынша жүргізіледі [21]:

$$U_{уст} \le U_н; \tag{3.1}$$

Ұзақ мерзімді ток бойынша

$$I_{расчет} \le I_н; \tag{3.2}$$

Ажырау қабілеті бойынша

Бірінші кезекте симметриялық ажырау тогына тексеру жүргізіледі

$$I_{пτ} \le I_{отк.н}, \tag{3.3}$$

мұндағы $I_{пτ}$ - доға сөндіруші түйіспелердің айырылуы басталу τ моментіндегі қысқа тұйықталу тогының периодты құраушысының мәні;

$I_{отк.н}$ - ажыратудың номиналды тогы, кА.

Содан кейін ажыратқыштың қысқа тұйықталудың асимметриялық тогын ажырату қабілеті тексеріледі, яғни апериодты құраушының есебімен қысқа тұйықталудың толық тогы:

$$\left(\sqrt{2}I_{пτ} + i_{aτ}\right) \le \sqrt{2}I_{отк.н}\left(1+\beta_{н}\right), \qquad (3.4)$$

мұндағы $i_{aτ}$ - түйіспелердің айырылуы басталу τ моментіндегі қысқа тұйықталу тогының периодты құраушысы;

$\beta_{н}$ – қысқа тұйықталу тогындағы аперидты құраушының номиналды мәні;

τ - қысқа тұйықталу басталудан доға сөндіруші түйіспелердің ажырауына дейінгі ең аз уақыт,

$$\tau = t_{з.мин} + t_{с.в},$$

мұндағы $t_{з.мин}$=0.01 с –релелік қорғаныс әрекетінің минималды уақыты;

$t_{с.в}$ – ажыратқыштың ажырау уақыты.

Ажыратқышты электродинамикалық тұрақтылыққа тексеру қысқа тұйықталудың өтпелі тогы бойынша жүргізіледі:

$$I'' \le I_{пр.с}; \qquad (3.5)$$

$$i_{у} \le i_{пр.с}; \qquad (3.6)$$

мұндағы I'' - ажыратқыш тізбегінде қысқа тұйықталу тогын периодты құраушысының бастапқы мәні;

$I_{пр.с}$ –шектік өтпе қысқа тұйықталу тогының нақты мәні (анықтама бойынша);

$i_{у}$ - ажыратқыш тізбегіндегі соққылық қысқа тұйықталу тогы;

$i_{пр.с}$ - шектік өтпе қысқа тұйықталу тогының алмлитудалы мәні (каталог бойынша).

Ажыратқыш термиялық тұрақтылыққа жылу импульсы бойынша тексеріледі

$$B_{к} \le I_{m}^{2} t_{m}, \qquad (3.7)$$

$$B_к = I_m^2 (t_{отк} + T_а), \quad (3.8)$$

мұндағы $B_к$ – есептеу бойынша жылу импульсі;

$I_т$ – каталог бойынша термиялық тұрақтылықтың шектік ток;

$t_т$ – термиялық тұрақтылық тогының өту ұзақтығы, с.

Ажыратқыштар қалпына келтіру кернеуінің параметрлері бойынша тексерілмейді.

1 желілерін қосу үшін 110 кВ АТҚ жоғары вольтті ажыратқыштарды таңдауды қарастырамыз. Желедегі максималды жұмыс тогы келесіге тең:

$$I_{раб.макс} = \frac{S}{\sqrt{3}U_н} \quad (3.9)$$

$$I_{раб.макс} = \frac{35 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 184А.$$

Ажыратқыш түрлерін белгілейміз [9]:

ВМТ-110Б/1000/УХЛ1 және оған тексеру жүргіземіз:

1) Кернеу бойынша:

$$U_{ном} = 110кВ = U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ}.$$

2) Номиналды ток бойынша:

$$I_{ном} = 1000А \succ I_{расч} = 184 \text{ А}.$$

3) Ажырату тогы бойынша:

$$I_{откл} = 40кА \succ I_к = 3{,}68 \text{ А}.$$

4) Тораптағы ҚТ соққы тогының шамасы бойынша:

$$i_{пр.скв} = 52кА \succ i_{уд} = 8{,}38 \text{ кА}.$$

$$i_{пр.скв} = 20кА \succ I_к = 4{,}87 \text{ кА}.$$

5) Термиялық тұрақтылыққа:

$$I_t^2 \cdot t = 20^2 \cdot 3^2 \cdot с \succ I_к^2 (t_{откл} + T_а) = 8{,}38 \cdot (5{,}2 + 0{,}023)^2 \text{ с}.$$

6) Ажыратқыштың ҚТ асимметриялық тогын ажырату мүмкіндігіне:

$$\sqrt{2}\cdot I_к\left(1+\beta_{ном}/100\right)=\sqrt{2}\cdot 20(1+0,25)\succ\sqrt{2}\cdot 8,38\left(1+e^{\frac{-(0,05+0,1)}{0,007}}\right).$$

Осылайша ажыратқыш талаптарға сәйкес келеді. 110 АТҚ және 10 кВ ЖТҚ ажыратқыштарын таңдау нәтижелері 3.1 кестеде көрсетілген.

3.1 кесте - Жоғары вольтті ажыратқыштарды таңдау

ВГТ-110-40/1000ХЛ1		
Таңдау шарттары	Есептік мәндер	Каталогты мәндер
$U_{уст}\le U_н$	$U_{уст}=110$ кВ	$U_н=110$ кВ
$I_{расчет}\le I_н$	$I_{расчет}=75,1$ А	$I_н=1000$ А
$I_{пτ}\le I_{отк.н}$	$I_{пτ}=8,4$ кА	$I_{отк.н}=40$ кА
$i_у\le i_{пр.с}$	$i_у=20,2$ кА	$i_{пр.с}=52$ кА
$B_к\le I_m^2t_m$	$B_к=5,2$ кА^{2}с	$I_m^2t_m=1200$ кА^{2}с
$I_{пр.скв}\succ I_к$	$I_к=8,4$ кА	$I_{пр.скв}=20$ кА
ВВТЭ-10-20/1600УХЛ (енгізу және сексия аралық ажыратқыштар үшін)		
$U_{уст}\le U_н$	$U_{уст}=10$ кВ	$U_н=10$ кВ
$I_{раб.макс}\le I_н$	$I_{раб.макс}=1098$ А	$I_н=1600$ А
$I_{пτ}\le I_{отк.н}$	$I_{пτ}=7,5$ кА	$I_{отк.н}=20$ кА
$i_у\le i_{пр.с}$	$i_у=25,4$ кА	$i_{пр.с}=52$ кА
$B_к\le I_m^2t_m$	$B_к=5,34$ кА^{2}с	$I_m^2t_m=1200$ кА^{2}с
$I_{пр.скв}\succ I_к$	$I_к=15,3$ кА	$I_{пр.скв}=20$ кА
ВВТЭ-10-20/1600УХЛ (қосылуға)		
$U_{уст}\le U_н$	$U_{уст}=10$ кВ	$U_н=10$ кВ
$I_{раб.макс}\le I_н$	$I_{раб.макс}=1098$ А	$I_н=1600$ А
$I_{пτ}\le I_{отк.н}$	$I_{пτ}=9,8$ кА	$I_{отк.н}=20$ кА
$i_у\le i_{пр.с}$	$i_у=25,4$ кА	$i_{пр.с}=52$ кА
$B_к\le I_m^2t_m$	$B_к=9,2$ кА^{2}с	$I_m^2t_m=1200$ кА^{2}с
$I_{пр.скв}\succ I_к$	$I_к=15,3$ кА	$I_{пр.скв}=20$ кА

3.2 Айырғыштарды таңдау

Айырғыштар тізбектерді токсыз қосу мен ажырату үшін және ауадағы тізбектің ажырауы құру үшін арналған. Қуаты аз қондырғыларда айырғышпен аса жүктелмеген трансформаторларды ажыратуға, кернеуі 10 кВ кезде желінің 15 А дейін тогын қосуға және ажыратуға, әуе және кабель желілеріндегі зарядты токты және жерге ҚТ тогын ажыратуға рұқсат етіледі. Сонымен бірге үшполюсті трансформаторлардың болуы жоспарланады.

Айырғыштардың сенімділігіне жоғары талаптар қойылады. Бұл электр қондырғылардағы айырғыштар санының көптігімен және олардың электрлік қосылулар үшін маңыздылығымен түсіндіріледі. Барлық қондырғының жұмыс сенімділігі көп жағдайда айырғыштардың жқмыс сенімділігіне байланысты болады.

Айырғыштардың сенімді және үздіксіз пайдалануды қамтамасыз ету үшін үш полюсті түрдегі айырғыштарды қолданған дұрыс. Айырғыштармен қате әрекеттерді болдырмау үшін блоктау (механикалық, электрлік) орнатылады, олар айырғыштармен байланысқан ажыратқыштар ажыратылған жағдайда ғана операциялауға болады.

Құрылымы бойынша шаппалы, бұрылмалы, тербелмелі және пантографиялық болып бөлінеді. Айырғыштардың құрылымы көп жағдайда ТҚ көлемін анықтайды. АТҚ көлемін кішірейту үшін кішірейтілген түрдегі қосымша айырғыштар жасалған: бір колонкалы, аспалы.

Айырғыштарды таңдау келесі шарттар бойынша жүргізіледі [14]:

- кернеу бойынша;
- ток бойынша;
- құрылымы, орнату түрі бойынша;
- электродинамикалық тұрақтылығы бойынша;
- термиялық тұрақтылығы бойынша.

Айырғыштарды таңдау нәтижелері 3.2 кестеге енгізілген.

3.2 кесте - Айырғыштарды таңдау нәтижелері

РНДЗ 1-110/1000ХЛ		
Таңдау шарттары	Есептік мәндер	Каталогты мәндер
$U_{уст} \le U_{н}$	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{н} = 110$ кВ
$I_{раб.макс} \le I_{н}$	$I_{раб.макс} = 184$ А	$I_{н} = 1000$ А
$i_{у} \le i_{пр.с}$	$i_{у} = 20{,}2$ кА	$i_{пр.с} = 80$ кА
$B_{к} \le I_{m}^{2} t_{m}$	$B_{к} = 5{,}2$ кА^{2}с	$I_{m}^{2} t_{m} = 3969$ кА^{2}с

Айырғыштар қысқа тұйықталу кезінде коммутациялық мүмкіндікке тексерілмейді, себебі олар бұндай режимдегі жұмысқа арналмаған.

3.3 Өлшеуіш трансформаторларын таңдау

Өлшеуіш трансформаторлары бастапқы токтар мен кернеулерді өлшеуіш аспаптарын, релелік қорғаныс және автоматика құрылғыларын қосу үшін ыңғайлы мәнге дейін төмендету үшін арналған. Өлшеуіш трансформаторларын қолдану жұмыс істеушілердің қауіпсіздігін қамтамасыз етеді, себебі төменгі және жоғарғы кернеу тізбектері бөлінген, сонымен қатар аспаптар мен реленің құрылымын біріңғайлауға мүмкіндік береді.

3.3.1 Ток трансформаторлары

Ток трансформаторлары номиналды бастапқы токпен $I_{1ном}$ (номиналды бастапқы токтардың стандартты шәкілі 1 ден 40 000 А дейінгі мәннен тұрады) және номиналды екінші токпен $I_{2ном}$ сипатталады, ол 5 немесе 1 А тең алынады. Номиналды бастапқы токтың номиналды екінші токқа қатынасы $K = I_{1ном} / I_{2ном}$ түрлену коэффициентін құрайды.

Ток трансформаторлары ток қателіктерімен $\Delta I = (I_2 K - I_1) \cdot 100 / I_1$ (пайызда) және бұрыштық қателікпен δ (минутпен) сипатталады. Ток қателіктеріне байланысты токтың өлшеуіш трансформаторлары бес дәлдік класына 0,2; 0,5; 1; 3; 10 бөлінген. Дәлдік кластарының атаулары бастапқы ток кезіндегі ток трансформаторының шекті ток қателіктеріне сәйкес келеді. Зерьтханалық өлшеулер үшін 0,2 дәлдік класындағы ток трансформаторлары арналған, электр энергия санауыштарын қосу үшін 0,5 дәлдік класындағы, ал қалқандық өлшеуіш аспаптарын қосу үшін – 1 және 3 дәлдік класындағы ток трансформаторлары арналған.

Ток трансформаторының жүктемесі – бұл сыртқы тізбектің Z_2 толық кедергісі. Кедергілер r_2 және x_2 аспатардың, сымдардың және түйіспелердің кедергілерінен тұрады. Трансформатордың жүктемесін $S_2 = I^2_{ном} Z_2 В \cdot А$ қуатпен сипаттауға болады. Ток трансформатордың номиналды жүктемесі деп $Z_{2ном}$ дәлдік класындағы трансформаторлар үшін бекітілген шектерден шығатын қателіктерді айтады. $Z_{2ном}$ мәні каталогтарда көрсетіледі.

Ток трансформаторларының электродинамикалық төзімділігі динамикалық төзімділіктің номиналды тогымен $I_{т.дин}$ немесе қатынасымен $k_{дин} I_{т.дин} / (\sqrt{2} I_{1ном})$ сипатталады. Термиялық төзімділік термиялық төзімділіктің номиналды тогымен $I_т$ немесе қатынасымен $k_m = I_m / I_{1ном}$ және термиялық төзімділік тогы әрекетінің рұқсат етілген уақытымен t_m анықталады.

Ток трансформаторлары құрылымы бойынша орауышты (катушкалы), бір тармақты (ТПОЛ типтегі), құйылған қошаулатқышы бар көп тармақты (ТПЛ және ТЛМ типтегі) болып бөлінеді. ТЛМ трансформаторлары КТҚ .шін арналған және ұяшықтың бірінші тізбегімен қосылған. Үлкен ооктар үшін ТШЛ және ТПШЛ типтегі ток трансформаторлары қолданылады, оларда бірінші орама рөлін шиналар орындайды. Мұндай трансформаторлардыі электродинамикалық төзімділігі шиналардың

төзімділігімен анықталады. АТҚ үшін ТФН типтегі фарфор корпусында қағаз-майлы оқшаулатқышы бар трансформаторлар қолданылады. Майлы бакты ажыратқыштардың және кернеуі 35 кВ күштік трансформаторлардың шықпаларында орнатылған ток трансформаторлары қондырылады. Мұндай трансформаторлардың қателіктері жеке трансформаторларға қаоағанда көбірек болады.

ТҚ жобалау кезінде ток трансформаторлары келесілер бойынша таңдалады: трансформатордың түрін таңдау, күтілетін жүктемені анықтау және оны номиналдымен салыстыру, электродинамикалық және термиялық төзімділікке тексеру. ҚС жұмыс режимін бақылау бақылау-өлшеуіш аспаптардың, вольтметр, ваттметр, варметр, активті және реактивті қуат санауыштарының көмегімен іске асады. Ток трансформаторларын таңдау және салыстыру 3.3 кестеде көрсетілген.

Ток трансформаторларын екінші жүктеме бойынша тексеру үшін аспаптардың каталогты мәндері қолданылады, фазалар бойынша жүктеме анықталады.

ТФЗМ 110Б-1 ток трансформаторларын екінші жүктеме бойынша тексереміз. Аспаптардың жалпы кедергісі:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{9{,}1}{25} = 0{,}364 \text{ Ом}.$$

3.3 кесте - Ток трансформаторларын таңдау және тексеру

ТФЗМ – 110Б-1		
Таңдау және тексеру шарттары	Есептік мәндері	Каталогты мәліметтер
$U_{\text{уст}} \le U_{\text{н}}$	$U_{\text{уст}} = 110$ кВ	$U_{\text{н}} = 110$ кВ
$I_{\text{раб.макс}} \le I_{\text{н}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 184$ А	$I_{\text{н}} = 300$ А
$B_{\text{к}} \le I_m^2 t_m$	$B_{\text{к}} = 5{,}2$ кА^{2}с	$I_m^2 t_m = 2187$ кА^{2}с
$i_{\text{у}} \le i_{\text{пр.с}}$	$i_{\text{у}} = 20{,}2$ кА	$i_{\text{пр.с}} = 62$ кА
ТШЛ-10		
$U_{\text{уст}} \le U_{\text{н}}$	$U_{\text{уст}} = 10$ кВ	$U_{\text{н}} = 10$ кВ
$I_{\text{раб.макс}} \le I_{\text{н}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 1098$ А	$I_{\text{н}} = 1500$ А
$B_{\text{к}} \le I_m^2 t_m$	$B_{\text{к}} = 22{,}4$ кА^{2}с	$I_m^2 t_m = 2187$ кА^{2}с
$i_{\text{у}} \le i_{\text{пр.с}}$	$i_{\text{у}} = 38{,}9$ кА	$i_{\text{пр.с}} = 69$ кА
ТПЛ-10		
$U_{\text{уст}} \le U_{\text{н}}$	$U_{\text{уст}} = 10$ кВ	$U_{\text{н}} = 10$ кВ
$I_{\text{раб.макс}} \le I_{\text{н}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 184$ А	$I_{\text{н}} = 400$ А
$B_{\text{к}} \le I_m^2 t_m$	$B_{\text{к}} = 22{,}4$ кА^{2}с	$I_m^2 t_m = 3675$ кА^{2}с
$i_{\text{у}} \le i_{\text{пр.с}}$	$i_{\text{у}} = 38{,}9$ кА	$i_{\text{пр.с}} = 66$ кА

3.4 кесте - Ток трансформаторларын таңдау және тексеру

Аспап	Түрі	Жүктеме А, В, С

		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э365	0,1	0,1	0,1
Ваттметр	Д365	1,5	-	1,5
Варметр	Д365	2,5	-	2,5
Активті энергия санауышы	СА4У-И670(3)	2,5	2,5	2,5
Реактивті энергия санауышы	СР4У-И670(3)	2,5	2,5	2,5
РҚжА		5	5	5
Барлығы		14,1	10,1	14,1

3.4 кестеден А және С фазаларындағы ток трансформаторларының ең көп жүктелгенін көруге болады.

Тексеруді ТШЛ-10 ток трансформаторларының жүктемесі бойынша жүргіземіз. Аспаптардың жалпы кедергісі

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{14{,}1}{25} = 0{,}564 \text{ Ом.}$$

Ток трансформатораның екінші номиналды жүктемесі 0,5 дәлдік класында 8,8 Ом құрайды. Түйіспелердің кедергісін 0,1 деп аламыз, сонда сымдардың кедергісі

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{н}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0{,}8 - 0{,}564 - 0{,}1 = 0{,}136 \text{ Ом.}$$

Ток трансформаторларын 110 және 10 кВ тексеру 3.5 кестеде көрсетілген.

3.5 кесте -

ТТ түрі	I_2, А	$r_{\text{приб}}$, Ом	$r_{\text{пр}}$, Ом
ТШЛ-10	25	0,564	0,136
ТФЗМ-110Б-1	25	0,564	0,136
ТШЛП-10	25	0,564	0,136

3.3.2 Кернеу трансформаторлары

Кернеудің өлшеуіш трансформаторлары кернеудің мәнін өлшеу үшін қолайлы мәнге дейін түрлендіру үшін арналған.

Кернеу трансформаторлары бастапқы кернеудің, екінші кернеудің номиналды мәндерімен (әдетте 100 В немесе $100\sqrt{3}$ В), трансформация коэффициентімен $K = U_{1ном} / U_{2ном}$ сипатталады. Қателіктерге қарай кернеу трансформаторларының дәлдік кластары келесдей бөлінеді: 0,2; 0,5; 1; 3.

Кернеу трансформаторының екінші жүктемесі – бұл сыртқы екінші тізбектің $S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2}$ қуаты, номиналды екінші жүктеме деп $S_{2ном}$ осы дәлдік класындағы трансформаторлар үшін бекітілген қателіктер рұқсат етілген шектен шықпайтын ең жоғарғы жүктемені айтамыз.

Кернеуі 18 кВ қондырғыларда үш фазалы және бір фазалы трансформаторлар қолданылады, кернеуі жоғары кезде – тек қана бір фазалы трансформаторлар қолданылады. Кернеуі 20 кВ кезде кернеу трансформаторларының құрғақ (НОС), майлы (НОМ, ЗНОМ, НТМИ, НТМК), құйылған оқшауламасы бар (ЗНОЛ) түрлері қолданылады. Бір фазалы екі орамды транформаторларды НОМ бір фазалы үш орамды трансформаторлардан ЗНОМ ажыраут қажет. ЗНОМ-15, -20, -24 және ЗНОЛ-06 типтегі трансформаторлар күшті генераторлардың кешенді токөткелдерінде орнатылады. Кернеуі 110 кВ және одан жоғары қондырғыларда каскад типтегі НКФ кернеу трансформаторлары және кернеудің сыйымдылықты бөлгіштері НДЕ қолданылады.

Мақсатына қарай кернеу трансформаторларының әр түрлі сұлбалары қолданылуы мүмкін. Екі бірфазалы кернеу трансформаторлары толық емес үшбұрышқа қосылған, олар екі сызықты кернеуді өлшеуге мүмкіндік береді. Бұндай сұлба санауыштар мен ваттметрлерді қосу үшін ыңғайлы. Сызықты және фазалы кернеулерді өлшеу үшін «жұлдыз-жұлдыз» сұлбасы бойынша қосылған үш бірфазы немесе НТМИ типтегі трансформатор қолданылуы мүмкін, оның үшінші орамасы тұйықталған үшбұрышқа қосылған және релелік қорғанысты қосу үшін қолданылады.

Кернеу трансформаторлары дәлдік класында белгіленген $U_{уст} \le U_н$, $S_2 \le S_{2ном}$ шарттар бойынша таңдалады. $S_{2ном}$ ретінде жұлдыз сұлбасы бойынша қосылған бір фазалы кернеу трансформаторларының үш фазасының қуаты алынады.

S_2 есептеу үшін кестелік форма қолданылады. Есептеуді жеңілдету үшін аспаптардың есептік жүктемесін фаза бойынша бөлмейді, сонда $S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2}$ болады. Екінші жүктемені анықтау кезінде қосу сымдарының кедергілері есептелмейді, себебі олар аз, бірақ сымдардың кедергісі кернеудің қосымша шығынын тудырады.

Кернеу трансформаторлары келесідей таңдалады [21]:

- кернеу бойынша: $U_{уст} \le U_н$;

- орамалардың қосылу сұлбасы және құрылымы бойынша;
- дәлдік класы бойынша;
- екінші жүктеме бойынша;

$$S_{2\Sigma} \le S_{н}, \qquad (3.10)$$

мұндағы $S_{н}$ - таңдалынған дәлдік класындағы номиналды қуат,

$S_{2\Sigma}$ - кернеу трансформаторына қосылған барлық өлшеуіш аспаптары мен реле жүктемесі, В·А

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\Sigma S_{приб} \cdot \cos\varphi_{приб}\right)^2 + \left(\Sigma S_{приб} \cdot \sin\varphi_{приб}\right)} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \qquad (3.11)$$

110 кВ АТҚ үшін НКФ-110-83 кернеу трансформаторын таңдаймыз. Жүктемені есептеуді 3.6 кесте бойынша жүргіземіз.

U=110 кВ трансформатор таңдауды қарастырамыз:

$$400\text{ВА} \succ \sqrt{(0{,}3\cdot 1 + 3\cdot 1 + 5\cdot 0{,}38 + 7{,}5\cdot 0{,}38\cdot 2 + 5\cdot 1)^2 + (5 + 7{,}5 + 7{,}5)^2 \cdot 0.925^2} = 25{,}6\text{ВА}.$$

U=10 кВ трансформатор таңдауды қарастырамыз:

$$S_{ном} = 120\text{ВА} \succ 25{,}6\text{ВА}.$$

3.6 кесте - Кернеу трансформаторларының екінші жүктемесі

Аспап	Түрі	Қуат шығыны	cosφ	sin φ	Аспап саны	Барлық қуат ΣS
Вольтметр	Э365	0,1	1	0	3	0,3
Ваттметр	Д365	1,5	1	0	2	3
Варметр	Д335/1	2,5	0,38	0,925	2	5
Активті энергия санауышы	СА4У-И670(3)	2,5	0,38	0,925	3	7,5
Реактивті энергия санауышы	СР4У-И670(3)	2,5	0,38	0,925	3	7,5
РҚиА		5	1	0		5

Кернеу трансформатрларын таңдау 3.7 кестеде келтірілген.

3.7 кесте - Кернеу трансформатрларын таңдау

КТ түрі	$S_{2\Sigma}, B\cdot A$	$S_{i}, B\cdot A$
НТМИ-10	25,6	120
НКФ-110-83	25,6	400

Осылайша, трансформаторлар таңдалған дәлдік классында жұмыс жасайды.

3.3.3 Асқын кернеуді шектеуіштерді таңдау

Найзағайлы және қарымталаушы (коммутациялық) асқын кернеуден шектеуіштер электр энергетиканың негізгі тапсырмаларының бірі болып табылады, себебі оқшауламаның жұмыс шарттарын жеңілдетуге мүмкіндік береді және көп жағдайларда асқын кернеумен анықталатын оқшауламаны қысқартады. Электр тораптарындағы оқшаулама жұмыс кернеуі мен асқан кернеудің әсерімен анықталады. Оқшаулама бірінші кезекте жұмыс кернеуінің әсерінен жұмыс сенімділігінің шартымен анықталады, асқын кернеу оқшауламаның көлемі мен сапасына әсер етпейтін деңгейден аспау керек.

Қазіргі уақытта энергетикалық жүйедегі вентильдік разрядтауыштардың (ВР) көбі өз қорларын тауысты, ал олардың шығырылу тоқталылған. Қазіргі маңызды сұрақтардың бірі разрятауыштарды сызықты емес асқын кернеулерді шектеуіштерге ауыстыру болып табылады. Бүгінгі таңда, сызықты емес шектеуіштер электр тораптарының жабдықтарын қорғаудың ең тиімді құралдары болып табылады, олардың пайдалану қасиеттері мен сенімділігі жоғары және жаңа технологиялар қолданылады.

Карбит кремний және тізбектеп қосылған ұшқын аралықтары негізінде симметриялы вольт-амперлі сипаттамасымен сызықты емес элементі бар электржабдықтарының оқшаулағышын асқын кернеуден қорғау үшін вентилді разрядтауыш 70 жылға дейін дәстүрлі аппарат болып табылған. Сызықты емес элементтің төмен сызықты еместігіне байланысты және жұмыс кернеуі кезінде нәтижелі токтың ағатындығына байланысты ол желіге тізбектей қосыла алмайды.

70 жылдары мырыш және қышқыл негізінде вольт-амперлі сипаттамасы неғұрлым үлкен сызықты еместігімен, ұшқынды аралықтарсыз еліге тізбектей жалғануға мүмкіндігі бар сызықты емес элементтер пайда болды. Біздің елде оксидті цинкті элементтері бар қорғаушы аппараттар сызықты емес асқын кернеуді шектеушілер (ОПН) деген атауға ие болды. Шет елде бұндай аппараттар ұшқынды разрядниктар деп аталады. Тізбекті ұшқынды аралықтың жоқтығы аппараттың қорғаушы сипаттамаларын неғұрлым үлкейтуге және оның габариттерінің көрсеткіштерін төмендетуге мүмкіндік береді. 70 жылдардың басында ұшқынсыз қорғаушы аппараттар кең қолданыс тапты.

АКШ оқшауланған қабықшаға орналастырылған, ең жақсы шетел фирмалары өндіретін аксидти-цинкті варисторлардың дискті колонкаларға тізбектей қосылған жоғары сызықты ремес резисторлардан тұратын тіректі типті аппарат.

Сонымен қатар, АКШ қолданыстағы нысандарда ғана емес, тұрғызылатын нысандарда да қажет. Бұл қажеттілік асқын кернеуді шектеу бойынша жұмыстардың маңыздылығын анықтайды.

АКШ ҚС жабдықтары мен ЭБЖ қорғау үшін қолданылады. Олардың механикалық төзімділігі жоғары болғандықтан жоғары вольтті әуе және кабель желілерін қосу кезінде тіректі оқшауламалардың орнына қолданылады. Бұл кабельдік муфталарды жөндеуді жеңілдетеді, ҚС құнын төмендетеді және құрылымын ықшамды етеді. Барлық АКШ тіректі оқшаулама ретінде қолданылмайды, себебі механикалық төзімділігі төмен болуы да мүмкін. Электр қондырғыларын қайта жөндеу, пайдалану, техникалық жабдықтау және жобалау кезінде шектеуіштерді вентильдік разрядтауыштардың орнына қолдану ұсынылады.

АКШ артықшылықтары:

- АКШ қолданылатын варисторлардың тұрақтылығы жоғары және ұзақ мерзімде пайдалану процесінде өзгермейді;
- коммутациялық және найзағайлы асқын кернеу кезінде АКШ іске қосылуының жылдамдылығы жоғары;
- жұмыс температурасы кең диапазонында АКШ шекті сипаттамасы күшті;
- варисторларды бір колонкалы орындауда қолдану кернеудің терең шектелуін қамтамасыз етеді, осыған сәйкес жабдықтың жұмыс сенімділігі мен торап параметрлерінің жақсаруын қамтамасыз етеді;
- АКШ салмағы мен габаритінің 10-20 есе азайту оларды қорғалатын жабдыққа жақын орнатуға мүмкіндік береді;
- АКШ салмағының аздығы және жоғары механикалық төзімділігі оларды 6-110 кВ ӘЖ тіректердің құрылымын күшейтусіз орнатуға мүмкіндік береді;
- полимерлі корпустағы АКШ арнайы қызмет көрсетуді қажет етпейді және сақтау мен тасымалдау кезінде зақымдалмайды;
- АКШ аз салмақты-габариттері оларды жөндеуді жеңілдетеді және жөндеу кезінде аз техниканы қажет етеді;
- қалған кернеу төмен болады;
- қорғаныстық сипаттамасы жоғары;
- өткізгіштік қабілеті жоғары;
- қоршаған ортаның әсерлеріне төзімділігі жоғары;
- иілу мен сынуға төзімділігі жоғары;
- соққы мен дірілге механикалық төзімділігі жоғары;
- құрылымның модулділігіне қарай жөнделуі тез.

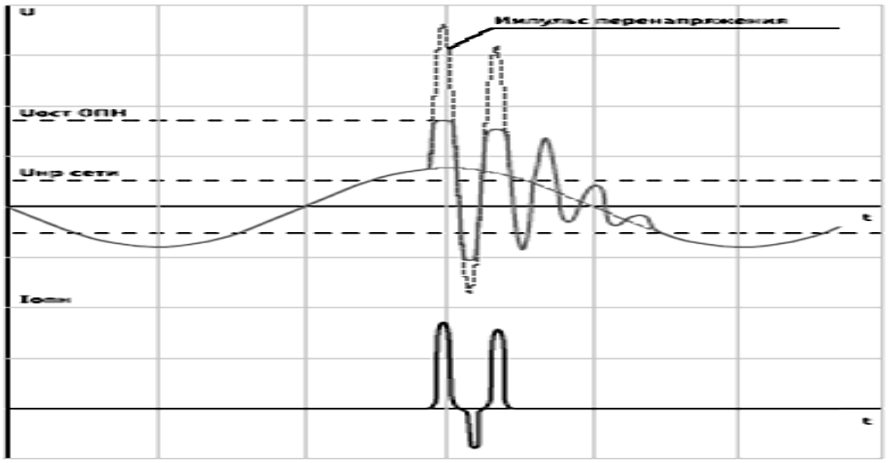
АКШ арқылы жұмыс кернеуіне милиампер шамасында ток ағады. Ток сыйымдылықты сипатта болады, соның әсерінен АКШ активті қуат бөлінбейді және ол жұмыс кернеуі астында шектеусіз бола алады. Нәтижесінде пайдалану процесінде АКШ қызмет көрсету мен бақылауды қажет етпейді. Асқын кернеулі импульс пайда болған кезде кернеудің жоғарылауы АКШ резисторларының активті кедергісінің төмендеуін тудырады. Коммутациялық асқын кернеулер пайда болған кезде және

найзағайлы асқын кернеулердің әсерінен ток АКШ арқылы жүз амперге дейін көтеріледі. АКШ өткізгіштігі жоғарылайды, осымен АКШ әсеріне қол жеткізіледі.

Асқын кернеу толқыны өткеннен кейін АКШ жұмыс кернеуі қосылады және ол өтпейтін жағдайға ауысады. АКШ өткізгіштігінің жартылай өткізгіш сипаты «жабық» жағдайдан «ашық» жағдайға лезде ауысуын қамтамасыз етеді, бұл олардың қорғаныс құрылғыларын тез ажыратыды. Осы параметрлері бойынша АКШ «жұмсақ» қорғаныс құрылғыларына жатады. Варисторларды дайындау кезінде қолданылатын жаңа технологиялар оларға төзімді вольтамперлі сипаттаманы қамтамасыз етеді, ол АКШ пайдаланудың мерзімінде өзгермейді.

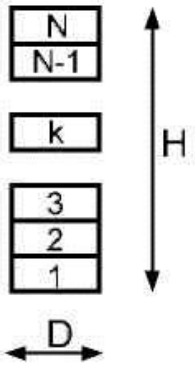
Металоксидті керамикадан жасалған НРР вольт-амперлі сипаттамсы қоршаған ортаның температурасына тәуелді: температура жоғарылаған кезде қалдық кернеу азаяды, токтың температуралық коэффициенті және сызықтық емес коэффициент төмендейді. Қалдық кернеудің азаюы қысқа импульс кезінде аз болады, мысалы әсер ұзақ кездегі қалдық кернеудің қатынасы бір микросекундқа тең.

АКШ құрылымы лқарапайым – оның негізінде сызықты емес кедергілердің (варисторлар) бағанасы жатыр, оның екі геометриялық сипаттамасы – колонка биітігі мен оның диаметрі бар (3.1 сурет).



3.1 сурет – Әсер ететін кернеу жоғарылаған кезде АКШ кернеу және токтың өзгеру графигі

АКШ тізбектей қосылған N сызықты емес кедергілердің – варисторлардың колонкасынан тұрады, биіктігі h және диаметрі D тығырық (шайба) түрінде дайындалады. Көп жағдайларда АКШ варисторлардың параллель жұмыс істейтін бірнеше колонкаларынан тұрады (3.2 сурет).



3.2 сурет – Варисторлар N тізбектей қосылған колонканың сыртқы түрі

АҚШ қолданылатын көлемді түрдегі (варисторлар) жоғары сызықты резисторлар оксидно-цинковой немесе металлооксидной керамикадан орындалған, олар арнайы қоспаны (1300°С дейін) жоғары температурада күйдіру нәтижесінде алынған. Қоспа цинк және басқа метал қышқылдарынан, мысалы висмут, сурьма, кобальт, марганц және т.б. тұрады. Негізгі қосымшаның салмағы цинк қышқылының салмағының 4% кемін құрайды. Оксидно–цинковой керамиканың сызықты емес коэффициенті 0,02 - 0,06 құрайды және материалды күйдіру температурасына тәуелді болады. Мұндай матенриалға қосылған кернеу мен ток арасындағы тәуелділік қарастырылатын материалдар үшін ортақ формуламен анықталады. Сызықтылық емес коэффициент ток мәні өскен сайын артады, ал кернеу көп кезде ток құраушысының активті салмағы артады.

Материалдың параметрлі АКШ қызмет мерзімін анықтайды. Негізгі мәнге кернеу градиенті, токтың температуралық коэффициенті, қоршаған ортаның температурасы, жылу беру шарттары, қосылған кернеу ие болады. Ескіру (тозу) процесінде токтың активті құраушысы және активті қуаты өседі.

Оксидно – цинковой керамиканың дискі арнайы түтікке ауыстырылады (түтік радиациалы-модифицияланған полиэтиленді), температура 170-180°С дейін қызу кезінде дисктермен бірге колонканы тығыз тырыстырады, көлденең және бойлық қысым қалыптастырады. Бойлық қысым қалған дисктер арасындағы электрлік байланысты қамтамасыз етеді, ал көлденең қысым дисктерден бір құрылымдық толық – колонка құрады.

Асқын кернеуді шектеуіштерді таңдаймыз:

10 кВ кернеу үшін ОПН-10/11-10(I)УХЛ1 таңдаймыз (3.3 сурет).



3.3 сурет – Кернеуі 3-10 кВ тораптарда электр жабдықтарын найзағайлы және коммутациялық асқын кернеуден қорғау үшін АКШ

110 кВ кернеу үшін ОПН-110/73-10(I)УХЛ1 таңдаймыз.



3.4 сурет – Кернеуі 110 кВ тораптарда электр жабдықтарын найзағайлы және коммутациялық асқын кернеуден қорғау үшін АҚШ

3.4 Электр тораптарындағы кернеуді реттеу. Реактивті қуатты қарымталау

Электр тораптарындағы кернеу шығынын төмендету үшін келесілер қарастырылады:

- кернеу астында реттеуі бар күштік трансформаторларды қолдану;
- жобаланатын ҚС 10 кВ шиналарында номиналдыдан + 5% тұрақты кернеу сақталады.

Осы іс шаралардың барлығы 10 кВ тарату тораптарының оңтайлы жұмыс режимін қамтамасыз етуге және тұтынушылардағы кернеудің нормаланған деңгейін (МЕМСТ сәйкес $\pm$ 10% от $U_{ном}$) ұстауына мүмкіндік береді.

Жобаланатын «Шамалған» ҚС электрмен жабдықтау аумағында 2019 жылға дейін құрылыс және дамыту жоспарында қозғалтқыш жүктемесі жоғары (cos φ мәні төмен және реактивті қуаты жоғары) өндірістік кәсіпорындардың құрылысы қарастырылмаған, конденсаторлы

батареяларды орнату арқылы реактивті қуатты қарымталау қажет емес.

Қарастырылатын ауданда электрмен жабдықьтау сенімділігін арттыру үшін 110-5АН «Трансформаторлар жағында жөндеуіш мойнағы бар және трансформатор тізбегінде ажыратқыштары бар көпіоше» сұлбасы бойынша 110/10 кВ ҚС құрылысы қарастырылады.

Келтірілген есептеулердің негізінде (3.3 және 3.4 сурет) жобаланатын «Шамалған» ҚС аумағындағы электр тораптарындағы қуат ағынының бөлінуі 110 кВ тораптардың келесі үзінділерді ұсынады:

Есептеулердің көрсетуі бойынша екі нұсқа да қалыпты режимде желіге қосылатын ҚС 110 кВ шиналарындағы кернеу деңгейін қамтамасыз етеді.

3.5 110 кВ электр тораптарын дамыту бойынша жұмыстардың көлемі

Қазіргі уақытта қарастырылып отырған ауданда тұтынушыларды электрмен жабдықтау №126А «ВАСХНИЛ» 35/10 кВ арқылы жүзеге асады.

«АЖК» АҚ Алматы облысының электр тораптарын келешекті дамыту жоспарына» сәйкес қолданыстағы №126А «ВАСХНИЛ» 35/10 кВ ҚС бөлшектеу және техникалық шығындарды төмендету мақсатында 35 кВ кернеу класын жою жоспарланады. Демонтаждалатын ҚС 10 кВ шиналарынан жүктемені жобаланатын «Шамалған» 110/10 кВ ҚС ауыстыру жоспарланады. Сонымен қатар жобадағы ҚС 10 кВ шиналарынан жаңа нысандарды электрмен жабдықтау іске асырылады. Бұл іс шаралар жобалау аумағындағы электр энергия тұтынушыларын электрмен жабдықтау сенімділігін арттыруға мүмкіндік береді.

110/10 кВ ҚС орналасу орны көрсетілген және 110-10 кВ ЭБЖ трассаларының сұлбасы 3.4 суретте көрсетілген.

Жоспардағы құрылыс нысандары мен олардың қысқаша сипаттамасы 3.8 кестеде келтірілген.

3.8 кесте - ҚС орналасу орны

Атауы		Өлшем бірл.	Саны
Қолданыстағы №113А 110 кВ ӘЖ врезка	Кернеуі 110 кВ бір тізбекті ӘЖ. 110/10 кВ «Шамалған» ҚС кіргізу, 3хАС120/19+С50	км	0,29
	Кернеуі 110 кВ бір тізбекті ӘЖ 110/10 кВ «Шамалган» ҚС шығару, 3хАС120/19+С50	км	0,21
110 кВ АТҚ бар 110/10 кВ ҚС, 2-25 МВА трансформаторларымен 110-5АН типтік сұлбасы бойынша орнылдалған.		шт	1

2-1000 кВ екі трансформаторы бар 10/0,4 кВ кешенді трансформаторлы ҚС, тұйықты ҚС	шт	1
Кернеуі 10 кВ екі біртізбекті ӘЖ. «Шамалган» ҚС – 10 кВ ТҚ, №126А «ВАСХНИЛ» ҚС, 2х3хАС120/19 +2х АПвПБбШп 3х300/25-10	км	2х5,385 +0,345
«Шамалған» ҚС кернеуі 10 кВ біртізбекті ӘЖ – 10 кВ ӘЖ Ф№3 ПС№126 (10 кВ ӘЖ Первомайский ауылы) 3АС70/11	км	0,275
«Шамалған» ҚС кернеуі 10 кВ екі біртізбекті ӘЖ - Ушконыр» 2х3хАС70/11	км	2х4,795
«Шамалған» ҚС кернеуі 10 кВ төрт кабель желісі - «Ушконыр» 2х2хАПвПуг-3х150 - 10 кВ	км	2х(2х6,58)
Қолданыстағы 110 кВ №28А «Каргалы» ҚС 110 кВ секциялы ажыратқышты орнату	дана	1

3.5.1 110 кВ ӘЖ

110/10 кВ «Шамалған» ҚС электрмен жабдықтау үшін 110 кВ ӘЖ құрылысы қарастырылады, қолданыстығы №133А 110 кВ ӘЖ врезки арқылы.

Жобадағы 110 кВ ӘЖ сымдарының қимасы шарттарды қанағаттандыру (шарттарға сәйкес келуі) керек:

$$I_{раб.макс} \le I_{длит.допуст}. \quad (3.11)$$

Яғни, желінің максималды жұмыс тогы желіде қолданылатын сымгың рұқсат етілген тогынан аз (немесе тең) болуы керек.

Желінің жұмыс тогын желіге қосылатын жүктеме бойынша табуға болады.

$$I_{раб.макс} = \frac{S_{лин}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (3.12)$$

мұндағы $S_{лин}$ - тұтынылатын толық қуат (жүктеме), жобаланатын желі бойынша жіберіледі (кВА);

$U_{ном}$ - тораптың номиналды кернеуі (110 кВ).

Желінің жүктемесі ҚС орнатылған трансформаторлардың қуатына қарай және апатты режимде ҚС жүктемесін 70% қамтамасыз ету шартынан табылады:

$$S_{лин} = 2S_{тр} \cdot 70\%. \quad (3.13)$$

Жобадағы ҚС қуаты 25 МВА екі трансформатор орнату қарастырылады. Сонда желінің апаттық режимдегі жүктемесі келесіге тең

болады:

$$S_{лин} = 2 \cdot 25 \cdot 70\% = 35 \text{ МВА.}$$

110 кВ желінің жұмыс тогы келесіге тең:

$$I_{раб.макс} = \frac{35 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 184 \text{ А.}$$

«МЕМСТ 839-80 бойынша оқшауланбаған сымдар үшін рұқсат етіоген ұзақ токты» ЖҚЕ 1.3.29 кестесі бойынша қимасы шартқа сәйкес келетін сымды табамыз.

АС50/8 сымды таңдаймыз: $I_{длит.допуст} = 210А.$

Бірақ, СН РК 3.02.-19-2001 «Сейсмикалық аудандардағы электр торапты нысандардың құрылысы» 11.2 бөліміне сәйкес сейсммикалық 6 және одан жоғары аудандарда 110 кВ ӘЖ механикалық төзімділік шарты бойынша қимасы 120 мм^2 кем емес сымдар қолданылуы керек.

Жобаланатын 110 кВ ӘЖ үшін сымдардың қимасы қолданыстағы 110 кВ ӘЖ сымдардың өткізгіштік қабілетіне сәйкес шарттармен таңдалды.

Жобаланатын 110 кВ ӘЖ үшін АС120/19 маркасындағы сым таңдалды, ол қолданыстағы №133А 110 кВ ӘЖ сымдарға балама (ұқсас) болып келеді.

110 кВ ӘЖ құрылысын металл теректерде АС120/19 сымдарымен орындау қарастырылады. ӘЖ найзағай соққыларынан қорғауды желінің барлық ұзындығы бойынша найзағай арқансымдарын ілу арқылы орындау жоспарланады. Арқансымның маркасы – С50.

110 кВ ӘЖ үшін келесі түрдегі тіректер қабылданады:

- У110-1 типтегі бұрыштық, түпкі, анкерлі – металл тіректер (оның ішінде габаритті тұғырығы бар +5 м).
- қолданыстағы 110 кВ ӘЖ телімін уақытша қоршау үшін аралық бұрышты – темір бетонды жалғыз қадалы, ПУБ35-110-1,1т типтегі.

Тіректердің металл құрылымдарын қоршаған ортаның бұзу әсерлерінен қорғау үшін барлық металл құрылымдары мырышталу керек.

Қоланылатын тіректердің үлгілері 3.3 және 3.4 суреттерде көрсетілген.

Жобаланған 110 кВ ӘЖ біріңғайланған темір бетонды іргетастар және келесі түрленулер қолданылған:

- металл тіректердің іргетасы – Ф5-Ам-Р;
- регельдер – Р1-А.

Топырақтың агрессивті (жемір) әсерінен қорғау үшін темір бетонды тіректердің жер асты бөлігін, іргетасын және ригелін БМЗЭС гидро оқшауланған қарамаймен жабу керек.

Металл тіректердің іргетасы құрғақ жердегі ашық қазаншұңқырға орнатылады.

Үстіңгі төгу 50% құм-топырақтың қоспасын қосу арқылы орындалады.

110 кВ ӘЖ барлық тіректер 3602тм типтік жоспардың сұлбас ыбойынша жерлендірілуі керек, кедергілері ЭҚЕ 2.5.17 кестесіне сәйкес алынады. Жерлендірудің электродтары болаттан орындалған Ø16 мм, L=5 м.

Оқшаулатқыштар тіркесі оқшаулатқыштармен толықтырылады:

- демеп ұстаушы 10хПС70Е;
- керме 11хПС120Б;
- порталға керілген 12хПС120Б.

Барлық тізбекті арматура ҚР және РФ аумағында шығарылатын каталогтар бойынша алынған.

3.6.2 10 кВ ЭБЖ

110/10 кВ «Шамалған» ҚС электрмен жабдықтау үшін 110 кВ ӘЖ құрылысы қарастырылады, қолданыстағы №133А 110 кВ ӘЖ кіргізу арқылы.

Бұл технико-экономикалық негіздерде келесі 10 кВ нысандардың құрылыс қарастырылады:

- 110/10 кВ «Шамалған» ҚС-нан демонтаж жасалатын 35/10 кВ №126А «ВАСХНИЛ» ҚС дейін 10 кВ- ТҚ дейін 10 кВ екі біртізбекті ӘЖ;
- қолданыстағы Ф№3 10 кВ ӘЖ №126А ҚС-дан «Шамалған» ҚС дейін;
- «Шамалған» ҚС-нан бастап «Үшқоңыр» шатқалындағы 10/0,4 кВ ТП дейін 10 кВ екі тізбекті ЭБЖ құрылысы;
- «Үшқоңыр» шатқалында трансформаторларының қуаты 2х100 кВА 10/0,4 кВ екі трансформаторла ҚС құрылысы.

Демонтаж жасалатын 35/10 кВ №126А «ВАСХНИЛ» ҚС жүктемені 110/10 кВ «Шамалған» ҚС ауыстыру үшін 10 кВ екі біртізбекті ӘЖ құрылыс қарастырылған, жалпы ұзындығы 2х2,385 км. Жобаланатын 10 кВ ӘЖ үшін АС120/19 маркасындағы сым таңдалады,электрлік жүктеменің өсуін ескеріп таңдалған.

10 кВ ӘЖ Оңтүстік-Орал арматрура-оқшауламалы заводтың сызықты арматурасы қабылданған.

Жобаланатын 10 кВ ӘЖ елді мекеннен өтеді, ластану деңгейі атмосфера ластануының III снатына сәйкес келеді. Осыған және ӘЖ үшін қабылданған тіректердің материалына байланысты келесі оқшаулама қабылданған:

- аралық тіректерде – ШС-10 Д істікшелі оқшаулатқыштар;
- анкерлік тіректерде – ПС70Д типтегі оқшаулатқыштары бар оқшаулағыш ілмелер.

Өткізгіштердің қимасының артуына байланысты жобаланатын 10 кВ ӘЖ 35 кВ ӘЖ габариттерінде қарастырылған. ӘЖ құрылысы қолданыстағы типтік жобалар бойынша тіректердің құрылымын қолданумен қарастырылады. Тіректер 3.407-163 т.пт бойынша СВ-164 темір бетонды тіреулерде қабылданған. Аралық тіректер үшін есептік аралық типтік жобалардағы ұсыныстар бойынша алынған.

Қолданыстағы №126А ҚС-нан «Шамалған» ҚС Ф №3 10 кВ ӘЖ ауыстыру үшін ұзындығы 0,275 км 10 кВ біртізбекті ӘЖ құрылысы қарастырылады. Жобадағы ӘЖ үшін АС70/11 маркасындағы сым қолданылады. ӘЖ құрылыс типтік жобалар бойынша тіректердің құрылымын қолдану арқылы орындалады.

Аралық тіректер үшін есептік аралық тіректердің типтік жоспары бойынша 60 м артық емес алынады.

«Шамалған» ҚС-нан «Үшқоңыр» шатқалындағы 10/0,4 ТП дейін 10 кВ екі тізбекті ЭБЖ құрылысын келесі түрде іске асырылу жоспарланады:

- таулы жерлерде кабель желілеріг төсеу арқылы, себебі мұндай шарттарда ӘЖ тіректерін орнату және сымдарды ілу мүмкін емес. 10 кВ әр түрлі тізбектердің кабельдері жеке траншеяларда орнатылады. Резервті қамтамасыз ету үшін 10 кВ ЭБЖ әр тізбегіне екі кабель төселеді. Кабель желісінің траншеясының жалпы ұзындығы км құрайды, төселетін кабельдер саны -4, әр траншеяға 2 кабельден. Төселетін кабель қимасы 150 мм^2 алюминий талсымы бар, қусырылған полиэтиленді оқшауламасы бар АПвПуг-3х150 типтегі кабель;

- тегіс жерлерде 10 кВ екі біртізбекті ӘЖ тұрғызу жоспарланады, ұзындығы 2х4,795 км. 10 кВ ӘЖ үшін АС70/11 маркасындағы сым қолданылады.

10 кВ ӘЖ Оңтүстік-Орал арматрура-оқшауламалы заводтың сызықты арматурасы қабылданған.

Жобаланатын 10 кВ ӘЖ елді мекеннен өтеді, ластану деңгейі атмосфера ластануының III снатына сәйкес келеді. Осыған және ӘЖ үшін қабылданған тіректердің материалына байланысты келесі оқшаулама қабылданған:

- аралық тіректерде – ШС-10 Д істікшелі оқшаулатқыштар;

- анкерлік тіректерде – ПС70Д типтегі оқшаулатқыштары бар оқшаулағыш ілмелер.

ӘЖ құрылысы қолданыстағы типтік жобалар бойынша құрылмыдарды қолданумен орындалады. Тіректер СКц-5/110 тіреулерде орындалады. Аралық тіректер үшін есептік аралық 60 м.

«Үшқоңыр» шатқалында 0,4 кВ кернеуге тұтынушыларды электрмен қамтамасыз ету үшін қуаты 2х100 кВА трансформаторлары бар сыртқы орындаудағы бір екітранформаторлы ҚС орнату қарастырылады. Орнатуға «Кентау трансформатор заводы» АҚ өндірген КТПБ-2х1000/10-0,4 кВ

типтегі блокты-модульді ҚС қабылданды.

3.6.3 110/10 кВ «Шамалған» ҚС

Әр қайсының қуаты 25,0 МВА екі транформаторы бар 110/10 кВ трансформаторлы ҚС құрылысы қарастырылады. ҚС жобасында келесілер қарастырылған:

- 2х25 МВА трансформаторлары бар «Трансформаторлар жағында жөндеуіш мойнағы бар және трансформатор тізбектерінде ажыратқыштары бар көпісрше» типтік сұлбасы бойынша орындалған 110 кВ – АТҚ.

АТҚ жабдықтару ашық орындауда қабылданған, өндіруші «Кентау трансформатор заводы» АҚ.

- секцияланған ажыратқышы, шиналар жүйесі бар жекеше сұлба бойынша орындалған 10 кВ – ЖТҚ.

Бұл жобада 10 кВ – ЖТҚ блокты-модулді ғимараты қарастырылады, онды 10 кВ ұяшықтар, сонымен қатар дабылдық басқаруды, оперативті токты, телемеханика және байланысты қорғау аппараттары орнатылады. 10 кВ – ЖТҚ басқа ғимараттардан қоршауымен ерекшеленеді.

110/10 кВ «Шамалған» ҚС ауданы құрылыс материалдары мен ҚС жабдықтарын Үшқоңыр ауылына жеткізу қолайлылығын ескеріп таңдалған.

ҚС жоспары және қосылу сұлбалары суреттерде көрсетілген.

3.9 кестеде ҚС құрылысы үшін қажетті негізгі жабдықтардың сипатамалары келтірілген.

3.9 кесте - Негізгі жабдықтардың сипатамалары

№ п/п	Атауы	Өлшем бірл.	Саны
1	Күштік – үшфазалы екі орамды трансформатор, 110/10 кВ, 25 МВА, ТДН-25000/110/10 кВ-У1	кт	2
2	Орнатылған ток трансформаторы бар 110 кВ үшполюсті элегазды бакты ажыратқыш	дана	3
3	Жерлендіргіш екі шаппасы мен моторлы жетегі бар 110 кВ үшполюсті айырғыш	дана	6
	Жерлендіргіш шаппасы мен моторлы жетегі бар 110 кВ үшполюсті айырғыш	дана	6
5	110 кВ бір фазалы майлы ток трансформаторы	дана	9
6	110 кВ бір фазалы майлы кернеу трансформаторы	дана	6
7	110 кВ асқын кернеуді шектеуіштер	дана	6
8	Күштік трансформатор бейтараптамасында 51 кВ АКШ	дана	2
9	Күштік трансформатор бейтараптамасында 110 кВ бір полюсті жерлендіргіш	дана	2
10	10 кВ кешенді тарату құрылғылары: - 10 кВ кірмедегі ұяшықтар -кабельдік желінің ұяшықтары - секциялы ажыратқыштың ұяшықтары - секциялы айырғыштардың ұяшықтары - жақындағы қатарға шиналық кірме - 1,2 секцияның қорек кірмесінің шкафы - өзіндік мұқтаджық шкафы	 дана дана дана дана дана дана дана	 2 16 1 1 2 1 1

Сонымен қатар, 110 кВ тораптарының қажетті технологиялық үзілулерді қамтамасыз ету мүмкіндіктері және қалыпты іске қосылулары үшін №28А «Каргалы» ҚС СВ-110 кВ секциялы ажыратқыштарды орнату қарастырылады, қазіргі уақытта 110 кВ тораптарын секциялау айырғыштардың көмегімен іске асырылады. Орнату үшін үшполюсті элегазды бакты ажыратқыш таңдалған.

4 СДТУ жұмысының принципі

4.1 Технологиялық және диспетчерлік басқару ұйымының принципі

Бұл бөлімде 110/10 кВ «Шамалған» ҚС диспетчерлі-технологиялық басқару сұрақтары қарастырылған, дыбыс каналдары мен теле ақпараттарды жіберу үшін каналдарды ұйымдастыру қарастырылады.

Диспетчерлік басқару құрылымы бойынша «Шамалған» ҚС Алматы қаласындағы «АЖК» АҚ ДП оперативті басқаруында болады.

Жіберілетін ақпараттың көлемі «Электрлік және жылу энергиясын пайдалану ережелеріне» және «Энергетикалық жүйелерде ақпаратты жіберу және жинау жүйесін жобалау ақпараттарының көлемін таңдау бойынша басқарушы нқсқаулықтарға» сәйкес анықталады.

«Шамалған» ҚС үшін SCADA ұйымы қарастырылады, онда теле ақпараттың келесі көлемі бар:

- реактивті және активті қуатты, 110 кВ жағында ток және кернеу трансформаторларын телеөлшеу (алыстан өлшеу);
- 10 кВ фидерлердегі токты және активті қуатты телеөлшеу (алыстан өлшеу);
- 110 және 10 кВ шиналардағы кернеуді телеөлшеу (алыстан өлшеу);
- 110 кВ жерлендіргіш шаппалардың және айырғыштардың, ажыратқыштардың жағдайы туралы алыстан сигнал беру;
- 10 кВ жерлендіргіш шаппалардың және айырғыштардың, ажыратқыштардың жағдайы туралы алыстан сигнал беру;
- 110 кВ жерлендіргіш шаппаларды және айырғыштарды, ажыратқыштарды алыстан басқару (телебасқасқару);
- 10 кВ ажыратқыштарды алыстан басқару.

Жоғарыда көрсетілгендердің барлығы бақылаушыға (RTU) қосылады.

Ағымдағы телеөлшеулер туралы мәліметтер RTU қосылулардың қорғаныс блоктарынан келеді.

«Шамалған» ҚС қорғаныс және басқарудың заманауи микропроцессорлы жүйелерімен жабдықталған 10 кВ тарату құрылғыларын қолдану жоспарланады, оларда ақпаратты ҚС SCADA қосу мүмкіндігі болады.

ҚС SCADA мен «АЖК» АҚ ДП SCADA арасындағы ақпарат алмасуды МЭК 60870-5-101 хаттамасы бойынша жүзеге асыру жоспарланады.

Диспетчерлі-технологиялық басқарудың автоматтандырылған жүйесін (АСДТУ-ДТБАЖ) құру үшін ABB технолгиясы қолданылады. ҚС бақылау орны ретінде Remote Terminal Unit (RTU) 560 орнатылады. Ақпараттарды жинау және өңдеу ретінде MicroSCADA бағдарламалық-

ақпараттар кешені қолданылады. OPEN++ OPERA бағдарламалық жасақтама жоғарғы деңгейдегі ақпараттарды өңдеу және жинау жүйесі ретінде қолданылады.

«Шамалған» ҚС электр энергияны коммерциялық есептеу бойынша ақпараттарды жинауды жадысы ұзақ мерзімді, АСКУЭ бақылауына қосылған заманауи электронды санауыштардың көмегімен іске асыру жоспарланады (ЭКОМ-3000). «Шамалған» ҚС-нан «АЖК» АҚ диспетчерлік орнына теле ақпараттарды жіберу мен диспетчерлік және технологиялық байланыс каналдарын ұйымдастыру қолданыстағы байланыс ВЧ бойынша іске асады, ол үшін 110/10 кВ «Шамалған» ҚС қолданыстағы байланыс ВЧ сақтау үшін қажетті жабдықтар орнатылады. ВЧ сигналдарын өңдеудің сандық жабдықтары ретінде «АВВ» фирмасының ETL-600 аппараттары қабылданады.

Байланыстың резервті каналдарын ұйымдастыру үшін «АЖК» АҚ транкингті торабына қосылған Vertex VX-2200 радио станция қарастырылады.

«Шамалған» ҚС дауыс каналдарын қосу үшін ОПУ телефонның болуы қарастырлады.

Байланыс каналдарын ұйымдастыру сұлбасы 4.1 сызбад көрсетілген. Аппаратура жобаланатын ҚС ОПУ ғимараттарына орнатылады.

СДТУ аппараттарын кепілді электрмен қоректендіру үшін «Шамалған» ҚС 2 сағат үздіксіз жұмыс жасайтын аккумуляторлы батареялары бар кепілді электрмен қоректендіру жүйесі қарастырылады.

5 Технико – экономикалық бөлім

Электрмен қамту жүйелерін жобалауда мақсатты, алдыңғы технико-экономикалық көрсеткіштері бар нұсқаны таңдау қажет. Тәжірбиеде нұсқаларды салыстырғанда, салыстырмалы экономикалық тиімділік көрсеткіші ретінде жиі келтірілген шығындарды қолданады.

Әр нұсқада келтірілген шығындар өндірістік шығын және капиталдық салымға кететін, нормативті коэффициент E_H [4] арқылы біркелкі мөлшерге келтірілген ағымдық шығын суммасын көрсетеді.

$$З = Е_н \cdot К + И \text{ мың теңге,} \qquad (5.1)$$

мұндағы $Е_н$ – энергетикада қабылданған нормативті тиімділік коэффициенті, 0,15;

К – капиталдық салым, тыс. теңге;

И – өндірістің жылдық шығыны, теңге

Салыстырылып жатқан нұсқалардың ішінде ең үнемдісі аз жылдық шығыны бар нұсқа.

5.1. Капиталдық салымдарды анықтау

Энергожүйені қоректендіру кезінде электр тораптарына кететін капиталдық салымы анықталатын формула:

$$К = \sum К_л + \sum К_{п/ст} + К_я + К_д, \qquad (5.2)$$

мұндағы $\sum K_Л$ – электр желі құрылысына кететін суммарлық капиталдық салым, мың теңге;

$K_я$ – қорек көзі нүктесінде тарату құрылғылары құрылысына кететін капиталдық салым, мың теңге;

$K_Д$ – қосымша капиталдық салым, мың теңге.

Желі және жабдық құны анықтамалық материалдардан алынады [2, 9].

Қосымша капиталдық салымдар шығыны анықталатын формула:

$$К_д = \alpha \cdot \left(\sum \Delta Р_л + \sum \Delta Р_{пс/т} \right) \text{ мың теңге} \qquad (5.3)$$

мұндағы α – 1кВт электростанция тағайындаған қуаттың меншікті капиталдық салымы, теңге/кВт;

$\sum \Delta Р_л + \sum \Delta Р_{пс/т}$ – сәйкесінше электр желілері және қосалқы

станциясында суммарлық қуат шығыны, кВт.

Желідегі қуат шығыны анықталады:

$$\Delta P_{Л} = 3 \cdot I_{Р}^{2} \cdot R \cdot 10^{-3} \text{ мың теңге,} \qquad (5.4)$$

мұндағы R – желінің активті кедергісі, Ом;

$I_{Р}^{2}$ – желінің есептік тоғы, А.

Есептеу мысалы. Нұсқа I, Желі 0-1 110 кВ $I_Р$ = 95,4; r_0=0,43 Ом/км; L=50 км.

$$\Delta P_{Л} = \frac{(3 \cdot 62{,}9^{2} \cdot 50 \cdot 0{,}43 \cdot 10^{-3})}{2} = 127{,}2 \text{ кВт.}$$

Екі орамды трансформаторлардағы қуат шығыны:

$$\Delta P_{Т} = \Delta P_{СТ} \cdot n + \frac{1}{n} \Delta P_{т.ном} \left(\frac{S}{S_{ном}} \right)^{2} \text{ кВт,} \qquad (5.5)$$

мұндағы $\Delta P_{СТ}$ – трансформатор болатындағы шығын, кВт;

n – параллель қосылған трансформаторлар саны;

$\Delta P_{т.ном}$ – трансформатор орамындағы қуат шығыны, кВА.

Есептеу мысалы. Нұсқа I, қ/ст “Карағайлы”.

ТМН – 6300/110кВ трансформаторлары, 2 штугі параллель қосылған:

$$\Delta P_{Т} = 2 \cdot 11{,}5 + \frac{1}{2} \cdot 44 \cdot \left(\frac{3992}{6300} \right)^{2} = 31{,}73 \text{ кВт.}$$

I –ші нұсқа бойынша қосымшы капиталдық салымды табамыз:

$$К_{Д} = 157{,}5 \cdot (248{,}9 + 136{,}5) = 60{,}5 \text{ мың теңге}$$

5.1 кесте – 110 кВ электр беру желілерінің капиталдық салымы

Нұсқа I 110/10 кВ				Нұсқа II 110/10 кВ			
Желі номері	*l*, км	1 км құны мың теңге	$К_{лі}$, мың теңге	Желі номері	*l*, км	1 км құны мың теңге	$К_{лі}$, мың теңге
0-1	50	36,5	1825	0-1	50	36,5	1825
1-2	38	36,5	1387	1-2	38	36,5	1387
1-4	25	36,5	912,5	1-4	25	36,5	912,5
1-5	30	36,5	1095	4-5	23	36,5	839,5
2-3	24	36,5	876	2-3	24	36,5	876
$\Sigma K_{Л} = 6095{,}5$ мың теңге				$\Sigma K_{Л} = 5840{,}0$ мың теңге			

5.2 кесте – Қосалқы стансаға капиталдық салым

Нұсқа I 110/10 кВ		Нұсқа II 110/10 кВ	
Трансформаторлар	$\Delta P_{К/СТ,}$ кВт	Трансформаторлар	$\Delta P_{К/СТ,}$ кВт
Қ/СТ «Рахат» ТМН 2500/110 кВх2шт	27,3	Қ/СТ «Рахат» ТМН 2500/110 кВх2шт	27,3
Қ/СТ «Қарағайлы» ТМН 6300/110 кВх2шт	30,8	Қ/СТ «Қарағайлы» ТМН 6300/110 кВх2шт	30,8
Қ/СТ «Ақжар» ТМН 2500/110 кВх2шт	21,9	Қ/СТ «Ақжар» ТМН 2500/110 кВх2шт	21,9
Қ/СТ «Таусамалы» ТМН 2500/110 кВх2шт	34,6	Қ/СТ «Таусамалы» ТМН 2500/110 кВх2шт	34,6
Қ/СТ «Құрамыс» ТМН 2500/110 кВх2шт	21,9	Қ/СТ «Құрамыс» ТМН 2500/110 кВх2шт	21,9
$\Sigma\Delta P_{к/ст} = 136{,}5$ кВт		$\Sigma\Delta P_{к/ст} = 136{,}5$ кВт	

5.3 кесте – Электр тораптарының капиталдық салымы

Нұсқалар	$К_{Л}$, млн.теңге	$К_{к/ст}$, млн.теңге	$К_{я}$, млн.теңге	$К_{Д}$, млн.теңге	ΣК млн.теңге
I	30477,5	7440	450	60,5	38428
II	29200	3036	450	61,5	37301,5

5.2 Жылдық шығынды анықтау

Өндірістің жылдық шығыны электр қондырғылардың электрлік тораптарының әр буынындағы эксплуатациямен байланысты кететін барлық аударымдар мен шығындардың суммасы анықталатын формула:

$$И = \sum_{1}^{n} К_{Лl} \cdot \frac{P_{ai} + P_{tpi}}{100} + \sum_{1}^{n} К_{к/сті} \frac{P_{at}^{'} + P_{tpi}^{'}}{100} + К_{я} \frac{P_{a}^{''} + P_{тр}^{''}}{100} + \beta_{Л} \Sigma \Delta А_{Л} + \beta_{т} \sum \Delta А_{к/ст} + З, \quad (5.6)$$

мұндағы $К_{Лl}$ – капиталдық салым, l электроберіліс желісінің құрылысына кеткен, млн. теңге;

$P_{ai} + P_{tpi}$ – желінің амортизациясына және ағымдағы жөндеуге пайызбен кеткен аударымдар;

$К_{к/сті}$ – қосалқы станса құрылысына кеткен капиталдық салым,

млн. теңге;

$P_{at}^{'}, P_{tpi}^{'}$ – қосалқы станса амортизациясына және ағымдағы

жөндеуге пайызбен кеткен аударымдар;

$К_я$ – тораптың энергожүйеге қосылған орнындағы ашық тарату құрылғыларының құрылысына кеткен капиталдық салымдар, млн. тенге;

$Р''_а + Р''_{тр}$ – ашық тарату құрылғыларының амортизациясы және ағымдағы жөндеуге кеткен пайыздық аударымдар;

$\beta_л$ – әуе желілерінде электроэнергия шығынының меншікті шығындары, тенге/кВт / сағ;

$\beta_т$ – төмендеткіш қосалқы станса трансформаторларындағы электроэнергия шығынының меншікті шығындары, тенге/кВт / сағ;

$\beta_Л \sum \Delta А_Л$, $\sum \Delta А_{к/ст}$ – қосалқы станса және желілердегі суммарлық электроэнергия шығыны, кВт/сағ;

З – еңбек ақы және тораптарды эксплуатациялаумен байланысты басқада шығындары, млн. тенге.

Технико – экономикалық [9] электр тораптар салыстыру нұсқаларынына байланысты, эксплуатацияға кететін шығындарды капиталдық салымнан пайызбен анықтауға болады және формула былай өзгереді:

$$И = \sum_1^n К_{лl} \cdot \frac{Р_{al} + Р_{эl}}{100} + \sum_1^n К_{к/ст} \frac{Р'_{al} + Р''_{эl}}{100} + К_я \frac{Р''_а + Р''_э}{100} + +\beta_Л \sum \Delta А_Л + \beta_Т \sum \Delta А_{к/ст} \quad (5.7)$$

мұндағы $Р_{эl}$, $Р'_{al} + Р''_{эl}$ – пайыздық аударымдар, сәйкесінше энергожүйеге қосылған торап орнындағы ашық тарату құрылғылары және желілерді эксплуатациялауға.

Электр беріліс желілеріндегі электроэнергия шығыны анықталатын формула:

$$\sum \Delta А_Л = \sum \cdot З \cdot I^2_{max} \cdot R \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \quad (5.8)$$

мұндағы I_{max} – желідегі максималды ток, А;

R – желінің активті кедергісі, Ом;

τ – ең жоғарғы шығын уақыты, сағ.

Ауыл шаруашылық тұтынушылары үшін:

$$\tau = 0{,}69 \cdot T_{М} - 584, \text{сағ.} \quad (5.9)$$

Ауыл шаруашылық тораптары $T_{М} = 3500$ сағ., сондықтан: $\tau = 0{,}69 \cdot 3500 - 584 = 1831$ сағ.

Қосалқы станция трансформаторларында электроэнергия шығыны анықталады:

$$\sum \Delta A_{к/ст} = \sum \left[\Delta P_{m} \left(\frac{S_{max}}{S_{ном}} \right)^{2} \cdot \tau + \Delta P_{ст} \cdot 8760 \right] \text{кВт} \cdot \text{сағ.} \quad (5.10)$$

Желідегі амортизацияға және қызмет көрсетуге кететін шығын.
Есеп мысалы. Нұсқа I. 110 кВ желідегі амортизациялық аударымдар. $P_{a110} = 2{,}4\%$. 110 кВ желідегі эксплуатацияға кететін шығындар $P_{Э} = 0{,}4\%$:

$$\sum К_{Л} \cdot \frac{P_{а} + P_{э}}{100} = 6095{,}5 \cdot \frac{2{,}4 + 0{,}4}{100} = 170{,}6 \text{ млн.теңге.}$$

Қосалқы стансада амортизацияға және қызмет көрсетуге кететін шығын.
Есеп мысалы. Нұсқа I.

$$\sum К_{Л} \cdot \frac{P'_{а} + P'_{э}}{100} = 1488 \cdot \frac{6{,}4 + 3}{100} = 139 \text{ млн.теңге.}$$

5.4 кесте – 110 кВ желідегі электроэнергия шығыны

Нұсқа I 110/10 кВ		Нұсқа II 110/10 кВ	
Желі номері	$\Delta A_{қ/ст,} кВт \cdot сағ.$	Желі номері	$\Delta A_{қ/ст,} кВт \cdot сағ.$
0-1	364185,9	0-1	3644185,9
1-2	69761,1	1-2	69761,1
1-4	4394,4	1-4	17028,3
1-5	4943,7	4-5	3845,1
2-3	12450,8	2-3	12450,8
$\sum \Delta P_{ж} = 455735{,}9 \text{кВт} \cdot \text{сағ.}$		$\sum \Delta P_{ж} = 467271.2 \text{кВт} \cdot \text{сағ.}$	

Энерго жүйеге қосылған торап орнында ашық тарату құрылғыларына амортизациялық және қызмет көрсету.

$$\sum К_{Я} \cdot \frac{P''_{Э} + P''_{Э}}{100} = 90 \cdot \frac{6{,}4 + 3{,}0}{100} = 8{,}46 \text{ млн.тенге.}$$

5.5 кесте – Қосалқы станция тарнсформаторларында электр энергия шығыны

Нұсқа I 110/10 кВ		Нұсқа II 110/10 кВ	
Трансформаторлар	$\Delta A_{к/ст,}$ кВт·сағ.	Трансформаторлар	$\Delta A_{к/ст,}$ кВт·сағ
Қ/СТ «Рахат» ТМН 2500/110 кВх2шт	83123,3	Қ/СТ «Рахат» ТМН 2500/110 кВх2шт	83123,3
Қ/СТ «Қарағайлы» ТМН 6300/110 кВх2шт	1132472,8	Қ/СТ «Қарағайлы» ТМН 6300/110 кВх2шт	112472,8
Қ/СТ «Ақжар» ТМН 2500/110 кВх2шт	73235,9	Қ/СТ «Ақжар» ТМН 2500/110 кВх2шт	73235,9
Қ/СТ «Таусамалы» ТМН 2500/110 кВх2шт	96489,6	Қ/СТ «Таусамалы» ТМН 2500/110 кВх2шт	96489,6
Қ/СТ «Құрамыс» ТМН 2500/110 кВх2шт	73235,9	Қ/СТ «Құрамыс» ТМН 2500/110 кВх2шт	73235,9
$\sum \Delta P_{к/ст} = 438557{,}5$кВт·сағ.		$\sum \Delta P_{к/ст} = 438557{,}5$кВт·сағ.	

Амортизация нормалары [15] алынған.

Қосалқы станса және желіде шығындалған электроэнергияның орнын толтыру шығыны. Алматы облысы аймағына байланысты [4] желіде шығындалған электроэнергияның құны $\beta_{110} = 26$ тен/кВт·сағ.

Есеп мысалы. Нұсқа I.

$$\beta_{110} \cdot \sum \Delta A_{Л110} + \beta_{Т100/10} \cdot \sum \Delta A_{Т110/10} = 26 \cdot 455735{,}9 + 27{,}7 \cdot 438557{,}5 = 239{,}9 \text{ мың теңге.}$$

Нұсқалар үшін келтірілген суммарылық шығындар анықталады:

$$З = И + Е_Н \cdot К \text{ мың теңге,} \qquad (5.11)$$

мұндағы $Е_Н$ - капиталдық салымдар салыстырмалы нормативті тиімділік коэффициенті;

$$Е_Н = \frac{1}{Т_Н}, \qquad (5.12)$$

мұндағы $Т_Н$ - нормативті өтімділік мерзімі $T_H = 5$ жыл.

5.6 кесте – Жылдық шығындар

Шығындар	Нұсқалар	
1	2	3
Желідегі амортизация және қызмет көрсету шығыны, млн.тенге	170,6	163,5
Қосалқы стансадағы амортизация және қызмет көрсету шығыны, млн.тенге	139,9	141,3
Тарату құрылғыларныдағы амортизация және қызмет көрсету шығыны, млн.тенге	8,46	8,46
Электр энергияның орнын толтыру шығыны, млн.тенге	239,9	243,0
Жылдық суммарлық шығын, млн.тенге	558,9	556,3

5.7 кесте – Суммарлық келтірілген шығындар

Нұсқалар	И, млн. тенге	К, млн. тенге	З, млн. тегне
I	558.9	7685.6	2096.0
II	556.3	7460.3	2048.4

Техникалық көзқарастармен I-ші нұсқаны тандаймыз, өйткені онда тұйықталған типті қосалқы станса саны көп, олар қызмет көрсетуде ыңғайлы және қарапайым сұлбалармен орындалған.

5.3 Энергияның толық құны және беріліс құнын есептеу

Электр энергиясын беру және тарату шығындарын амортизация, электр тораптарын эксплуатациялық күтімдеріне кеткен шығын деп қарастыруға болады.

Электрлік тораптардың эксплуатациялық күтіміне кететін шығындар эксплуатациялық жөндеу персоналына еңбек ақысын төлеу, көмекші материалдарға, басқада шығын, цехтік және эксплуатациялық шығындардан тұрады.

Есептеуді жылдық электр тұтыну көлемін анықтаудан бастаймыз;

Пайдалы:

$$W_{\text{пайдалы}} = P_{\text{рас}} \cdot T_{\max}$$

$$W_{\text{пайдалы}} = 8765 \cdot 3500 = 30677500 \text{ кВт·сағ.}$$

мұндағы $T_{\max}$ - максиамлды жүктеме қолдану уақыты, сағ;

толық:

$$W_{толық} = W_{пайдалы} + dW_{желі} + dW_{ТР},$$

мұндағы $dW_{желі}$, $dW_{ТР}$ - желімен тарнсформатордағы энергия шығыны кВт·сағ.

$$W_{толық}1 = 31562619 кВт \cdot сағ.$$

$$W_{толық}2 = 31142685 кВт \cdot сағ.$$

Жылдық электр тұтыну көлемін анықтау кезінде дипломдық жобаның негізгі бөлімдеріндегі есептеу нәтижелерін қолдануға болады.

5.8 кесте – Жабдықтың күтілімі және жөндеу жұмыстары көлемінің нормасы

Жабдық	Еңбек көлемі, адам·сағ.			
Нұсқа 1	Саны	К	Т	О
1. ТМН – 2500/35	10	598	117	29,25
2. РВС – 35	10	6	1,2	0,3
3. ТВ – 35	60	30	9	2,25
4. НКФ	10	32	9	2,25
5. ТМН – 40/10	10	90	18	4,5
6. РНДЗ – 35	30	12	3,6	0,9
7. У – 110/2000 – 35	5	65	19,5	0
8. ВЛ 10 кВ А-25	18,3	20	6	1,5
9. ВЛ 10 кВ А – 35	12,7	20	6	1,5
10. ВЛ 10 кВ А – 50	78,4	30	9	2,25
11. ВЛ 10 кВ А – 70	36,2	40	12	3
12. ВЛ 35 – 110 кВ АС - 35	97	26	7,8	1,95
13. ВЛ 35 -110 кВ АС -120	33	65	19,5	4,875
Нұсқа 2				
1. ТМН – 2500/110	10	777	152	38
2. РВС -110	10	7,8	1,6	0,4
3. ТВ -110	60	39	12	3
4. НКФ	10	32	9	2,25
5. ТМН – 40/10	10	90	18	4,5
6. РНДЗ – 110	30	16	4,7	1,175
7. У – 110/2000-110	5	85	25	0
8. ВЛ 10 кВ А-25	18,3	20	6	1,5
9. ВЛ 10 кВ А – 35	12,7	20	6	1,5
10. ВЛ 10 кВ А – 50	78,4	30	9	2,25
11. ВЛ 10 кВ А – 70	36,2	40	12	3
12. ВЛ 35 – 110 кВ АС - 70	130	52	15,6	3,9

5.9 кесте – Жөндеу цикылының топтамасы

Жабдық	Мерзімділігі, жыл			
Нұсқа 1	Саны	К	Т	О
1. ТМН – 2500/35	10	12	3	0,17
2. РВС – 35	10	6	1	0,08
3. ТВ – 35	60	12	3	0,17
4. НКФ	10	12	3	0,17
5. ТМН – 40/10	10	12	3	0,17
6. РНДЗ – 35	30	6	2	0,17
7. У – 110/2000 – 35	5	3	1	
8. ВЛ 10 кВ А-25	18,3	15	3	1
9. ВЛ 10 кВ А – 35	12,7	15	3	1
10. ВЛ 10 кВ А – 50	78,4	15	3	1
11. ВЛ 10 кВ А – 70	36,2	15	3	1
12. ВЛ 35 – 110 кВ АС - 35	97	15	3	1
13. ВЛ 35 -110 кВ АС -120	33	15	3	1
Нұсқа 2				
1. ТМН – 2500/110	10	12	3	0,17
2. РВС -110	10	6	1	0,08
3. ТВ -110	60	12	3	0,17
4. НКФ	10	12	3	0,17
5. ТМН – 40/10	10	12	3	0,17
6. РНДЗ – 110	30	6	2	0,17
7. У – 110/2000-110	5	3	1	
8. ВЛ 10 кВ А-25	18,3	15	3	1
9. ВЛ 10 кВ А – 35	12,7	15	3	1
10. ВЛ 10 кВ А – 50	78,4	15	3	1
11. ВЛ 10 кВ А – 70	36,2	15	3	1
12. ВЛ 35 – 110 кВ АС - 70	130	15	3	1

5.10 кесте – Жабдықтың күтілімі және жөндеу жұмыстар көлемі

Жабдық	Мерзімділігі, жыл			
Нұсқа 1	Саны	$T_{РЕМСР}$	$T_{ОБСЛ.}$	$T_{СРГ.}$
1	2	3	4	5
1. ТМН – 2500/35	10	2608,92	117	2725,92
2. РВС – 35	10	59,50	1,2	60,7
3. ТВ – 35	60	1124,12	54	1178,12
4. НКФ	10	189,02	9	198,02
5. ТМН – 40/10	10	399,17	18	417,71
6. РНДЗ – 35	30	272,82	10,8	283,62
7. У – 110/2000 – 35	5	205,83	9,75	215,58
8. ВЛ 10 кВ А-25	18,3	88,45	10,98	99,43
9. ВЛ 10 кВ А – 35	12,7	61,38	61,38	69
10. ВЛ 10 кВ А – 50	78,4	568,40	568,40	638,96
11. ВЛ 10 кВ А – 70	36,2	349,93	349,93	393,37
12. ВЛ 35 – 110 кВ АС - 35	97	609,48	609,48	685,14
13. ВЛ 35 -110 кВ АС -120	33	518,38	518,38	582,73
Барлығы		7055,95	7055,95	7548,31

Нұсқа 2				
1. ТМН – 2500/110	10	3389,46	15,2	3404,66
2. РВС -110	10	79	0,16	79,16
3. ТВ -110	60	1493,82	1,2	1495,02
4. НКФ	10	189,02	0,9	189,92
5. ТМН – 40/10	10	399,71	1,8	401,51
6. РНДЗ – 110	30	357,85	0,47	358,32
7. У – 110/2000-110	5	266,67	2,5	269,17
8. ВЛ 10 кВ А-25	18,3	88,45	0,6	89,05
9. ВЛ 10 кВ А – 35	12,7	61,38	0,6	61,98
10. ВЛ 10 кВ А – 50	78,4	568,4	0,9	569,30
11. ВЛ 10 кВ А – 70	36,2	349,93	1,2	351,13
12. ВЛ 35 – 110 кВ АС - 70	130	1633,67	1,56	1635,23
Барлығы		8877,36	27,09	8904,45

Орташа жылдық жөндеу еңбек көлемі әр торап және жабдық атауына бөлек мыны формуламен есептеледі:

$$T_{ОР.ЖӨН.} = n \cdot \left(\frac{T_K}{t_k} + \frac{T_T}{t_T} + \frac{T_0}{t_0} \right),$$

мұндағы n – бір атаулы жабдық саны;

T_K, T_T, T_0 – капиталды, ағымдық жөндеу еңбек көлемі, адам·сағ;

t_k, t_T, t_0 – түрлі жөндеу мерзімділігі, жыл.

Техникалық қызмет көрсету еңбек көлемі есептелетін формула:

$$T_{Т.О.} = 0{,}1 \cdot T_{Т.Р.},$$

мұндағы $T_{Т.О.}$ – техникалық қызмет көрсету еңбек көлемі, адам·сағ;

$T_{Т.Р.}$ – жабдықтың бір түрінің ағымдық жөндеу еңбек көлемі, адам·сағ. 58

Жабдықты жөндеу және қызмет көрсету жұмысы бойынша ортақ енбек көлемі анықталатын формула:

$$\sum T = T_{жөн.ор} + T_{обсл.адам·сағ.}$$

Жылдық еңбек ақы шығының төлеу бойынша есептеу эксплуатация-жөндеу персоналының еңбек ақысын анықтаудан басталады.
Негізгі жұмыс еңбек ақысы есептелетін формула:

$$З_{нег}1h\sum E \cdot В_{ср.} \cdot (1+\alpha) = 282{,}31 \text{ мың теңге},$$

$$З_{нег}2 = \sum E \cdot В_{ср.} \cdot (1+\alpha) = 333{,}03 \text{ мың теңге},$$

мұндағы $\sum E$ – жабдықты жөндеу және эксплуатациялау жұмыстары бойынша суммарлық еңбек көлемі, адам·сағ.;

$В_{ср.}$ – сағаттық тариф мөлшері, компенсацияны есепке алғандағы орташа жұмыс разрядына сәйкес келетін, теңге, $B_{ср.} = 22$ теңге/сағ.

α - ағымдық премия көлемін есептейтін коэффициент, $\alpha = 0{,}7$;

Қосымша еңбек ақы негізгіден 9,6% құрайды.

$$З_{қос.1} = 0{,}096 \cdot 282{,}31 = 27{,}1 \text{ мың теңге}$$

$$З_{қос.2} = 0{,}096 \cdot 333{,}03 = 27{,}1 \text{ мың теңге}$$

Негізгі және қосымша еңбек ақыдан 35,8% еңбекті төлеуге:

$$Н_{ЕТ}1 = 0{,}358 \cdot (З_{нег.}1 + З_{қос}1) = 110{,}77 \text{ мың теңге}$$

$$Н_{ЕТ}2 = 0{,}358 \cdot (З_{нег.}2 + З_{қос}2) = 130{,}67 \text{ мың теңге}$$

Соның ішінде:
1.Зейнет ақы қоры 10%:

$$0{,}28 \cdot (З_{нег.}1 + З_{қос}1) = 86{,}63 \text{ мың теңге},$$

$$0{,}28 \cdot (З_{нег.}2 + З_{қос}2) = 102{,}2 \text{ мың теңге},$$

2. ҚР әлеуметтік қоры 11%:

$$0{,}04 \cdot (З_{нег.}1 + З_{қос}1) = 12{,}38 \text{ мың теңге},$$

$$0{,}04 \cdot (З_{нег.}2 + З_{қос}2) = 14{,}6 \text{ мың теңге},$$

Амортизациялық аударымдар жабдықпен тораптарға кеткен капиталдық аударымдар көлемі, сонымен бірге қолданыстағы амортизациялық аударымдар нормалары арқылы анықталады.

Негізгі қорларды қалпына келтіру ортақ нормаларына сәйкес күштік электротехника жабдықтары және таратушы құрылғыларға амортизациялық аударымдар – 3,5%, ал кабельді және әуе желілеріне– 2,0%.

Капиталды салым құрылыстық-монтаждық жұмыстар шығынын есепке алып толық алынады.

Электр қамту сұлбалары жабдықтарына толық капиталдық салымнан қосымша материалдар шығындары ретінде 0,6%, цехтік шығындар 2,3% құрайды.

Желі және жабдық үшін толық капиталдық салымда басқада шығындарды 0,3%, эксплуатациялық шығынды 170 % көлемінде жоспарлаймыз.

Электро энергияны беру құны келесі жағдаймен анықталады:

$$S_{БЕР} = \frac{\sum U}{W_{пайдалы}},$$

мұндағы $\sum U$ – энергия беруде жылдық эксплуатациялық тенге.

Энергияның толық құны ішкі энергоқамту қорларынан энергия алуға кететін шығындардан тұрады. Кәсіпорынмен энергияға төлем мөлшерін анықтағанда энергоқамту сұлбасында қуат және энергия шығынын есепке алу қажет:

$$C_{жыл} = a \cdot (P + \Delta P) + b \cdot W_{толық},$$

мұндағы a – энергожүйеде максимум жүктеме үшін негізгі төлем;
b – әр кВт·сағ энергия үшін қосымша төлем, счётчикпен есептелген.

Кәсіпорын үшін энергияның толық құны анықталатын формуласы:

$$S_{толық} = \frac{(\Sigma U + C_{жыл})}{W_{пайдалы}}.$$

$S_{толық}1 = 68{,}51$ тенге/кВт·сағ.,

$S_{толық}2 = 67{,}97$ тенге/кВт·сағ.

$$S_{бер} = \frac{\Sigma U}{W_{пайдалы}},$$

$S_{бер}1 = 17{,}07$ тенге/кВт·сағ.

$S_{бер}2 = 17{,}21$ тенге/кВт·сағ.

5.11 кесте – Қорытынды технико-экономиаклық көрсеткіштер кестесі

№	Көрсеткіш атауы	Өлшем бірлік	Көрсеткіш мәндері	
			1 нұсқа	2 нұсқа
1	Энерго жүйеден қабылданған электірлік энергия саны	кВт·сағ.	31562619	31142685
2	Тораптағы энергия шығыны	кВт·сағ.	885119	465185
3	Тұтынушыға жеткізілген пайдалы энергия	кВт·сағ.	3067750	30677500
4	Энергия беруге кеткен отрақ эксплуатациялық шығындар	кВт·сағ.	5235,22	5280,59
5	Энергияға жылдық төлем	мың тенге	15781,31	15571,34
6	Ортақ шығындалған сумма	мың тенге	21016,53	20851,93
7	Энергия беру құны	тенге/кВт·сағ	17,07	17,21
8	Энергияның толық қуаты	тенге/кВт·сағ	68,51	67,97

6 Қосалқы станциядағы диспетчерлік жұмыс бөлмесінің жалпылама механикалық ауа алмасуын есептеу

Бөлмедегі ауаны бөліктеп немесе толық алмастыру ауа алмастыру деп аталады. Егер бір сағат барысында ауа алмасу бөлме көлемімен өрнектелсе, онда мұндай алмасу дерексіз саны ауа алмасудың еселігі деп аталады.

Бөлмеге ауа баптау жүйесімен өңделетін және енгізілетін сыртқы ауа саны жылу мен суықтың шығынына үлкен әсер етеді. Сондықтан мүмкін болатын жерде энергияны үнемдеу үшін сырт ауаның өңделу санын азайтуға тырысу қажет. Сырттан келетін ауаның ең аз қажет саны 1 адамға берілетін санитарлық норма бойынша келетін саннан кем болмауы керек және ол шығарылатын ауа санына және бөлмедегі басы артық қысымға сай келуі дұрыс болады.

Ауаны алмасудың міндеті жылудың артығын жою болып табылады.Ол үшін оперативті-диспечерлік мекемеге жазда және қыста енгізілетін ауаның мөлшерін анықтау қажет.

Әуе ортаның талап еткен көрсеткіштерін қамтамасыз етуге қажет ауаның мөлшерін есептеуге қажет ауаның мөлшерін есептеу арқылы анықтауға болады. Мұндайда мекеменің түрі мен өндірістік зиянын есепке алу қажет. Оперативті-диспетчерлік жылу бөлетін жылудың артық мөлшері бар.

Артық жылу мекемеде $(Q_{бөл})$ бөлінетін және мекемеде шығатын $(Q_{шығ.})$ жылудың әртүрлілігімен анықталады:

$$Q_{арт} = Q_{бөл} + Q_{шығ.}, \tag{6.1}$$

$$Q_{бөл} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 \tag{6.2}$$

Жылудың негізгі көздері:

Q_1 - технологиялық жабдықтан шыққан жылу.

$$Q_1 = \psi_1\psi_2\psi_3 N_{ном} \tag{6.3}$$

Ψ_1 - кедергі реттеудің номиналды қуатын арттырғанда есептелетін, қуатты қолданудың коэффициенті (Ψ=0,7÷0,9);

Ψ_2 - жүктеменің коэффициенті, яғни қуатты орташа қолдану көлемінің максималды қажеттікке қатнасы (Ψ_2=0,5÷0,8);

Ψ_3 - кедергінің біруақытта жұмыс істеу коэффициенті (Ψ_3 =0,5÷1);

$N_{ном}$ - кедергіні реттеудің номиналды қуаты $N_{ном}$=350Вт. Бұл жағдайда, яғни жұмыс істейтін қалқаннан бөлінетін жылудың мөлшері және үш коэффициентің қосындысы нөлге тең, онда $Q_1 = 0$;

Q_2- адамдардан бөлінетін жылу;

$$Q_2 = nq_{адам} \quad (6.4)$$

n-жұмысшылардың саны, n=2 адам;
$q_{адам}$- бір адамнан жылу шығыны (80-116Вт);

Диспечерлі бөлімінде адамдар дене еңбегімен көп айналыспайды, сондықтан шығын аз, онда $q_{адам}$=80Вт деп аламыз.

$$Q_2 = 2 \cdot 80 = 160\,Вт.$$

Q_3- терезенің ойықтарынан кіретін күн радиациясы әкелетін жылу,

$$Q_3 = F_0 \cdot m \cdot K \cdot q \quad (6.5)$$

мұнда F_0- диспетчер бөлігіндегі бір терезенің ауданы;

$$F_0 = 1{,}7 \cdot 4{,}36 = 7{,}4\ м^2;$$

m-терезелердің саны;
q_c- терезенің $1м^2$ кіретін жылу;
Бір қабатты терезе мен яғни қапсырмалы және қабатты терезелерге К=0,6 деген түзету коэффициенті енгізіледі.
Онда:

$$Q_3 = 2 \cdot 7{,}4 \cdot 0{,}6 \cdot 224 = 1990\,Вт$$

Q_4- жарық көзінен бөлінетін жылу
Қыс кезінде күн радиациясы кіретін жылу нөлге тең.

$$Q_4 = \varphi \cdot N_{жар} \quad (6.6)$$

Диспечер мекемедегі жарықтың қуаты, $N_{жар}$ =320Вт.

$$Q_4 = 0{,}8 \cdot 320 = 256\,Вт$$

Диспечер мекемесіне түсетін артық жылу:

Жазда $Q_{арт.ж.} Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = 160 + 1990 + 256 = 2406\,Вт,$

Қыста $Q_{арт.ж.} Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = 160 + 0 + 256 = 416$ Вт,

Толық жылуды кеміту үшін диспетчер бөліміне енгізілетін ауаның мөлшері төмендегідей өрнекпен анықталады:

$$L_т = \frac{Q}{C(t_{бол} - t_k)y_{бал}} \left[м^3 / сағ.\right] \quad (6.7)$$

мұндағы Q -мекемедегі артық жылу, кВ;

С- құрғақ ауадағы жылудың көлемі, анықтамалық көлемі С=0,278 кДж (кг-К);

$t_{бөл}$ - бөлінетін ауаның температурасы, °С;

t_k - кіретін ауаның температурасы,°С ;

$y_{бөл}$ - температурадағы тәуелді анықталатын бөлінген ауаның тығыздығы (кг/$м^3$);

Мекемеден шығатын ауаның температурасы эмпирикалық өрнекпен анықталады:

$$t_{бөл} = t_{жк} \cdot K(H - h) \quad (6.8)$$

мұндағы $t_{жк}$- аэрациясының жұмысы кезіндегі аймағының ауа температурасы (сыртқы ауаның температурасы 3°С және жоғары бағанада $i_{жк}$ қабылданады);

К - мекеменің биіктігі мен өсетін температурасының коэффициенті;

Н- тігіннен қарағанда еденнен фрамугтың орташа дейінгі ара қашықтығы,м;

h - жұмыс аймағының биіктігі, м;

Диспечерлік бөлмеге бөлінетін ауаның 28°С температурасын қабылдаймыз.

Жаз мезгілінде сыртқы ауаның температурасы 25°С тең деп аламыз, ал қыс мезгілінде 20°С анықтама бойынша берілетін ауаның тығыздығы 1,185 кг/$м^3$ және 1,205 кг/$м^3$ құрайды.

Артық жылуды кеміту үшін диспетчер мекемесіне қажет ауаның мөлшері:

$$L_Т = \frac{2406}{0{,}278 \cdot (28 - 25) \cdot 1{,}185} = 2434{,}5 м^3/сағ.$$

$$L_т = \frac{416}{0{,}278 \cdot (28 - (20)) \cdot 1{,}205} = 25{,}9\ м^3/сағ.$$

Ауаның алмасу мерзімі төмендей өрнекпен анықталады.

$$K = L_т / V \qquad (6.9)$$

мұндағы V-мекеме көлемі, $м^2$;

Диспетчер бөлмесінің ұзындығы 9м, ені 8м, биіктігі 3м болғандықтан, диспечер бөлмесінің көлемі 9·8·3=216 $м^3$.

Бұдан жазда $К_л$=676,8/216=31.13 (1сек).

Қыста $К_л$=43,2/216=0,2 (1сек).

6.1 Өрт қауіпсіздігі. Трансформаторда өрттің алдын алу шаралары

Өрт қауіпсіздігі нысанның белгіленген ықтималдықта өрт болуына және оның өршуіне жол бермейтін, адамдарды өрттің қауіпті жағдайларынан сақтайтын, сондай – ақ материалдық құндылықтарды қорғауды қамтамасыз ететін жай – күйін білдіреді.

Өртті болдырмау мақсатында келесі шаралар қарастырылады:

а) жанған ортаның пайда болуын болдырмау

б) жанған ортада жану көздерін немесе олардың онда келтірілуін болдырмау

в) жану бойынша ең үлкен шектен төмен жану ортасының қысымын және температурасын қолдану

г) жану бойынша ең үлкен шектен төмен жану ортасының қысымын және температурасын азайту

Өрт қорғаныс жүйелері келесі шараларды қарастырады:

а) өндірістік процестерде жанбайтын немесе жануы қиын заттар мен материалдарды мүмкіндігінше мол пайдалану

б) жанғыш заттар санын шектеу және оларды лайықты түрде орналастыру

в) жанғыш ортаны оқшаулау

г) жану ошағы шегінен өрттің таралуын болдырмау д) өрт сөндіру құралдарын қолдану

е) өндірістік нысандарда құрылымдарды олардың отқа төзімділігі және жану шегіне сәйкес қолдану

ж) өрт жағдайында адамдарды көшіру

з) оттан ұжымдық және дербес қорғаныс құралдарын қолдану

и) өрт туралы хабарлау және өрт сигналдары құралдарын қолдану к) нысанның өрт күзетін ұйымдастыру

Өрт қауіпсіздігін қамтамасыз ету бойынша ұйымдық шаралар жұмысшылар мен қызметкерлерді өрт қауіпсіздігі ережелерін оқыту, өрт қауіпті заттармен және материалдармен жұмыс істеу тәртібі туралы нұсқаулар, өрт қауіпсіздігі туралы ережелер әзірлеу, өрт қауіпсіздігін қамтамасыз ету бойынша көрнекті үгіт құралдарын қолдану болып табылады.

Өрт қауіпсіздігін қамтамасыз ету бойынша маңызды шара нысанның өрттен қорғауын ұйымдастыру болып табылады. Ол қорғалатын нысандардың өрттен алдын алуын және жедел қорғауын қамтамасыз етеді.

Өрттің пайда болу себебі электрлік өнімдердің авариялық жұмыс режимде болуы мүмкін: қысқа тұйықталу, өткізгіштердің машинаның аппараттың қызып кетуі; ұшқын мен электр доғасы; ұлкен ауыспалы кедергі, ЭДС индуктивтілейтін магниттік ағынның өзгеру нәтижесі, пассивті метал бөлшектерінде пайда болатын құйынды тоғы.

Трансформатор бүлінген жағдайда майдың ағып жайылуының және өрттің таралуының алдын алу үшін, майды жабық майжинауышқа жіберетін майтартқыш тораптары орындалған.

Күш трансформаторвның жануы өте үлкен оқиға болып саналады. Трансформаторлардың өртенуі немесе жарылыс станция қызметкерлеріне зиян келтіру мүмкіндігі көбейеді.Өртке қарсы шараларды уақтылы өткізіп отыру адам өміріне деген қауіпзіздікті азайтады.Сонымен қатар өртті сөндіру электрстанцияның тоқтамай жұмыс істеуіне әсерін тигізеді. Өртті тез арада сөндіру үшін өртті сөндірудің стационарлы құрылғылары қолданылады.

А) Трансформаторды сондірудің принціптері. Трансформатордың өртенуі немесе жарылуы кезінде ол барлық жағынан өшіп қалады, бұдан кейін өрт сөндіруді кез келген түрмен жүргізеді (әуе – механикалық көбікпен, шашыраған сумен, отсөндірушімен. Өрт ауданының көлемі үлкеймеуі үшін, ыстық майды компакты са ағынымен сөндіруге болмайды. Трансформатор майының ағуына қарсы шаралар қолданады.

Жабық бөлмелерде (камераларда) немесе жабық тарату құрылғыларда (ЖТҚ) орналасқан трансформаторлардың өртенген кезде, вентиляционды және басқа каналдар арқылы өрттің таралуының алдын алу үшін, олардың аппаттық және жұмыс вентиляциясын өшіру қажет.

Жақын орналасқан трансформаторлар (реакторлар) мен басқа да құрылғыларды жоғары температуа әсерінен қорғау қажет (жақсы әдіс су шашырату).

Б) Трансформатордағы өрт сөндірудің автоматты жүйесін орнату.

Электростанцияның көптеген объектілерінде өрткеқарсы қорғаныс ретінде көбікті өртсөндіру құрылғыларын жақсы жетістікпен қолданады.

Спринклерлы көбік құрылғылары спринклерлы су құрылғыларына құрылысы бойынша ұқсас және жергілікті өрт сөндіру мен өрттен

локализациялауға қолданады. Олар автоматты түрде құрлысы су спринкерлерінен қатты айырмашылығы бар, көбікті сприклерлі оросителдер (ОПС) ашылған кезде қосылады.

Көбікті спринкерлі құрылғыға су көзі болып станцияның суқұбыры, сонымен қатар табиғи және жасанды сутұрақтары қызмет етеді. Көбікті спринкерлі құрылғысында автоматты және негізгі көбік қоректендіруші бар. Автоматты көбікқоректендіруші үнемі қажет етілетін су ағынын қамтамассыз етіп отырады, бұл көбікті спринклерлы құрылғының көбік спринклерінің ашылғаннан бастап,берілген жұмыс режиміне негізгі көбікқоректендірушінің шығу моментіне дейін тоқтамай жұмыс істеуін қамтамасыз етеді.

Автоматты көбікқоректендіруші ретінде гидропневматикалық аккумуляторлар мен суқұбырларын қолданады, ал негізгісі ретінде – қажетті су шығыны мен ағынын қамтамассыз ететін су құбыры қолданылады.

Көбікті құрылғының бақылау – белгі беруші түйіндері құрылғының жұмысқабілеттілігін бақылап отыратын және құрылғылар жұмыс істеген кезде белгілердің қосылуы үшін арналған.

Көбікті спринклерлі құрылғыда су ағынына белгілі шамадағы көбікшығарушыны қосу үшін арналған автоматты дозаторы бар. Дренчерлі көбік құрылғылары, өрт тез тарайтын үлкен аудандар мен ғимараттың жеке бөліктерінде есептелетін ауданды немесе қорғалғалы отырған объектінің толық ауданын әуе – механикалық көбікпен орошалау қажет етілетін жерлерде қолданылады. Өрт жағдайлары кезінде, өрт сөндіруді мекеменің ішін толығымен әуе – механикалық көбікпен толдыру арқылы іске асырады. Үлкен сөндірулер кезінде дренчерлі көбік құрылғыларын жоғары реттілігі бар, әуе – механикалық көбіктің пайда болуын қамтамассыз ететін, генераторлармен жабдықтайды. Дренчерлі көбік құрылғысында негізгі және қосымша көбік қоректендірушілері бар. Көбік құрылғысында үнемі көбікқоректендіруші жұмыс істеп тұрады. Негізгі көбікқоректендіргіш тек қана өрт болған кезде автоматты түрде қосылады. Өрт болған жағдайда, көбік генераторына жіберетін көбікжасаушы су ертіндісі үшін, оятушы жүйе арқылы бақылау – қосқыш түйінді қосады, сол кезде өрт дабылы қосылады. Сонымен қатар негізгі көбікқоректендіруші қосылады. Негізгі көбікқроектендіруші қажететілетін ағынды алған кезде, көмекші көбікқоректендіруші жұмысын тоқтатады.

Көбікжасаушы (5% концентрациясы) құрылғыдағы су шығынының өзгеруіне байанысты көбікжасаушының беруін автоматты түрде реттеуін қамтамассыз ететін су дозаторна беріледі. Дренчерлі көбік құрылғылары үшін дренчерлі су құрылғыларының бақылау – қосқыш түйінін қолданады.

Дренчерлі көбік құрылғыларының таратушы жүйесі ,спринклердегі сияқты, трубосымдары бітік немесе сақина тәріздес болатын, жеке

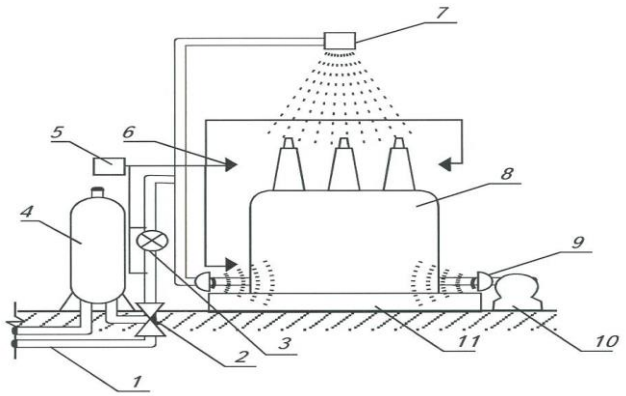
секцияларға ажырайды. Трубосымдағы көбік генераторларын, қорғалып отырған ауданды әуе – механикалық көбігімен біркелкі орошениялауды қамтамассыз ететіндей орнатады. Генератордың орналасу биіктігі жерден бастап қорғалғалып отырған трансформатор биіктігіне дейін 1 м ден бастап өзгере алады. Үлкен көлемді сөндіру кезінде дренчерлі құрылғыларда көбік генераторларын қорғалатын аймақты біркелкі көбікпен толтыруды қамтамасыз ететіндей етіп орнатады. Сонымен қатар көбік генераторлары көлем толығымен толған кезде қалыпты жағдайда жұмыс істеуі керек.

Автоматты түрде көбікпен сөндіру құрылғылары анықталған аймақтың өрттен қорғау шартынан есептеледі.

Егер технологиялық құрылғылар мен жанғыш материалдар біркелкісіз концентратталған болса және кейбір жерлерде оңай өртенгіш мүмкіндігі болса, онда спринклерлі – дренчерлі көбік құрылғыларына қарағанда өрткеқарсы отсек шегінде өртті сөндіріп шектейтін тезістеуші автоматты құрылғыны қолдануды ұсынады.

Локалды істеушісі бар көбіксөндіруші құрылғыда суқоректендіруші, көбікжасаушы көлем, көбікжасаушының автоматты дозаторы, көбікжасаушы ертіндіні беруін қосып, өшіріп үшін арналған бітік – жіберуші түйін, көбік генераторлары, жанғыш сұйықтық төгілген кезде оның ауданын шектейтін өрт отсектері, бақылау – жіберу түйінін қосатын және трансформаторды кернеуден ажырататын өрт дабылы. Өрт болған жағдайда дабыл автоматты түрде сөндіруге арналған көбік болатын генераторға бітік – жіберуші құрылғымен көбікшығарушы ертіндісін қосады.

Локальды автоматты түрде өрт сөндіру құрылғысының сұлбасы 6.1-суретте көрсетілген



1 – суқұбыры; 2 – көбікшығарушының автоматты дозаторы; 3 – бітік – жіберуші түйін; 4 – көбікшығарушысыбар көлем; 5 – автоматты басқару ұяшығы; 6 - өрт дабылы; 7,9 – көбік генераторы; 8 – трансформатор; 10 – насос; 11 - өрт отсегі.Бұл құрылғыны қолдану электростанция шартында трансформатор өртін сөндірудің ең тиімдіәдісі болып келеді. Аталып отырған құрылғыларды басқада реактор, қосқыш, қозғалтқыш тәрізді электр құрылғыларын сөндіруге қолдануға болады.

6.1 сурет - Локалды өрт сөндіру құрылғысының сұлбасы

6.2 110/10 кВ Шамалган қ/ст басты жоспарында санитарлық және өртке қарсы талаптарды жасау

Жұмыс істеу жағдайының сипатына микроклимат үлкен әсер етеді, оның параметрлері температура, салыстырмалы ылғалдылық және ауаның қозғалу жылдамдықтары болып табылады.

Микроклиматтардың параметрлерін өзгерткенде және әр түрлі ауыр жұмыстарды орындағанда адам ағзасының тұрақты температураны (36,6°) ұстау қабілеті жылуреттегіш деп аталады.

Адам ағзасының жылу шығаруы негізінде үш жолмен орындалады: конвекция, сәуле шығару және тердің шығуы.

Өндірістік ортаға әсер ететін факторлар қауіпті және зиянды болып бөлінеді.

Қауіпті фактор – жұмысшыны жарақатқа әкелетін әсер. Зиянды өндірістік фактордың әсері адамды ауруға ұшыратады.

Барлық қауіпті және зиянды өндірістік факторлар келесі топтарға бөлінеді: физикалық, химиялық, биологиялық, психофизиологиялық.

Өндірістік орындарының микроклиматы – бұл бөлменің ішкі ортасындағы климат, олар: температура, салыстырмалы ылғалдылық, ауаның қозғалу жылдамдығы, жылулық сәуле шығарудың қарқындылығы.

Табиғи желдету: инфильтрация (ұйымдастырылмаған ауа алмасу), аэрация (ұйымдасқан, алдын – ала есептелген ауа алмасу). Артықшылығы – үнемділігі, кемшілігі – қоршаған ортадағы зиянды заттар өзінің физика-химиялық құрамын өзгертпестен бөлменің ішіне енеді.

6.3 Станцияны жобалауға қойылатын негізгі санитарлық-эпидемиологиялық талаптар

1. Станцияларды жобалауға қойылатын санитарлық-эпидемиологиялық талаптар Санитарлық-эпидемиологиялық ережелері мен нормалары (әрі қарай санитарлық ережелер) өндіріс объектілерін жобалаумен, салумен, қайта салумен және эксплуатациялаумен қызметі байланысты жеке және заңды тұлғалар мен ұйымдарға тағайындалған.

2. Осы санитарлық ережелер мен нормаларда келесі терминдер мен анықтамалар қолданылған:

а) өндірістік объект - энергияны өндіруге, жұмысты атқаруға және қызмет көрсетуге байланысты шаруашылық қызметінің объектісі, олар адамның денсаулығы мен мекен-жайына әсер ету көзі болып табылатын процестерді, жабдықтарды және технологияны қолданумен жүзеге асырылады;

б) санитарлық қорғау зонасының шекарасы - санитарлық қорғау зонасының (әрі қарай СҚЗ) немесе кеңістіктің жоспарлы проекциясының

барынша көп территориясын шектейтін линия, әсер етуші нормаланатын факторлар оның маңынан тыс жерде белгіленген гигиеналық нормативтен аспайды;

6.4 Өндірістік ғимараттарға, бөлмелерге және ғимараттарға қойылатын санитарлық-эпидемиологиялық талаптар

Өндірістік ғимараттардың және ғимараттардың жобаларында 1 жұмысшыға келетін меншікті алаң 4,5 метр квадраттан (әрі қарай $м^2$) кем болмауы керек.

Әрбір тұрақты және тұрақсыз жұмыс орнының алаңы 2,2 $м^2$-тан кем болмауы керек (кабиналардан және объектілерден басқалары), олардың бос алаңының шамасы арнайы талаптармен келісіледі. Жабдықтармен, қызмет көрсететін зоналармен, жүріп өтетін жолдармен, өтетін жерлермен, резервтегі алаңдар мен аралық қойманың орындары нормативке кірмейді.

Егер де табиғи ауа алмасуы мен жарықты бұзбаса, өндірістік ғимараттардың сыртқы қабырғасына жапсыра құрылыс салуға рұқсат етіледі.

Зиянды заттар бөлінетін болса, тек қана табиғи ауа алмасуды жобалауға рұқсат етілмейді.

Қауіптілігі I-ші және II-ші кластағы зиянды заттардың жабық бөлмелерге бөлінуі болжанған объектіні жобалау барысында, оқшауланған бөлмелерге немесе пультті немесе операторлық зоналардан осы жабдықтарды басқаратын зоналарда технологиялық құрал-саймандарды орналастыру қарастырылады.

Қауіптілігі I-II-ші кластағы зиянды заттармен жұмыс жүргізіліп жатқан бірнеше өндірісті бір ғимаратқа орналастырғанда, улы заттардың көп компонентті қоспасының түзілуіне және көрші өндірістік бөлмелерге олардың таралуына кедергі жасайтын құрылыс шешімдерін қолданумен, жекелеу қамтамасыз етілуі керек.

Өндірісті жобалаудың технологиялық талаптарына сәйкес табиғи жарығы жеткіліксіз үй астында және цокольдық қабатта терезесіз және жарық күн тартарсыз ғимаратты салуға, тұрақты жұмыс орындарымен өндірістік бөлмелерді орналастыруға рұқсат етіледі. Бұл кезде мыналар қарастырылуы керек:

1) жасанды жарық;

2) эритемді сәулелену құрылғысы;

3) жасанды жарығы бар (жасанды жарық коэффициенті 0,5%-тен кем емес) жұмыс орнынан 100 м-ден алыс емес қашықтықта жұмысшылар қысқа уақытқа демалуға арналған бөлменің құрылғысы;

4) осы санитарлық ереженің талаптарына сәйкес тұрақты әрекеттегі ықтиярсыз вентиляциямен қамтамасыз ету.

Шаң бөлінуі мүмкін бөлмелерде, оның жинақталуын және жиыстырылуын қиындататын конструктивтік элементтер мен өңдейтін материалдар қолданылмауы керек.

Өндірістік бөлмелерге ауаны әкелетін вентиляциялық камераларға алаң қарастырылуы керек. Вентиляциялық қондырғыларды үйдің ішіне жасалған үстіңгі жарты қабатқа, консольды тірекке орналастыруға рұқсат етілмейді. Ауа келетін камералардың кіретін есігі бөлменің, коридордың, тамбурдың ішінен немесе ауасында зиянды заттары жоқ жердің сыртынан болуы керек.

Бөлмелердің және жабдықтардың түспен безендірілуі бейнеленудің ең аз коэффициентін (0,4-тен артық емес) ескере отырып орындалуы керек.

Жаңа ғимараттар мен имараттарды салу және әрекеттегілерін қайта салу кезінде сыртқы қоршаулар арқылы, сонымен бірге технологиялық көздерінен жұмысшы зонасына жылу мен суықтың артығымен түсуін азайтуға бағытталған шаралар қарастырылуы керек.

Түрегеп тұрып жұмыс істейтін жылытылатын бөлмелердің еденін жабатын материал жылуды сіңіретін коэффициенті метр квадратты градусқа көбейтіп, бір сағатқа көбейтіп 6 килокалория (әрі қарай - ккал/м2.град.сағ.) болуы қажет немесе ағаш кедергісімен немесе жылу изоляциялайтын кілемшесімен жабылуы керек.

Электромагниттік өріс көздерімен (әрі қарай - ЭМӨ) жұмыс істейтін өндірістік бөлмелерді ағымды линияларда орналастыруды қоспағанда жалпы бөлмелерде де, жеке бөлмелерде де орналастыруға рұқсат етіледі. Қондырғымен және онымен жұмыс істеуге байланысты емес жұмыс орнындағы ЭМӨ-тің деңгейі шамасының мүмкіндік шегінен аспаса, жалпы бөлмелерде ЭМӨ көздерін қарастыру керек. Көрсетілген жағдайды қамтамасыз ету мүмкін болмаса, ЭМӨ қондырғылары жеке бөлмелерге орналастырылуы керек.

Бір бөлмеге бірнеше қондырғылар орналастырылған болса, олардың орналасуы сәуле энергиясының қосындысы есебінен персоналдың жұмыс орнындағы сәулелену деңгейінің мүмкіндік шегінен аспауын шектеуі керек.

Электромагниттік өріс көздерімен жұмыс істеуге тағайындалған экрандалған бөлмелерді жобалау кезінде, жұмыс ауданы мен көлемі жоғары жүктememен жұмыс істеудегі қауіпсіздік шараларының сақталуын ескере отырып, өңделетін заттың габаритіне сәйкес жасалуы қажет.

Көрші бөлмелерге құрылыс конструкциялары арқылы электрлі магниттік өрістің өтуі кезінде, деңгейінің мүмкіндік шегінен аспауын шектейтін шаралар жасалуы керек.

Шу көздері орналасқан әрекеттегі өндіріс орындарын салғанда және қайта салғанда бөлме ішіндегі жұмыс орындарындағы, сонымен қатар тұрғын үйлерді қоршаған территорияның ауласындағы шудың деңгейін

төмендетуге бағытталған архитектуралық-құрылыс шаралар қарастырылуы қажет.

Шудың параметрлерін күші бар гигиеналық нормативтерге дейін жеткізу мүмкін болмағанда:

1) стационарлық жабдықтар үшін дыбысты изоляциялайтын кабиналарды құру, процесті дистанциядан басқаруды қарастыру қажет;

2) қол саймандары үшін басқа жұмысшыларға шудың әсерін болғызбайтын жерге жұмыс орнын орналастыруды қарастыру қажет.

Шудың, дірілдің және инфрадыбыстың жұмысшыларға әсер етуіне байланысты жұмыс орындарының маңында, мезгілді демалуға және профилактикалық процедуралар жүргізуге арналған бөлмелер қарастырылуы қажет.

Қорытынды

Дипломдық жобада Қарасай аудандық электр тоаптарында 110/10 кВ «Шамалған» қосалқы станциясын құруына қатысты тораптарды дамыту қарастырылған. 110/10 кВ электр тораптарын дамыту және келешектегі жүктемелер қарастырылған. «Шамалған» қосалқы станциясын жобалау және оны құру үшін электр беріліс желілері жүргізілген, олардың көмегімен қосалқы станцияға қосылған тұтынушыларды қоректендірудің сенімділігі артады.

Қарастырылатын ауданның 110/10 кВ электр тораптарын дамыту сұлбасын таңдау үшін келесі тапсырмалар шешілген: электрмен жабдықтау сенімділігі мен қалыпты және апаттан кейінгі режимдерде электр энергияның сапасы бойынша торапты тұрғызу нұсқалары қарастырылған, соынмен қатар ЭБЖ мен ҚС құрылысы үшін сымдардың маркасы мен қимасы, негізгі жабдықтар таңдалған. Жабдықтарды таңдау режимдерді және қысқа тұйықталу токтарын есептеу негізінде іске асады.

Тораптың нұсқаларын таңдау электр тораптарын дамытудың нұсқаларын технико-экономикалық салыстыру негізінде жүргізілген. Электр тораптарының таңдалған нұсқалары үшін жұмыстың қа\лыптасқан режимдеріне электрлік есептеулер жүргізілген.

Экономикалық бөлімде тораптың таңдалған нұсқасы үшін электр энергияның өзіндік құнын және тұрғызылатын нысандардың өтелімділік мерзімін анықтау үшін экономикалық есептеулер жүргізілген.

Өмір тіршілік қауіпсіздігі бөлімінде қосалқы станциядағы қызмет көрсететін жұмыскерлердің қауіпсіздігі, сонымен қатар электр және өрт қауіпсіздігін сақтау шарттары қарастырылған.

Қолданылған әдебиеттер тізімі

1 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей ВУЗов: Учеб. пособие для студентов электроэнергетических специальностей ВУЗов, 2-е изд., перераб. и доп – М.: Высшая школа, 1990.-383 с.

2 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций.: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов. – 4-е изд. , перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. –608с.

3 А.А. Герасименко, В.Т. Федин. Передача и распределение электрической энергии. – Ростов-н/Д.:Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. – 720 с.

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

5 Электрическая часть станций и подстанций: Учебник для вузов/ Под ред. А.А.Васильева. 2-е издание перераб. и доп. -М.: Энергоатомиздат, 1990 - 576с.: ил.

6 Электрическая часть электростанций: Учебник для вузов/ Под ред. С.В.Усова. - 2-е издание, перераб. и доп. -Л.: Ленинградское отделение, 1987. -616с.: ил.

7 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учебное пособие для вузов. 4-е издание перераб. и доп. -М.:Энергоатомиздат, 1989 -608с.: ил.

8 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е издание, перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.: ил.

9 Объем и нормы испытаний электрооборудования,-РД 34.45-51. 300-97-6-е изд.-М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2000 г.

10 Пособие для изучения технической эксплуатации Электрических станций и сетей (электрическое оборудование) / Под общей ред. Ф.Л.Когана.-Москва «Издательство НЦ ЭНАС», 2000 г.

11 Современное состояние и перспективы развития контроля и управления электрической частью станций и подстанций на базе микропроцессорной техники.-М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 1999г.