

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы
АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Электрмен жабдықтау және энергияның жаңғыртылатын көздері кафедрасы

«Қорғауға жіберілді»

Кафедра меңгерушісі

т.ғ.к., доцент Тергемес К.Т.

(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

« _____ » 2019 ж.

(колы)

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

Тақырыбы: 110/10 кВ 2·16 МВА №207 Маралсай
Б/С-мақ рөлдік қорғанасы

5В071800 – Электр Энергетика мамандығы бойынша
Орындаған Опабек Азиз Нуртайұлы Р.З.Ак-15-4
(студенттің аты - жөні) (тобы)

Жетекші аға оқытушы Арстанов Н.Н.
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)
_____ « 28 » мамыр 2019 ж.
(колы)

Пікір жазушы : _____
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
« _____ » _____ 2019 ж.
(колы)

Кенесшілер :

Экономикалық бөлім бойынша :
аға оқытушы Саттимова М.Е.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
_____ « 24 » 05 2019 ж.
(колы)

Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бойынша:
аға оқытушы Жеркев А.А.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
_____ « 20 » 05 2019 ж.
(колы)

Мөлшер бақылаушы: ассистент Даукенова Н.А.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
_____ « 04 » 06 2019 ж.
(колы)

Алматы 2019 ж.

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы
АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Электр энергетика және электртехника институты
5B081200 – Ауыл шаруашылығын энергиямен қамтамасыз ету мамандығы
Электрмен жабдықтау және энергияның жаңғыртылатын көздері кафедрасы

жұмысты орындауға берілген

ТАПСЫРМА

Студент Опабек Аяғол Нуртайұлы

(аты - жөні)

Жұмыс тақырыбы 110/10 кВ 2.16 МВА №207 Маралсай
В/С-ның рөлдік қорынасы

ректордың «26» қазан 2018 ж. № 124 бұйрығы бойынша бекітілген.

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: «25» мамыр 2019 ж.

Жұмысқа бастапқы деректер (талап етілетін жұмыс нәтижелерінің параметрлері және нысанның бастапқы деректері)

Берілген №207 В/С-ның трансформатор үшін, берілген классқа келіштілік аспаптарды таңдау, келісуге, трансформаторға қорынастар орнату. Жосалғы станцияның экономикалық және өміртіршілік қауіпсіздік бөлімдеріне есептеу жүргізу

Диплом жұмысындағы әзірленуі тиіс сұрақтар тізімі немесе диплом жұмысының қысқаша мазмұны:

Жосалғы станция үшін электр қондырғыларын таңдау, №207 станция үшін трансформатор, келіштілік аспаптар таңдау, экономикалық және өміртіршілік қауіпсіздік бөлімдеріне есептеу жүргізіп, қорынастыр таңдау.

ДИПЛОМ ЖҰМЫСЫН ДАЙЫНДАУ

КЕСТЕСІ

№ р/с	Тарау аттары, әзірленетін сұрақтардың тізімі	Жетекшіге ұсыну мерзімдері	Ескерту
1	№207 қосалқы станцияның электрлік бөлігін жасау	04.02.2019	Орындалған
2	Ұлкен түйістілеу ток-тарын анықтау	20.02.2019	Орындалған
3	Трансформатордың релік қорғаныш	15.03.2019	Орындалған
4	Өміртүршілік қауіпсіздігі	20.05.2019	Орындалған
5	Жеке релік қорғаныш		
6	Жанамиканың бөлімі	24.05.2019	орындалған

Тапсырманың берілген уақыты « 24 » қазан 2019 ж.

Кафедра меңгерушісі _____ Теремеев К.Б.
 (қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Жұмыс жетекшісі _____ Аристанов Н.Н.
 (қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Орындалатын тапсырманы қабылдаған студент _____ Опабек Ақыл
 (қолы) (аты-жөні)

Анотация

Бұл дипломдық жұмыста «110/10 кВ 2×16 МВА Маралсай қосалқы станциясының релелік қорғанысы» қарастырылады. Дипломдық жобаның негізгі мақсаты – 16 МВА трансформатор мен желінің релелік қорғанысы. Сол себепті қосалқы станцияның принципті сұлбасы мен күштік қондырғылары, жалғау аппараттары таңдап алынды және де қосалқы станция элементтерінің релелік қорғаныс параметрлері есептелген.

«Өміртіршілік қауіпсіздігі» бөлімінде электр тогының адамға әсері, қауіпсіздік критерилері, сондай-ақ қосалқы станцияның диспетчерлік бөлмесінің жарықтандыруы есептелді.

Дипломдық жобаның экономикалық бөлімінде ҚС экономикалық тиімділігі есептелді.

Анотация

В данной дипломной работе рассматривается «Релейная защита подстанций 110/10 кВ 2×16 МВА Маралсай». Основная задача дипломного проекта – релейная защита трансформатора 16 МВА и линия системы к которой она присоединена. В следствии чего были выбраны принципиальные схемы подстанций, силовые орнановки, соединительные аппараты и рассчитаны параметры релейной защиты элементов подстанций.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» рассматривается влияние электрического тока на человека, критерии безопасности, а также расчет освещения диспетчерской комнаты подстанции.

В экономической части дипломного проекта приведены экономическая эффективность ПС.

Annotation

As the title implies the diploma work describes «Relay protection of substation 110/10 kv 2×16 mva Maralsai». The graduation project touches upon the issue of relay protection of transformer 16 MVA and system line, which is connected to. And as a result there were chosen some principal schemes of substation, propulsion, connective device and also there were counted parameters of relay protection of substation elements.

In section «Safety and vitality» it is dealt with current influence on people, criteria of security, and calculation of lighting of dispatcher room of substation.

In economic part of graduation project were defined technical-economical indicators of building PS (Professional Standart), beside there were also counted efficiency of project.

Мазмұны

Кіріспе.....	4
1 Дипломдық жоба бойынша алғашқы мәліметтер.....	
5 1.1 Жүйе элементтерінің кедергілерін	
анықтау.....	6
1.2 Қысқа тұйықталу токтарын есептеу.....	7
2 Жабдықтар мен коммутациялық аппараттарды таңдау.....	
10	
2.1 Жалпы түсініктеме.....	10
Ажыратқыштарды таңдау.....	2.2 10
2.3 Айырғыштарды таңдау.....	14
2.4 Өлшеуіштік ток трансформаторларын таңдау.....	15
2.5 Өлшеуіштік кернеу трансформаторларын таңдау.....	19
2.6 Шиналарды таңдау.....	21
2.7 Сақтандырғыштарды таңдау.....	
22	
2.8 Асқын кернеу шектеуші таңдау.....	23
3 Желінің қорғанысы.....	25
3.1 Төрт сатылы нөлдік реттілік ток қорғанысын (НРТҚ) есептеу.....	25
3.2 Дистанционды қорғаныс.....	30
Трансформатордың қорғанысы.....	4 36
4.1 Дифференциалды қорғаныс.....	
36	
4.2 Трансформатордың газдық қорғанысы.....	41
4.3 Трансформатордың резервті қорғанысы. Мисом Р141 қондырғыс.....	43
4.4 Трансформатордың резервтік қорғанысы.....	46
5 Арнайы бөлім.....	49
5.1 Қозғалтқыштарды релелік қорғау түрлері.....	49
5.2 Тежелумен дифференциалды қорғанысты орындау нұсқалары (ДЗТ)...	50
6 Өмір тіршілік қауіпсіздігі.....	55
6.1 Электр тогының адамға әсері.....	

55	6.2	Электр	тогының	қауіпсіздік
критерилері				56
6.3 Қосалқы стансаларда жұмыс жағдайын талдау, жарықтандыру.....				57
7 Экономикалық бөлім.....				65
7.1 Нысанның техника-экономикалық көрсеткіштерін есептеу.....				65
7.2 Инвестициялар эффективтілігін есептеу.....				70
Қорытынды.....				73
Әдебиеттер тізімі.....				74
Қосымша А.....				76
Қосымша Б.....				91

Кіріспе

Релелік қорғаныс энергожүйенің электр бөлігіндегі зақымданулар мен нормаланбаған режимдерді автоматты түрде жоюды жүзеге асырады және олардың сенімді және тұрақты жұмысын қамтамасыз ететін маңызды автоматика болып табылады. Жүктемелердің өсуі, электр энергиясын тарату желілерінің ұзындығының артуына, энергия жүйелерінің орнықтылығына қойылатын талаптардың қатандауы релелік қорғаныс жұмысының жағдайын күрделендіреді және оның жылдамдығына, сезімталдығына және сенімділігіне қойылатын талаптарды арттырады. Осыған байланысты қазіргі заманғы энергетиканың талаптарына жауап беретін неғұрлым жетілдірілген қорғаныс құруға бағытталған релелік қорғаныс техникасын дамыту мен жетілдірудің үздіксіз процесі жүріп жатыр.

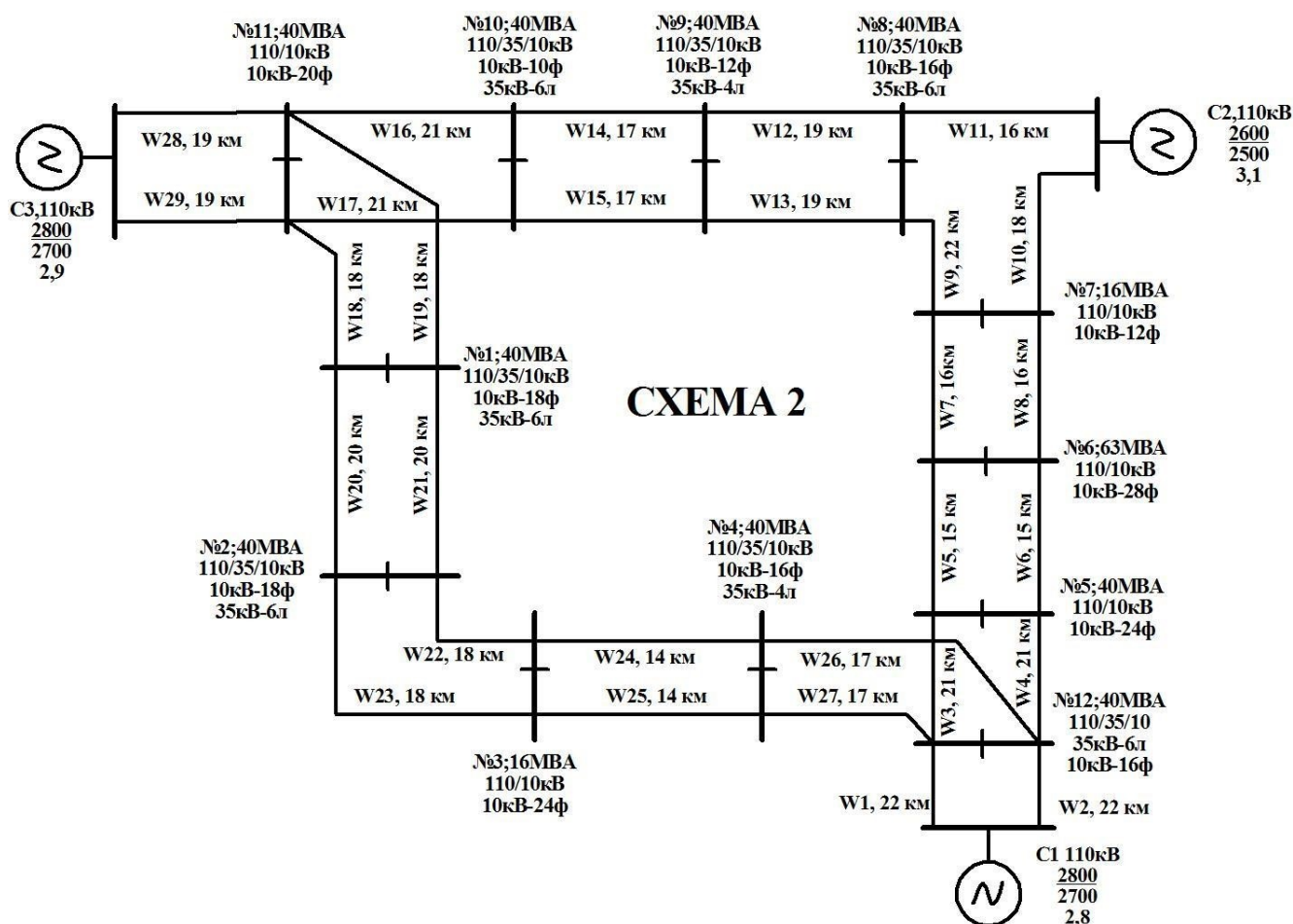
Электр тораптарының сенімді жұмысы үшін релелік қорғаныс және аварияға қарсы автоматика (РҚА) құрылғыларын дұрыс орындау және таңдау өте маңызды және оның ішінде РҚА аппаратурасының жұмыс істеу параметрлерімен іске қосылу тағайындамаларын дұрыс таңдау.

Берілген дипломдық жұмыста №207 110/10 кВ қосалқы станцияның релелік қорғанысы есептелініп, орнатылды. Жоғарыда айтылғандай қосалқы станцияның дұрыс әрі сенімді жұмыс істеуі үшін, қолданылатын қондырғылармен релелік қорғаныстың тағайындамаларын дұрыс таңдау мақсатында есептеулер жүргізілді. Соның ішінде трансформатормен оны қоректендіріп тұрған желілердің негізгі және қосымша релелік қорғанысы. Қосалқы станцияның дұрыс жұмыс істеу сенімділігін арттыру мақсатында замануи терминалдар қолданылды. Одан бөлек қосалқы станцияны соғу барысында кететін қаржы көлемін азайту мақсатында арзан әрі сапалы қондырғыларды таңдауға тырыстық.

Экономикалық бөлім бойынша №207 110/10 кВ қосалқы станцияны, оның желілерін салуға қанша инвестиция қажет екенін, қосалқы станция неше жылда өзін-өзі ақтап шығатынын есептеп таптық.

«Өміртіршілік қауіпсіздігі» бөлімінде электр тогының адамға әсерін, электр тогының қауіпсіздік критерилерін теориялық түреде қарастырып, сондай-ақ қосалқы станцияның диспетчерлік бөлмесінің жарықтандыруын есептедік.

1 Дипломдық жоба бойынша алғашқы мәліметтер



1.1 сурет– Қосалқы станцияның бас электрлік сұлбасы

Бастапқы берілген шамалар:

С-1 қорек жүйесі: $S_{кз\ max} = 2800$ МВА; $S_{кз\ min} = 2700$ МВА;

С-2 қорек жүйесі: $S_{кз\ max} = 2600$ МВА; $S_{кз\ min} = 2500$ МВА; С-3

қорек жүйесі: $S_{кз\ max} = 2800$ МВА; $S_{кз\ min} = 2700$ МВА.

1.1 кесте - Трансформаторлардың параметрлері:

Трансформатордың нормативтік паспорттық белгіленуі	Номиналдық толық қуаты, МВА	Номиналдық кернеуі		Реттелетін кернеудің ең аз, орташа және ең жоғары мәні үшін орамдар арасындағы u_k кернеуі %		
		ЖК, кВ	ТК, кВ	min	орт	max
ТДН-16000/110/10	16	115	11,0	9,8	10,5	11,71

1.1 Жүйе элементтерінің кедергілерін анықтау

Трансформатор кедергісін анықтау.

Трансформатор кедергісін екі шектік мәнін – РПН-нің шекті төменгі және шекті жоғарғы жағдайында есептейміз. Екі орамды трансформатордың кедергісін келесі формуламен есептейміз.

$$X_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{\text{ОПТ}}}{S_{\text{НОМ,Т}}} \quad (1.1)$$

РПН минималды болған кезде трансформатордың кедергісі:

$$X_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{\text{ОПТ}}}{S_{\text{НОМ,Т}}} = \frac{9,8}{100} \cdot \frac{115^2 \cdot 10^6}{16 \cdot 10^6} = 81 \text{ Ом}$$

РПН максималды болған кезде трансформатордың кедергісі:

$$X_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{\text{ОПТ}}}{S_{\text{НОМ,Т}}} = \frac{11,71}{100} \cdot \frac{115^2 \cdot 10^6}{16 \cdot 10^6} = 96,7 \text{ Ом}$$

Желі кедергісі. Желілердің индуктивтік кедергісі $X_{\text{Ж}}$ төмендегі формуламен анықталады:

$$X_{\text{Ж}} = x_{0\text{СОК}} \cdot l \quad (1.2)$$

Желі сымының меншікті индуктивті орташа кедергісі: $x_{0\text{СОК}} = 0,4 \text{ Ом/км}$;

W1, W2 $X_{ж} = 0,4 \cdot 22 = 8,8 \text{ Ом};$
 W3, W4 $X_{ж} = 0,4 \cdot 21 = 8,4 \text{ Ом};$
 W5, W6 $X_{ж} = 0,4 \cdot 15 = 6 \text{ Ом};$
 W7, W8 $X_{ж} = 0,4 \cdot 16 = 6,4 \text{ Ом};$
 W9 $X_{ж} = 0,4 \cdot 22 = 8,8 \text{ Ом};$
 W10 $X_{ж} = 0,4 \cdot 18 = 7,2 \text{ Ом};$
 W11 $X_{ж} = 0,4 \cdot 16 = 6,4 \text{ Ом};$
 W12, W13 $X_{ж} = 0,4 \cdot 19 = 7,6 \text{ Ом};$
 W14, W15 $X_{ж} = 0,4 \cdot 17 = 6,8 \text{ Ом};$ W16,
 W17 $X_{ж} = 0,4 \cdot 21 = 8,4 \text{ Ом};$ W18, W19
 $X_{ж} = 0,4 \cdot 18 = 7,2 \text{ Ом};$ W20, W21 $X_{ж} =$
 $0,4 \cdot 20 = 8 \text{ Ом};$
 W22, W23 $X_{ж} = 0,4 \cdot 18 = 7,2 \text{ Ом};$
 W24, W25 $X_{ж} = 0,4 \cdot 14 = 5,6 \text{ Ом};$
 W26, W27 $X_{ж} = 0,4 \cdot 17 = 6,8 \text{ Ом};$ W28, W29
 $X_{ж} = 0,4 \cdot 19 = 7,6 \text{ Ом}.$

Жүйе кедергісін анықтау.

Жүйе кедергісі жүйенің максималды және минималды жағдайлары үшін есептелінеді:

$$X_c = \frac{U_{62}}{S_c} \quad (1.3)$$

C1 Бірінші жүйенің максималды және минималды кедергісі:

$$X_{c1max} = \frac{115^2}{2800} = 4,72 \text{ Ом};$$

$$115^2$$

$$X_{c1min} = \frac{\quad}{2700} = 4,89 \text{ Ом.}$$

С2 Екінші жүйенің максималды және минималды кедергісі:

$$X_{c2max} = \frac{115^2}{2600} = 5,086 \text{ Ом;}$$

$$X_{c2min} = \frac{115^2}{2500} = 5,29 \text{ Ом.}$$

С3 Үшінші жүйенің максималды және минималды кедергісі:

$$X_{c3max} = \frac{115^2}{2800} = 4,72 \text{ Ом;}$$

$$X_{c3min} = \frac{115^2}{2700} = 4,89 \text{ Ом.}$$

1.2 Қысқа тұйықталу токтарын есептеу

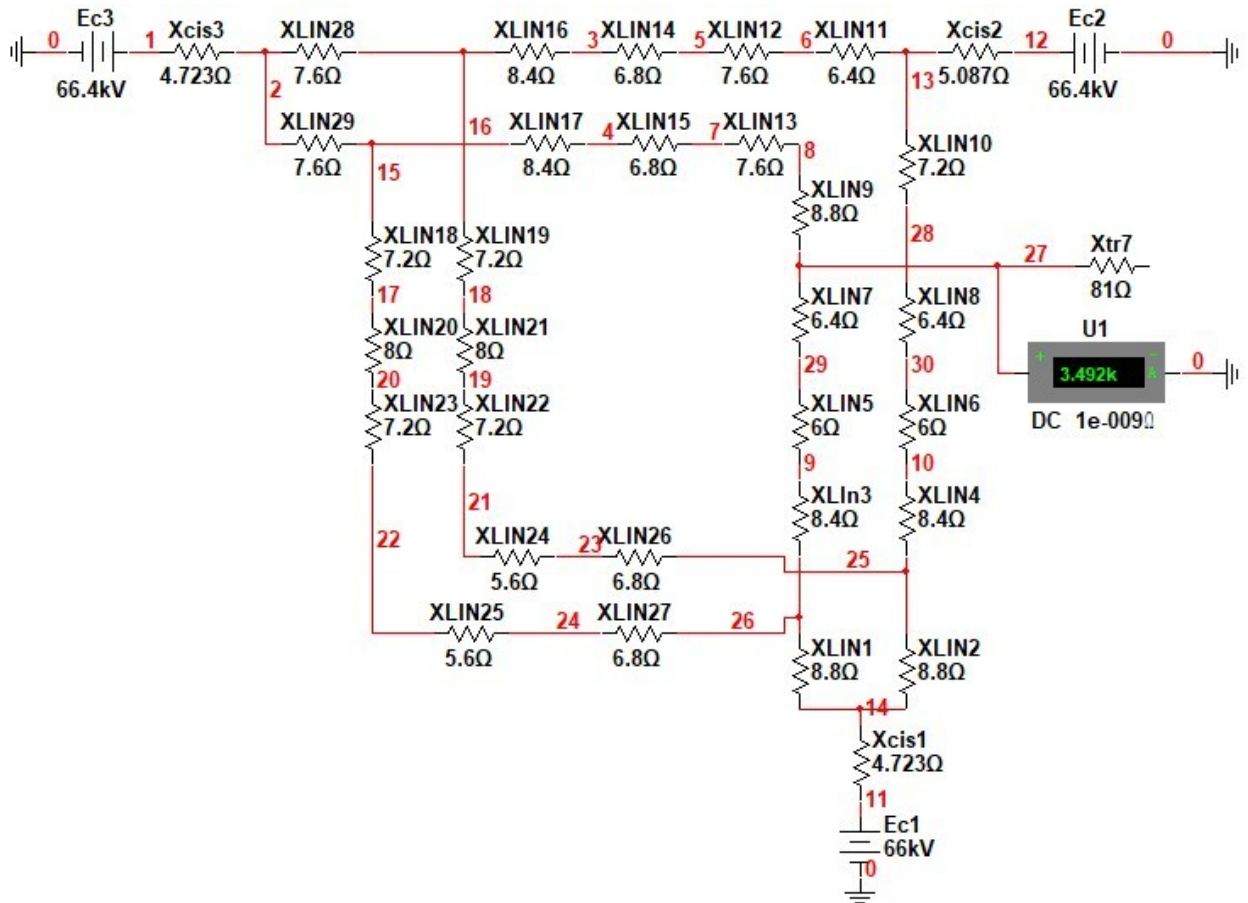
Жалпы мәлімет.

Электр тізбегінде қысқа тұйықталу токтарының пайда болу себебінің бірі ол электрқондырғылардың оқшауламасының бұзылуы. Бұл қондырғыларда үш фазалы, екі фазалы немесе бір және екі фазалы жерге тұйықталған ҚТ токтары болуы мүмкін. ҚТ токтарының әсерінен өткізгіштер мен түйіспелерде энергия шығыны мен олардың қызу шамасы артады [1].

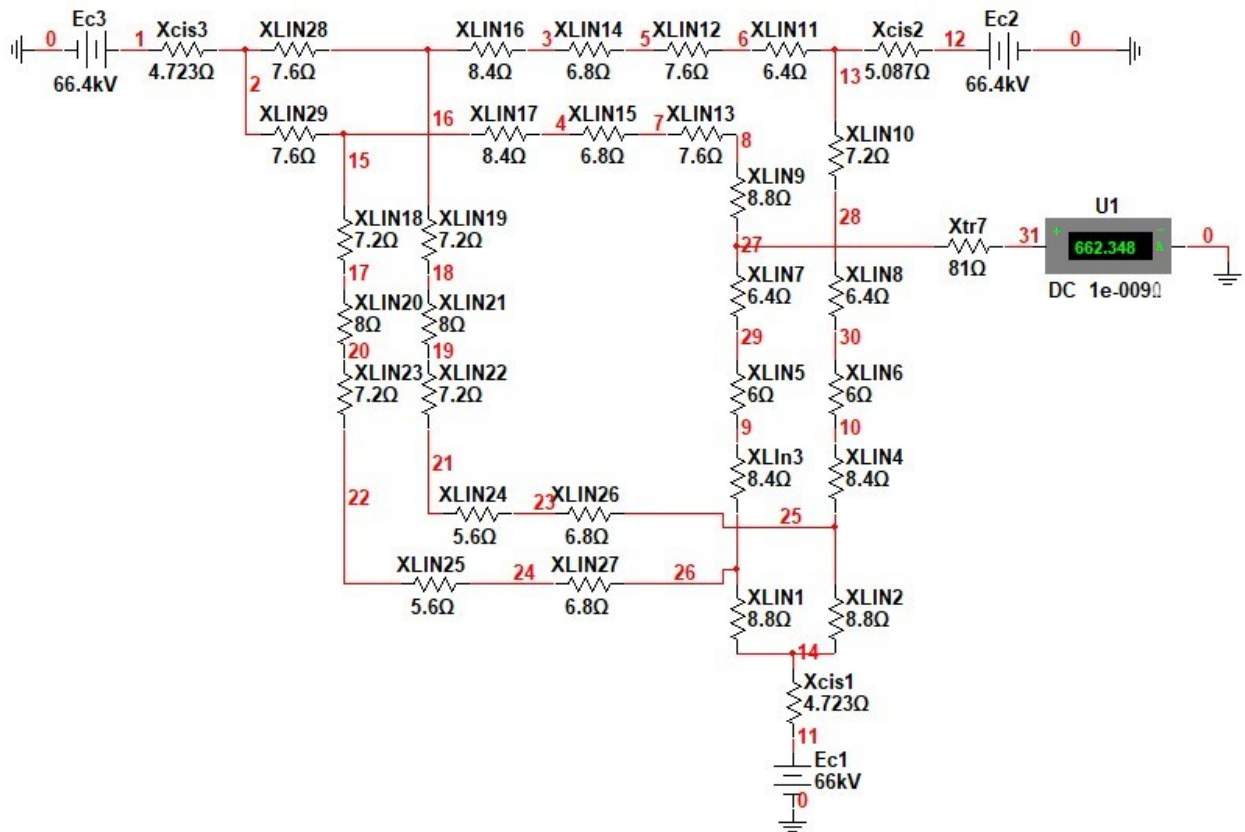
Қысқы тұйықталу токтары.

Үш фазалы ҚТ токтарын есептеу үшін «MULTISIM» виртуалды бағдарламасы арқылы жүйенің орынбасу сұлбасын құрастырып аламыз. Сол

арқылы қорғалып жатқан трансформатордың жоғарғы және төменгі кернеулеріндегі немес трансформатордың шықпаларындағы үш фазалы ҚТ токтарын есептеп аламыз.



1.1 сурет – Трансформатордың жоғарғы кернеуіндегі ҚТ тогы



1.2 сурет – Трансформатордың төменгі кернеуіндегі ҚТ тогы

ҚТ тогының ең үлкен лездік мәні - соққы тогын анықтау қажет:

$$i_{\text{соқ}} = \sqrt{2} \cdot k_c \cdot I_k^{(3)}, \quad (1.4)$$

мұндағы $I_k^{(3)}$ – үш фазалы ҚТ, кА; k_c – соққы коэффициенті, $k_{\text{соқ}} = 1,8$ [1].

$$i_{\text{соқ жк}} = \sqrt{2} \cdot I_k^{(3)} \cdot k_c = \sqrt{2} \cdot 1,78 \cdot 3,492 = 8,8 \text{ кА};$$

$$i_{\text{соқ тк}} = \sqrt{2} \cdot I_k^{(3)} \cdot k_c = \sqrt{2} \cdot 1,78 \cdot 7,285 = 18,33 \text{ кА}.$$

Шыққан соққы тогы мен қысқа тұйықталу тогының шамаларын кестеге енгіземіз.

1.2 кесте – ҚТ мен соққы тогы мәндері

ҚТ нүктелері	$i_{\text{соқ}}, \text{кА}$	$I_{\text{к(ЗТ)}}, \text{кА}$
К1 (110 кВ)	8,8	3,492
К2 (10 кВ)	18,33	7,282

2 Жабдықтар мен коммутациялық аппараттарды таңдау

2.1 Жалпы түсініктеме

Электрмен жабдықтау жүйесі - бұл электр энергиясын өндірушіден тұтынушыларға дейін таратуға арналған инженерлік құрылыстар, жабдықтар мен аппаратуралар кешені болып табылады. Жүйенің негізгі компоненттері электр энергиясын тарату желілері, қосалқы станциялар және тарату құрылғылары болып табылады. Осы себепті жабдықтар мен коммутациялық аппараттарды таңдау кезінде әрбір элементтің есептік мәндер бойынша дұрыс таңдалуы және жабдықтардың сапалы болуын қадағалауымыз керек [1].

2.2 Ажыратқыштарды таңдау

Жоғары вольтты ажыратқыштар – бұл қалыпты режимдерде электр тізбектерін қосуға, ажыратуға және ҚТ кезінде және басқа да авариялық режимдерде электрмен жабдықтау жүйесінің зақымдалған элементтерін Автоматты ажыратуға арналған коммутациялық аппараттар.

Жоғары вольтты ажыратқыштарды таңдау кернеу мен ток сипаттамаларына сәйкес жүргізіледі. Ажыратқышты таңдау үшін төмендегі 5 шарт қанағаттандырылғандай болуы керек.

1) Кернеу бойынша таңдау:

$$U_{\text{ном ажыр}} \leq U_{\text{орн.ном}}, \quad (2.1)$$

мұндағы $U_{\text{ном ажыр}}$ – ажыратқыштың номиналды кернеуі, кВ;

$U_{\text{орн.ном}}$ – орнатылған қондырғының номиналды кернеуі, кВ.

2) Ток бойынша таңдау:

$$I_{\text{ном ажыр}} \leq I_{\text{макс ес.}}, \quad (2.2)$$

мұндағы $I_{ном}$ – ажыратқыштың номиналды жұмыс тогы, кА;
 I_{max} – орнатылып отырған қондырғының есептелген
 максималды жұмыс жасау тогы, А.

3) Ажыратқыштың ажырату қабілеті бойынша:

$$I_{өшір. ном} \geq I_{п0}, \quad (2.3)$$

мұндағы $I_{п0}$ – ҚТ тогының периодты құраушысы, кА;
 $I_{өшір. ном}$ – ажыратқыштың номиналды өшіру тогы, кА.

4) Электродинамикалық беріктілігі бойынша тексеру:

$$I_{a.дин} \geq i_{соқ}, \quad (2.4)$$

мұндағы $I_{a.дин}$ – электродинамикалық тұрақтылық тогы, кА;
 $i_{соқ}$ – ҚТ соққы тогы, кА.

5) Ажыратқыштарды термиялық тұрақтылыққа тексеру:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{өшір.} \geq B_k, \quad (2.5)$$

мұндағы $I_{тер}$ – Ажыратқыштың термиялық тұрақтылық тогы, кА;
 $t_{өшір.}$ – ажыратқыш толық өшіру , с;
 B_k – ҚТ тогының жылулық импульсі, кА².с.

Жылулық импульсі есептеу формуласы:

$$B_k = I_{п0}^2 (t_{өшір.} + T_a), \quad (2.6)$$

Трансформатордың максималды жұмыс тогын анықтау:

$$= \frac{k_{асқ} S_{ном тр}}{\sqrt{3} \cdot I_p}, \quad (2.7)$$

$U_{\text{ном}}$

мұнағы $K_{\text{асқ}}$ - асқын жүктелу коэффициенті;

$S_{\text{ном тр}}$ - трансформатордың номинал қуаты;

$U_{\text{ном}}$ - трансформатор жағының номинал кернеуі.

110 кВ жағының жұмыс тогы:

$$I_{\text{ж}} = \frac{1,4 \cdot 16 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 117,56 \text{ A}.$$

10 кВ жағының жұмыс тогы:

$$I_{\text{ж}} = \frac{1,4 \cdot 16 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 1293,2 \text{ A}.$$

Трансформатор 110 кВ жағына ажыратқыш таңдау.

2.1 кесте –110 кВ электр қондырғылары үшін ажыратқыш түрлері

Ажыратқыш атауы	ВРС-110	ВТБ-110	3AP1 DT 123
Өндіруші	Высоковольтный союз, Ресей	ЗЭТО, Ресей	Siemens
$U_{\text{ном, өшір}}$, кВ	126	126	123
$I_{\text{ном, өшір}}$, А	2500	2000	1000
$I_{\text{өшір, ном}}$, кА	31,5	40	20
$I_{\text{а, дин}}$, кА	81	102	50

Осы үш мүмкін болатын жоғары вольтті ажыратқыштардың ішінен мен 3AP1 DT 123 (Siemens) элегазды ажыратқышын таңдаймын. Себебі менің трансформаторымның қуаты аз сол себепті есептік токтың мәніде аз болады. Осы ажыратқыштың номиналды тогы төмен соған сәйкес бағасыда арзан, әрі қол жетімді болып саналады. Ажыратқыш параметрлері 2.2 кестеде көрсетілген [4].

Осы алынған шамалар мәніне қарап 110 кВ жаққа Siemens 3AP1 DT 123 ажыратқышын таңдаймын.

2.2 кесте – 110 кВ таңдалынған ажыратқыш параметрлерін есептік мәндермен салыстыру.

Есептік мәндер		3AP1 DT 123 (Siemens)	
$U_{орн\ ном}$, кВ	115	$U_{ном,өшір}$ кВ	123
$I_{макс\ рас}$, А	117,56	$I_{ном,өшір}$, А	1000
$I_{по}$, кА	3,492	$I_{өшір,ном}$, кА	20
$i_{соқ}$, кА	8,8	$I_{а,дин}$, кА	50
B_k , кА ² ·с	2,56	$I_{тер2} \cdot t_{өшір}$, кА ² ·с	77,5

3AP1 DT күштік ажыратқышы оқшаулағыш ретінде пайдаланылатын SF6 газымен толтырылған үш полюсті автоматты қосқыш. Оның сипаттамалары барлық есептелген критерийлерге сәйкес келеді. Элегаздық ажыратқыштың сенімділігі жоғары, жөндеуаралық мерзімі 15 жылға дейін ұзартылған, жабдықтың өрт қауіпсіздігі жоғары. Ажыратқыш конструкциясының шағын салмағы және габаритті өлшемдірі приводтың шусыз жұмысымен үйлеседі.

Таңдалынған ажыратқыш барлық шарттар бойынша қанағаттандырылды.

Қосалқы станциямыздағы екінші трансформатор үшін де, осы ажыратқышты таңдаймыз.

110 кВ шинадағы желіге ажыратқыш, шинадағы айналып өту ажыратқышын және секционды ажыратқыш ретінде жоғарыдағы Siemens 3AP1 DT 123 таңдадым.

10кВ жағындағы ажыратқыштарын таңдау.

2.3 кесте –10 кВ электр қондырғылары үшін ажыратқыш түрлері:

Ажыратқыш атауы	ВРС-10	VD4G1216110P25	LF2
Өндірілген жері	Высоковольтный союз, Ресей	«ABB», Швейцария	Merlin Gerin, (Schneider electric)
$U_{ном,өшір}$ кВ	10,5	12	10
$I_{ном,өшір}$, А	2500	1600	2000
$I_{өшір,ном}$, кА	31,5	63	40
$I_{в,дин}$, кА	80	25	102

Осы үш мүмкін болатын жоғары вольтті ажыратқыштардың ішінен мен LF2, (Schneider electric) элегазды ажыратқышын таңдаймын. LF2 ажыратқыштары номиналды токтарды коммутациялауға және 6, 10 кВ тарату электр желілеріндегі және электрмен жабдықтау жүйелеріндегі қысқа тұйықталу токтарын ажыратуға арналған.

Бұл ажыратқышта доғаны элегаздың температурасын кеңейту эффектісіне немесе оны айналдыру техникасына негізделіп өшіру қолданылады. Бұл өз кезегінде үлкен қысқа тұйықталу токтары кезінде доғаны сенімді түрде сөндіруге мүмкіндік береді. Камераның герметикалығының бұзылуы және нөлдік артық қысым кезінде номиналды кернеу кезінде номиналды токтарды ажырату мүмкіндігіне кепілдік беріледі.

LF2 ажыратқышының доға сөндіргіш камерасы пайдалану уақыты аралығында тексеруді қажет етпейді. Номиналды техникалық жағдайлар кезінде пайдаланып жатқан ажыратқыштың механикалық приводын 10 жыл бойы немесе 10000 қосып –өшіруге дейін тексеруді қажет етпейді.

2.4 кесте – 10 кВ-қа таңдалынған ажыратқыш параметрлерін есептік мәндермен салыстыру [5].

Есептік мәндер		LF2, (Schneider electric)	
$U_{орн\ ном}$, кВ	10	$U_{ном,өшір}$ кВ	10
$I_{макс\ ес.}$, А	1293,2	$I_{ном,өшір}$, А	2000
$I_{по}$, кА	7,285	$I_{өшір,ном}$, кА	40
$i_{соқ}$, кА	18,33	$I_{а,дин}$, кА	102

Элегазды ажыратқыш таңдаған себептен термиялық тұрақтылыққа тексеру қажет емес.

Таңдалынған ажыратқыш барлық шарттар бойынша қанағаттандырылды.

Қосалқы станциямыздағы екінші трансформатор үшін де, осы ажыратқышты таңдаймыз.

10 кВ трансформатордан тұтынушыларға баратын 12 фидер бар, сәйкесінше әр желінің жұмыстық тогын анықтаймыз:

Әр трансформатордан 6 фидер шығады және әр желінің жүктемесі бірдей деп алсақ:

$$I_{жұм}^1 = \frac{16 \cdot 10^6}{6 \cdot \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 154 \text{ А} .$$

Осы желінің максималды токтары:

$$I_{\text{макс1}} = 1,4 \cdot I_{\text{жүм1}} = 215,6 \text{ А.}$$

2.5 кесте – 10 кВ фидерлерге таңдалатын ажыратқыш [5].

Есептік мәндер		LF1, (Schneider electric)	
$U_{\text{орн ном}}, \text{ кВ}$	10	$U_{\text{ном, өшір}}, \text{ кВ}$	10
$I_{\text{макс ес.}}, \text{ А}$	215,6	$I_{\text{ном, өшір}}, \text{ А}$	630
$I_{\text{по}}, \text{ кА}$	7,285	$I_{\text{өшір., ном}}, \text{ кА}$	25
$i_{\text{соқ}}, \text{ кА}$	18,33	$I_{\text{а, дин}}, \text{ кА}$	64

2.3 Айырғыштарды таңдау

Айырғыштар бұл токсыз немесе шамалы токпен электр тізбегін ажыратуға және қосуға арналған түйіспелі коммутациялық аппарат. Айырғышар оқшаулағыштарда бекітілген жылжымалы және қозғалмайтын контактілерден тұрады.

Айырғыштар айырғыш қосылған кезде жерге тұйықтаушылардың (заземлитель) қосылуын және жерге тұйықтаушылар қосылған кезде айырғыштардың қосылуын болдырмайтын механикалық бұғаттаумен жабдықталған.

Айырғыштар ажыратылған учаскелерде тексеру және жөндеу жұмыстары кезінде қауіпсіздікті қамтамасыз ету үшін жоғары вольтты тарату құрылғыларында қолданылады.

Айырғыштарды сондай-ақ шиналарды секциялау және электр желілерін тарату құрылғысының шиналарының бір жүйесінен екіншісіне ауыстыру үшін қолданады.

Айырғыштарды іске қосар алдында, оларды қысқа тұйықталу токтарының пайда болуына тексерілуі керек [1].

Айырғыштарды таңдау келесі маңызды параметрлерге негізделген:

1) Кернеу бойынша:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{орн. ном}} \quad (2.8)$$

2) Ток бойынша:

$$I_{\text{НОМ}} \text{ } \otimes \text{ } I_{\text{МАКС}}, \quad (2.9)$$

мұндағы $U_{\text{НОМ}}$ – номиналды кернеуі, кВ;

$U_{\text{ОРН.НОМ}}$ – электр қондырғының номиналды кернеуі, кВ;

$I_{\text{НОМ}}$ – айырғыштың номиналды тогы, А;

$I_{\text{МАКС}}$ – ағымдағы жөндеу немесе авариялардан кейінгі режимдегі жоғарғы ток мәні, А.

3) электродинамикалық орнықтылығы бойынша:

$$i_{\text{ДИН}} \text{ } \otimes \text{ } i_{\text{СОК}}, \quad (2.10)$$

мұндағы $i_{\text{СОК}}$ – ҚТ соққы тогы;

$i_{\text{ДИН}}$ – электродинамикалық орнықтылық тогы, кА.

2.6 кесте –110 кВ электр қондырғылары үшін айырғыштар параметрлері[6].

Есептік мәндер	Каталог мәндері
	РН СЭЩ-110/1250
$U_{\text{ОРН.НОМ}}=110$ кВ	$U_{\text{НОМ}}=110$ кВ
$I_{\text{МАКС}}=1293,2$ А	$I_{\text{НОМ}}=2000$ А
$I_{\text{СОК}}=8,8$ кА	$I_{\text{ДИН}}=80$ кА

110 кВ-тық тарату қондырғыларына біз РН СЭЩ-110/2000 айырғыштарын таңдаймыз.

2.4 Өлшеуіштік ток трансформаторларын таңдау

Өлшеуіштік трансформаторы-бақыланатын тізбектегі кернеуді, токты немесе өнеркәсіптік жиіліктегі (50 немесе 60 Гц) ауыспалы токтың электр сигналының фазасын өлшеуге және бақылауға арналған электр трансформаторы.

Өлшеу құралын тікелей қосу ыңғайсыз немесе мүмкін болмаған жағдайларда, мысалы, өте үлкен токтарды немесе кернеуді өлшеу кезінде қолданылады. Сондай-ақ өлшеу немесе бақылау тізбегінен бастапқы тізбектің гальваникалық оқшаулануын қамтамасыз ету үшін қолданылады.

Ток трансформатор номинал параметрлері желі параметрлерімен сәйкестендіре таңдалынады:

1) Кернеу бойынша:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{орн.ном}}, \quad (2.11)$$

мұндағы $U_{\text{ном}}$ – ток трансформаторының номиналды кернеуі, В;

$U_{\text{орн.ном}}$ – қондырғы номинал кернеуі, В.

2) Ток бойынша:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}}, \quad (2.12)$$

мұндағы $I_{\text{ном}}$ – трансформаторының номиналды тогы, А;

$I_{\text{макс}}$ – желі максимал ток мәні, А.

3) Электродинамикалық орнықтылығы бойынша:

$$i_{\text{дин.}} \geq i_{\text{соқ}}, \quad (2.13)$$

мұндағы $i_{\text{соқ}}$ – ҚТ соққы тогы;

$i_{\text{дин}}$ –

электродинамикалық орнықтылық тогы, кА.

4) Термиялық орнықтылықтың негізгі шарты:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{өшір.}} \geq B_k. \quad (2.14)$$

Жылулық импульсі:

$$B_k = I_{\text{по}}^2 (t_{\text{өшір.}} + T_a). \quad (2.15)$$

5) Екіншілік жүктемесі бойынша:

$$Z_2 \leq Z_{2н}, \quad (2.16)$$

мұндағы Z_2 – трансформатордың екінші реттік жүктемесі, Ом;

$Z_{2н}$ – ток трансформаторының рұқсат етілген жүктемесі, Ом.

110 кВ бөлігіне ток трансформаторын таңдау.

2.7 кесте – Трансформатор 110 кВ бөлігіне фаза бойынша орнатылатын құрылғылар қуаты:

Құрал	Түрі	Тұтынатын қуат, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э-365	0,5	0,5	0,5
Энергия санағыш	OMNIPOWERCT	0,1	0,1	0,1
Қорытынды		0,6	0,6	0,6

OMNIPOWERCT санағышының кедергісін анықтаймыз:

$$r_{ш} = \frac{\sum S}{i_2^2}; \quad (2.17)$$

$$Z_{ш} = \frac{0,6}{5^2} = 0,02, \text{ Ом,}$$

мұнда $S_{ш.} = 0,6 \text{ ВА}$ – құрылғының пайдаланатын қуаты ;

$I_2 = 5 \text{ А}$ – ток трансформаторының екінші орамасының номиналды тогы.

ТФМ-110-II-Y1 каталогына сәйкес, номиналды екінші жүктемеден есептелген, өлшеуге арналған ток трансформаторлары орамдарының кедергісін анықтаймыз.

$$S_{ном} \frac{30}{25} Z_{рұқ} = I_2^2 =$$

$$25 = 1,2.$$

$$Z_{ном}$$

$Z_{н} = Z_{рұқ}$ ескере отырып, ток трансформаторларын толық жұлдызға қосу сұлбасы үшін сым (кабель) кедергісін анықтаймыз:

$$r_{сым} = Z_{рұқ} - Z_c - r_{өтп.п}; \quad (2.18)$$

$$r_{сым} = Z_{рұқ} - Z_c - r_{өтп.п} = 1,2 - 0,024 - 0,1 = 1,076,$$

мұнда $r_{\text{өтп.п}}=0,05$ Ом-екі, үш аспап болған кездегі түйіспелердің өтпелі кедергісі және көп аспаптарда 0,1 Ом;

0,5 S дәлдік классты ток трансформаторларын OMNIPOWERCT типті есептеуішпен қосатын кабель қимасын анықтаймыз:

$$S = \frac{l}{\gamma \cdot r_{\text{сым}}} = \frac{80}{57 \cdot 1.076} = 1,3 \text{ мм}^2,$$

мұнда l – ток трансформаторынан өлшеу құралдарын орнату орнына дейінгі сым (кабель) ұзындығы, м; γ -меншікті өткізгіштігі, м/Ом·мм² (мыс үшін $\gamma = 57$, алюминий үшін $\gamma = 34,5$).

Есептелініп алынған қима бойынша 2,5 мм² қималы КРВГ маркалы бақылау кабелін таңдаймыз.

Есептелген кедергіні есепке ала отырып, кабельдің нақты кедергісін анықтаймыз.

$$r_{\text{сым}} = \frac{l}{\gamma \cdot S} = \frac{80}{57 \cdot 2,5} = 0,56 \text{ Ом}.$$

Нақты жүктемені анықтаймыз, бұл ретте $Z_{\text{н}} < Z_{\text{рүк}}$ шарты орындалуы тиіс:

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{с}} + r_{\text{с}} + r_{\text{өтп.п}} = 0,024 + 0,56 + 0,1 = 0,684.$$

$Z_{\text{н}} < Z_{\text{рүк}} = 0,684 < 1.2$ бесінші шарт орындалып тұр.

2.8 кесте – 110 кВ ток трансформаторларын таңдау [7].

Есептік мәндер	Каталогтық шамалар
	ТФМ-110-0,2S-II-Y1
$U_{\text{орн.ном}}=110$ кВ	$U_{\text{ном}}=110$ кВ
$I_{\text{макс}}=17,56$ А	$I_{\text{ном}}=150$ А
$B_{\text{к}}=36,7$ кА ² с	$I_{\text{тер2}} \nabla t_{\text{owip}}=48 \text{ кА}^2 \nabla \text{с}$

10 кВ бөлігіне ток трансформаторын таңдау.

Трансформатор 10 кВ бөлігіне фаза бойынша орнатылатын құрылғылар қуаты.

OMNIPOWERCT санағышының кедергісін анықтаймыз:

$$Z_{ш} = \frac{0,6}{5^2} = 0,024 \text{ Ом,}$$

мұнда $S_{ш.} = 0,6 \text{ ВА}$ – құрылғының пайдаланатын қуаты;

$I_2 = 5 \text{ А}$ – ток трансформаторының екінші орамасының номиналды тогы.

ТОЛ – 10-0,5/10P-1500/5-УХЛ2 каталогына сәйкес, номиналды екінші жүктемеден есептелген, өлшеуге арналған ток трансформаторлары орамдарының кедергісін анықтаймыз.

$$Z_{р\grave{u}q} = \frac{S_{ном}}{2I_2} = \frac{10}{2 \cdot 5} = 0,4 \text{ Ом.}$$

$Z_n = Z_{р\grave{u}q}$ ескере отырып, ток трансформаторларын толық жұлдызға қосу сұлбасы үшін сым (кабель) кедергісін анықтаймыз:

$$r_{сым} = Z_{р\grave{u}q} - Z_n - r_{\text{\textcircled{п}}} = 0,4 - 0,024 - 0,05 = 0,326.$$

мұнда $r_{\text{п}} = 0,05 \text{ Ом}$ -екі, үш аспап болған кездегі түйіспелердің өтпелі кедергісі және көп аспаптарда $0,1 \text{ Ом}$.

0,5 S дәлдік классты ток трансформаторларын OMNIPOWERCT типті есептеуішпен қосатын кабель қимасын анықтаймыз:

$$S = \frac{l}{\gamma \cdot r_{сым}} = \frac{6}{57 \cdot 0,326} = 0,33 \text{ мм}^2.$$

Есептелініп алынған қима бойынша $2,5 \text{ мм}^2$ қималы КРВГ маркалы бақылау кабелін таңдаймыз.

Есептелген кедергіні есепке ала отырып, кабельдің нақты кедергісін анықтаймыз.

$$r_{\text{сым}} = \frac{l}{\gamma \cdot S} = \frac{6}{57 \cdot 2,5} = 0,42 \text{ Ом} .$$

Нақты жүктемені анықтаймыз, бұл ретте $Z_{\text{н}} < Z_{\text{рүк}}$ шарты орындалуы тиіс:

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{п}} + r_{\text{п}} + r_{\text{өтп.п}} = 0,024 + 0,42 + 0,05 = 0,116.$$

$Z_{\text{н}} < Z_{\text{рүк}} = 0,116 < 0,4$ бесінші шарт орындалып тұр.

2.9 кесте – 10 кВ ток трансформаторларын таңдау[8].

Есептік мәндер	Каталогтық мәндер
	ТОЛ – 10-0,5/10P-1500/5-УХЛ2
$U_{\text{орн.ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{макс}} = 1293,2 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1500 \text{ А}$
$B_{\text{к}} = 32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 32^2 \cdot 3 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.5 Өлшеуіштік кернеу трансформаторларын таңдау

Кернеу трансформаторы кернеуді өлшеуге ыңғайлы шамаға дейін түрлендіруге, сондай-ақ өлшеу тізбектерін және жоғары кернеудің бастапқы тізбектерінен релелік қорғанысты бөлуге арналған.

Өлшеуіштік кернеу трансформаторларын таңдау шарттары:

1) қондырғының кернеуі бойынша :

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{желі}} . \quad (2.19)$$

2) орамдарды жалғау схемасы мен конструкциялары; 3) дәлдік сыныбы бойынша; 4) екінші жүктеме:

$$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}, \quad (3.20)$$

мұнда $S_{\text{ном}}$ - таңдалған дәлдік сыныбындағы номиналды қуат, бұл ретте жұлдызша жалғанған бір фазалы трансформаторлар үшін барлық үш фазаның жиынтық қуатын, ал ашық үшбұрыш схемасы

бойынша қосылғандар үшін — бір трансформатордың екі еселенген қуатын алу керек;

$S_{2\Sigma}$ - кернеу трансформаторына жалғанған барлық өлшеу аспаптары мен реленің жүктемесі, ВА.

110 кВ жаққа кернеу трансформаторын таңдау.

2.10 кесте – 110 кВ жақтағы екінші ретті жүктеме.

Құрылғы	Түрі	Тұтынатын қуат, ВА
Вольтметр	Э -350	2
Энергия санағыш	OMNIPOWERCT	3,6
РЗА		0,3×3
Қорытынды:		6,5

110 кВ қондырғылары үшін ЗНОГ-110 (У1,УХЛ1) типті кернеу трансформаторын таңдаймыз.

2.11 кесте – 110 кВ жаққа кернеу трансформаторларын таңдау.

Есептік шамалар	Каталогтық мәндер
	ЗНОГ – 110 (У1,УХЛ1)
$U_{\text{желі}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$S_{2\Sigma} = 6,5 \text{ ВА}$	$S_{\text{ном}} = 200 \text{ ВА}$
Дәлдік классы 0,5	

10 кВ жаққа кернеу трансформаторын таңдау

Трансформатордың екінші ретті жүктемесінің мәні 2.12 кестеге енгізілген.

2.12 кесте – 10 кВ жақтағы екінші ретті жүктеме.

Құрылғы	Түрі	Тұтынатын қуаты, ВА
Вольтметр	Э-350	2
Энергия санағыш	OMNIPOWERCT	3,6×12
РЗА		0,3×3
Қорытынды:		46,1

10 кВ үшін НОМ-10-66 У2 (Т2) типті кернеу трансформаторын таңдаймыз.

2.13 кесте – 10 кВ жаққа кернеу трансформаторларын таңдау [10].

Есептік мәндер	Каталогтық мәндер
	НОМ-10-66 У2 (Т2)
$U_{орн.ном} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$S_{2\kappa} = 46,1$ ВА	$S_{ном} = 630$ ВА
Дәлдік классы 0,5	

2.6 Шиналарды таңдау

Шиналардың қимасы қалыпты жұмыс режимі үшін және жұмыс жылдамдатылған режимі жағдайында ұзақ токты қыздыру үшін ұсынылатын экономикалық тығыздық бойынша таңдалады. Бұл жағдайда қалыпты және апаттан кейінгі режимдерді де қарастырамыз. Таңдау шарты:

$$I_{\max} \leq I_{рук}, \quad (2.21)$$

мұндағы $I_{рук}$ – ($\theta_{0,ном} = 25^{\circ}\text{C}$) рұқсат етілген қоршаған орта температурасын ескере отырып таңдап алған шинадан өтетін рұқсат етілген ток:

$$I_{рук} \leq I_{рук.ном} \sqrt{\frac{\Delta_{рук}^0}{\Delta_{рук} \Delta_{0.ном}}}, \quad (2.22)$$

мұндағы боялған шиналар үшін $\theta_{0,рұқ} = 70^{\circ}\text{C}$; $\theta_{0,ном} = 25^{\circ}\text{C}$ деп қарастырсақ,

$$I_{рук} \leq I_{рук.ном} \sqrt{\frac{70 - 25}{45}} I_{рук.ном} \leq 1,$$

мұндағы $I_{рук.ном}$ – қоршаған орта температурасы $\theta_{0,ном} = 25^{\circ}\text{C}$ болған кездегі рұқсат етілетін ток; θ_0 – қоршаған ортаның нақты температурасы; $\theta_{рұқ}$ – жалғасқан режимдегі рұқсат етілетін

қызудың температурасы (ЭҚЕ талаптарына сай шиналар үшін +70°C).

110 кВ жаққа шина қабылдау. Жалғасымды режимдегі есептік тогын анықтаймыз:

$$I_{ном.тр} = \frac{S_{н.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (2.23)$$

$$I_{ном.тр} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 83,97 \text{ А};$$

$$I_{max} = 1,4 \cdot I_{ном.тр}; \quad (2.24)$$

$$I_{max} = 1,4 \cdot 83,97 = 117,56.$$

АС-120/19 маркалы шинаны таңдаймыз; $I_{рүк} = 390 \text{ А}$ [24].

10 кВ жаққа шинаны қабылдау.

Жалғасымды режимдегі есептік тогын есептейміз:

$$I_{ном.тр} = \frac{S_{н.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (2.25)$$

$$I_{ном.тр} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 923,7;$$

$$I_{max} = 1,4 \cdot I_{ном.тр}; \quad (2.26)$$

$$I_{max} = 1,4 \cdot 923,7 = 1293,2 \text{ А}.$$

POWERDUCT маркасындағы үш жолақты алюминді шинаны аламыз $200 \times 6 \text{ мм}^2$; $I_{рүк} = 5000 \text{ А}$ [11].

2.7 Сақтандырғыштарды таңдау

Сақтандырғыш - токтың мәні рұқсат етілген мәннен асқан соң ток өткізгіш бөліктерді ажырату немесе ажырату үшін қорғалатын тізбекті ажыратуға арналған коммутациялық электрлік аппараты.

Сақтандырғышты таңдау төменде келтірілген параметерлер бойынша іске асады:

Номиналды кернеу бойынша:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{орн.ном}} \quad (2.27)$$

Номиналды ток бойынша:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}} \quad (2.28)$$

Сақтандырғышты тексеру келесі параметрлермен жүргізіледі: Өшіру қабілеті бойынша:

$$I_{\text{ошр.ном}} \geq I_{\text{п.0}} \quad (2.29)$$

110 кВ жақтағы тізбекке сақтандырғыш таңдаймын.

10 кВ жаққа сақтандырғыш таңдау. Қалыпты режимнің есептік токтарын есептеу:

$$I_{\text{жум}} = \frac{0,37 \cdot 10 \cdot 630}{\sqrt{3}} = 0,025 \text{ А};$$

$$I_{\text{жум.макс}} = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,0509 \text{ А.}$$

Есептік мәндер мен каталогтық шамалар келесі кестеде көрсетілген.

2.14 кесте – 10 кВ жаққа сақтандырғыш таңдау [12].

Есептік шамалар	Каталогтық шамалар
	ПКТ-101-10-20-20-У1
$U_{\text{орн.ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$

$I_{\text{макс}} = 0,0509 \text{ A}$	$I_{\text{ном}} = 20 \text{ A}$
$I_{\text{П10}} = 7,282 \text{ кА}$	$I_{\text{ошр.ном}} = 20 \text{ кА}$

Кернеу трансформаторларының тізбегіне ПКТ-101 типті сақтандырғыш таңдаймыз.

2.8 Асқын кернеу шектеуші таңдау

Асқын кернеу шектеуші электрмен жабдықтау жүйелерінің жабдықтарын коммутациялық және найзағайдан асқын кернеулерден қорғауға арналған электр аппараты. ОПН ұшқынсыз ажыратқыш деп атауға болады. Қазіргі таңда электр тораптарының жабдықтарын қорғаудың тиімді құралдарының бірі болып табылады.

Асқын токты шектеушіні таңдау номиналды кернеу бойынша жүргізіледі:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{орн.ном}} \quad (2.30)$$

Трансформаторды ауалық асқын кернеулерден және тарату құрылғыларының оқшауламасын қорғау үшін келесі асқын кернеу шектеушілерді таңдаймыз:

2.15 кесте – таңдалынып алынған асқын кернеу шектеуші

Кернеу классы	Асқын кернеу шектеуші аты
110 кВ	ОПН-П-110 УХЛ1
10 кВ	ОПН-П-10 УХЛ1

3 Желінің қорғанысы

Желі қорғанысы ретінде біз дистанциондық қорғаныс пен нөлдік реттілік тоқ қорғанысты аламыз. Желінің релелік қорғанысы келесі талаптарға сай болуы керек:

- апат болған жерге ең жақын ажыратқыш ҚТ тогын өшіруі тиіс;
- егер апат болған жерге ең жақын ажыратқыш ҚТ тогын сөндірмесе онда, ақаулық орнына ең жақын келесі ажыратқыш резерв ретінде сөндіруі керек;
- энерго жүйенің басқа бөліктерін қорғайтын автоматты сөндіргіш жұмыс істеп кетпеуі үшін желіні қорғайтын автоматты ажыратқыштың жұмыс уақыты алдындағы қорғаныстан реттелуі керек. Селективтілікті сақтау керек.

Желінің қорғанысы үшін Schneider Micom компаниясының Р141 және Р441 терминалдарын аламыз. Р441 терминалы желінің дистанциялық қорғанысы болып табылады.

Энергия жүйесі мен оның элементтеріне тиімді қызмет көрсету үшін қосымша функциялардың кең жиынтығы пайдаланушыларды барлық ақпаратпен қамтамасыз етеді, сонымен бірге ажыратқыштарды, ток трансформаторлары, кернеу трансформаторларын қоса алғанда.

Қолданушы интерфейсі, төрт тілді және графикалық схемалар арқылы еркін бағдарламаланатын логика кез келген желілерде қарапайым және икемді пайдалануға мүмкіндік береді.

3.1 Төрт сатылы нөлдік реттілік тоқ қорғанысын (НРТҚ) есептеу

110 кВ желіні бір фазалы және екі фазалы жерге қысқа тұйықталу токтарынан қорғау үшін 4 сатылы НРТҚ қорғанысын қолданамыз.

Нөлдік реттілік токтарды есептеу үшін бір фазалы және екі фазалы қысқа тұйықталу токтарының комплексті сұлбаларын орындау қажет. «MULTISIM» бағдарламасының көмегімен тура, кері және нөлдік реттілік сұлбаларын құрып ҚТ токтарды анықтаймыз.

НРТҚ бірінші сатысын есептеу.

НРТҚ бірінші сатысы жүйенің максималды режимінде қорғалатын желі аймағындағы бір және екі фазалы жерге қысқа тұйықталу токтарына байланысты есептелінеді.

Бірінші саты уақыт ұстанымысыз жұмыс жасайды, $t_{л8}^I=0$.

$$I_{л8}^I = K_H \cdot 3I_0, \quad (3.1)$$

мұндағы $K_H = 1,3$ – сенімділік коэффициенті.

8 желінің бір және екі фазалы жерге тұйықталу ҚТ токтары А қосымша А1 - А2 суреттерінде көрсетілген. Модельдеу қорытындысы:

$$I_0^{(1)} = 502,501 \text{ А};$$

$$I_{0(1,1)} = 498,95 \text{ А}.$$

Екі шарттын ішінен ҚТ тогының шамасы үлкенін аламыз. Сол мән бойынша 8 желінің бірінші сатысының жұмыс жасау тогын төмендегідей есептейміз.

$$I_{л8}^I = 1,3 \cdot 3 \cdot 502,501 = 1959,88 \text{ А}.$$

НРТҚ екінші сатысын есептеу.

Екінші саты қорғалатын желіден кейінгі көршілес жатқан желінің қорғанысынан реттелуі керек. Осыған байланысты төмендегі шарттар пайда болады:

а) 6 желінің НРТҚ бойынша бірінші сатысынан реттеу.

Бірінші шарт бойынша Л6 – $I_{л6}^I$ желісінің бірінші сатысының іске қосылу тогын есептеу қажет, содан кейін $I_{л6}^I$ іске қосылу аймағының соңын тауып, сол нүктеде жерге тұйықталу ҚТ тогын модельдеп Л8 желісінің қорғаныс жинағы арқылы қандай I_0 тогы ағып жатқанын анықтауымыз қажет, осы мән бойынша Л8 желісінің екінші сатысының іске қосылу тогын есептеуіміз керек.

$$I_{л8}^{II} = K_H \cdot 3I_0, \quad (3.2)$$

мұндағы $K_H = 1,2$ – сенімділік коэффициенті [25].

Л6 желісінің бірінші сатысының $I_{л6}^I$ тогы $I_{л8}^I$ сияқты анықталады, бағдарлама көмегімен комплексті сұлба құрамыз. Алынған мәліметтер А қосымша А4-А5 суретінде көрсетілген.

$$I_{л6}^I = 1,3 \cdot 3 \cdot 689,53 = 2689,16 \text{ A};$$

$$x = \frac{I_{сзл6}^I}{3};$$

$$x = \frac{2689,16}{3} = 896,4 \text{ A}.$$

Осы алынған x шамасын бағдарламада потенциалометрдің кедергісін өзгерте отырып 6 желідегі амперметрдің I_0 тогы x шамасымен теңескен кездегі 8 желідегі I_0 тогын тауып аламыз.

Екінші сатының іске қосу тогын анықтау үшін алынған бір және екі фазалы ҚТ токтары А қосымша А7-А8 суреттерінде көрсетілген.

$$I_{сзл8}^{II} = 1,2 \cdot 3 \cdot 295,99 = 935,96 \text{ A}.$$

Сезімталдыққа тексереміз. 8 желідегі минималды режим кезіндегі бір фазалы жерге ҚТ тогын табамыз, сурет А қосымша А3 суретінде көрсетілген.

$$K_{ч} = \frac{3I_0}{I_{л8}^{II}} \geq 1,5; \quad (3.3)$$

$$K_{ч} = \frac{3 \cdot 495,63}{935,96} = 1,58 > 1,5.$$

Екінші саты уақыт ұстанымы селективтілік сатысына тең болып алынады.

$$t_{л8}^{II} = \Delta t = 0,2 \text{ сек.}$$

НРТҚ үшінші сатысын есептеу.

НРТҚ үшінші сатысын есептеу үшін 6 желінің екінші сатысын есептейміз. Ол үшін 4 желінің бірінші сатысын анықтауымыз қажет.

4 желідегі қысқа тұйықталу токтары А қосымша А8-А9 суреттерінде көрсетілген.

$$I_{\text{сзл}}^I_4 = 1,3 \cdot 3 \cdot 594,813 = 2319,77 \text{ A};$$

$$x = \frac{I_{\text{сзл}}^I_4}{3};$$

$$x = \frac{2319,77}{3} = 773,25.$$

6 желінің екінші сатысының қысқа тұйықталу токтары А қосымша А10А11 суреттерінде көрсетілген.

Моделдеуден кейін $I_0 = 380,3 \text{ A}$ аламыз:

$$I_{\text{сзл}}^{II}_6 = 1,2 \cdot 3 \cdot 380,3 = 1369,08 \text{ A};$$

$I_{\text{сзл}}^{II}_6$

$$x = \frac{I_{\text{сзл}}^{II}_6}{3};$$

$$x = \frac{1369,08}{3} = 456,36.$$

Селективтілік сақталуы үшін 8 желінің үшінші сатысын 6 желінің екінші сатысынан реттейміз.

8 желінің үшінші сатысын анықтауға арналған бір және екі фазалы ҚТ токтарының моделдеуі А қосымша А12-А13 суреттерінде көрсетілген.

$$I_{\text{сзл}}^{III}_8 = 1,2 \cdot 3 \cdot 163,56 = 588,816 \text{ A}.$$

Сезімталдық коэффициентін анықтаймыз.

8 желідегі минималды режим кезіндегі бір фазалы жерге ҚТ тогын табамыз А қосымша А3 суретінде көрсетілген.

$$K_{\text{ч}} = 3 \frac{I_{\text{ЛПШО}}^I(81)}{I_0} \geq 1,5; \quad (3.4)$$

$$K_q = \frac{3 \cdot 495,63}{588,816} = 2,52 > 1,5$$

Үшінші саты уақыт ұстанымы селективтілік сатысына тең болып алынады [2].

$$t_{л8III} = t_{л8II} + \Delta t = 0,4 \text{ сек.}$$

НРТҚ төртінші сатысы.

НРТҚ-ға жалғанатын төртінші саты фильтрда пайда болатын $3I_0$ небаланс тогынан реттеледі. Небаланс тогының ең үлкен мәні үш фазалы ҚТ кезінде болады, ал ҚТ нүктесі ретінде қарсы қосалқы станциядағы трансформатордан кейінгі үш фазалы ҚТ тогын аламыз.

Берілген есепте Т6 трансформаторының артындағы ҚТ тогын аламыз. Құрастырылған сұлба А қосымша А14 суртте көрсетілген.

$$I_{л8}^{IV} = K_H \cdot I_{НБ}, \quad (3.5)$$

мұндағы $K_H = 1,25$ – сенімділік коэффициенті;
 $I_{НБ}$ – небаланс тогы [25].

$$I_{НБ} = I_{кз} \cdot \varepsilon \cdot K_A \cdot K_{бiрт}; \quad (3.6)$$

$$I_{НБ} = 2031 \cdot 0,1 \cdot 1 \cdot 0,5 = 101,55 \text{ А,}$$

мұндағы $\varepsilon = 0,1$ – ток трансформаторының қателігі;
 $K_A = 1$ – апериодтық құраушы коэффициенті;
 $K_{бiрт} = 0,5$ – ток трансформаторының біркелкілік коэффициенті [25].

$$I_{л8}^{IV} = K_H \cdot I_{НБ} = 1,25 \cdot 101,55 = 126,93 \text{ А.}$$

Сезімталдық коэффициенті.

$$K_q = 3 \frac{I_{ЛIV(21)}^I}{I_{ЛIV(21)}^I}, \quad (3.7)$$

мұндағы $3I_0^{(1)}$ – энергожүйенің минимал режимінде қорғалатын желі соңындағы бір фазалық ҚТ кезіндегі қорғаныс комплектісі арқылы өтетін ток.

Төртінші саты сезімталдығы қосалқы желілердің соңындағы жерге ҚТ тоғын сенімді түрде сезуі тиіс. Себебі, сезімталдық релелік қорғаныстың басты шарттарының бірі.

Моделдеу қорытындысы бойынша аламыз:

$$I_0^{(1)} = 502,534 \text{ A};$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{3 \cdot 495,63}{126,93} = 11,7 > 1,2 .$$

Сезімталдық қанағаттандырылды.

Үшінші сатының уақыт ұстанымы шектес желінің үшінші сатысының уақыт ұстанымынан селективтілік сатысы бойынан көп болуы керек. Л8 желісінің төртінші сатысының уақыт ұстанымы $t_{\text{Л8}}^{\text{IV}} = 1.2 \text{ с}$ НРТҚ екінші реттік жұмыс істеу тоғын есептеу.

НРТҚ ток трансформаторларынан жинақталған $3I_0$ фильтр арқылы желіге қосылады, сондықтан НРТҚ релесінің жұмыс істеу параметрлері екінші ретті токтарда орнатылуы керек.

$$(3.8) \quad i_{\text{с.р.}}^{\text{I}} = \frac{I_{\text{T}}}{k_{\text{ТА}}},$$

мұндағы $k_{\text{ТА}}$ – ток трансформаторның трансформация коэффициенті.
 $k_{\text{ТА}} = 400 / 5 = 80;$

$$i_{\text{с.р.}}^{\text{I}} = \frac{1959,88}{80} = 24.4 \text{ A};$$

$$i_{с.р.}^{II} = \frac{935,96}{80} = 11.69 \text{ A};$$

$$i_{III,с.р.} = \frac{588,816}{80} = 7.36 \text{ A};$$

$$i_{IV,с.р.} = \frac{126,93}{80} = 1.58 \text{ A}.$$

Селективтілік картасын тұрғызу және параметрлерін енгізу.

Селективтілік картасы А1 форматтағы сызбада көрсетілген. Селективтілік карта желінің релелік қорғанысының салыстырмалы селективтілігін, олардың келісілуін, резервтік әрекеттің мүмкіндігін көрсетеді. Параметрлерін «Easergy Studio» бағдарламасымен енгіземіз. Б қосымша БББ11 суреттерінде көрсетілген.

3.2 Дистанциондық қорғаныс

Дистанциялық қорғаныс күрделі конфигурациялық желілерде тез өшірсокі әрі сезімталдықты қамтамасыз ете алмайтын максималды ток қорғанысы немесе бағытталған ток қорғаныстарының орнына қолданылады. Дистанциялық қорғаныс апат болған жерге дейінгі кедергіні немесе арақашықтықты анықтайды, соған байланысты ол үлкен немесе кішкентай уақыт ұстанымымен жұмыс жасайды. Дистанциялық қорғаныс көпсатылы болып жасалады. Дистанциондық қорғаныстың негізгі элементі – дистанционды орган. Бұл орган ҚТ-ның қорғанысқа дейінгі ара қашықтығын анықтап отырады. Осы орган ретінде толық кедергіге ұстаным беретін кедергі релесін қолданады [2].

Бірінші сатының кедергілерін есептеу.

Бірінші саты кедергісі желі соңындағы үш фазалы ҚТ тоғынан реттелу шарты бойынша есептеледі.

$$(3.9) \quad \frac{Z_{I}}{1 + \beta + \delta} Z_{л8} = \overset{л8}{=} = 0,85 \cdot Z_{л8};$$

$$Z_{л8}^I = 0,85 \cdot 6,4 = 5,44 \text{ Ом},$$

мұндағы $\beta = 0,05$ – кернеу трансформаторы мен кедергі релесінің қателіктерін ескеретін коэффициент;

$\delta = 0,1$ - бірінші ретті электрлік шамалардың қателігін ескеретін коэффициент [2].

Бірінші саты уақыт ұстанымсыз жұмыс істейді.

Екінші сатының кедергілерін есептеу.

Екінші саты көршілес жатқан желілердің тез әрекетті қорғаныстарымен үйлесуі қажет. Яғни:

- 1) 6 желінің бірінші сатысы - $Z_{л6}^I$;
- 2) Т6 трансформаторының релелік қорғанысымен. Бірінші шарт бойынша:

$$Z_{л6}^I = 0,85 \cdot 6 = 5,1 \text{ Ом}.$$

8 желінің екінші сатысы.

$$Z_{л8}^{II} = (Z_{л8} + (1 - \alpha) \cdot K_{т.л.6}) \cdot Z_{л8} + 0,66 \cdot \frac{Z_{л6}}{K_{т.л.6}}, \quad (3.10)$$

мұндағы $\alpha = 0,16$ – ток тарнсформаторының қателігін ескеретін коэффициент.

$K_{т.л.6}$ - ток үлестірім коэффициенті [2].

$$K_{т.л.6} = \frac{I_8}{I_6}, \quad (3.11)$$

мұндағы I_8 және I_6 – 8 және 6 желілерден өтетін ҚТ токтары.

I_8 және I_6 токтарын анықтау үшін «MULTISIM» бағдарламасы көмегімен сұлба тұрғызамыз. Амперметрлерді 8 және 6 желінің қорғанысы орнатылған жерлерге қоямыз. «MULTISIM» бағдарламасы көмегімен анықталған I_8 және I_6 токтары А қосымша А15 суретінде көрсетілген.

$$K_{m.л6} = \frac{2706}{2706} = 1;$$

$$Z_{л8}^{II} = 0,85 \cdot 6,4 + 0,66 \cdot \frac{6}{1} = 9,4 \text{ Ом}$$

Екінші шарт бойынша Т6 трансформатор артындағы ҚТ тогынан реттеу жүргізіледі.

$$Z_{л8}^{II} = \frac{Z_{Тр} + K_{Т.Тр6} \cdot Z_{л8}}{1 + \beta + \delta} \quad (3,12)$$

Ток үлестірім коэффициенті $K_{Т.Тр6}$

$$K_{Т.Тр6} = \frac{I_8}{I_{Тр6}}$$

мұндағы I_8 және $I_{Тр6}$ – энергожүйенің максималды жұмыс жасау режимі кезіндегі 8 желіден және Т6 трансформаторынан өтетін токтар.

$$K_{Т.Тр6} = \frac{1179}{2031} = 0,58.$$

«MULTISIM» бағдарламасы көмегімен алынған I_8 және I_{mp6} токтары А қосымша А16 суретінде көрсетілген.

$$Z_{л8} = 0,85 \cdot (Z_{л8} + \frac{Z_T}{K_T});$$

$$= 0,85 \cdot \left(6,4 + \frac{Z_{лII}^8}{0,58} \right) = 37,74 \text{ Ом}.$$

Екі шарттың ішінен кедергі мәні азын таңдап аламыз.

$$Z_{л8}^{II} = 9,4 \text{ Ом}.$$

8 желінің екінші саты қорғанысын сезімталдыққа тексеру.

$$K_{ч} = \frac{9,4}{6,4} = 1,46 > 1,25.$$

Екінші саты қорғанысынын шамасы талаптарды қанағаттандырады. Екінші саты уақыт ұстанымы селективтілік сатысына тең деп алынады.

$$t_{л8}^{II} = \Delta t \text{ әдетте } \Delta t \leq 0,2 \text{ с}.$$

Үшінші сатының кедергілерін есептеу.

$$Z_{л8}^{III} = \frac{U_{жұм \text{ мин}}}{\sqrt{3} \cdot K_N \cdot K_{қос} \cdot K_{ж} \cdot I_{жұм \text{ макс}} \cdot \cos(\varphi_{MЧ} - \varphi_{жұм})}, \quad (3,13)$$

мұндағы $K_N = 1,2$ – сенімділік коэффициенті; N

$K_{қос}$ – өздігінен іске қосылу коэффициенті;

$K_{ж} = 1,05 \div 1,5$ – қайта жіберу коэффициенті;

$U_{жұм\ мин} = (0,9 \div 0,95) \cdot U_{ном}$ – минималды жұмыс кернеуі;

$I_{жұм\ макс}$ – максималды жұмыс тогы;

$\varphi_{мч}$ – қорғаныс релесінің максималды сезімталдық бұрышы;

$\varphi_{жұм}$ – максималды жүктеме кезіндегі ток пен кернеу арасындағы бұрыш [2].

$$Z_{л8III} = \frac{0,9 \cdot 110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,5 \cdot 1,05 \cdot 400 \cdot \cos(78 - 57)} = 81,3 \text{ Ом}.$$

Үшінші сатының сезімталдығын тексереміз.

Дистанциондық қорғаныстың үшінші сатысын екі шарт бойынша тексереді:

- 1) қорғалатын желідегі ҚТ;
- 2) резервтеу аймағының соңындағы ҚТ, яғни үшінші саты ең ұзын көршілес желіні сенімді қорғауы қажет.

Сезімталдық коэффициентінің бірінші шарты бойынша.

$$K_{ч} = \frac{81,3}{6,4} = 12,7 > 1,5.$$

Үшінші сатының кедергісінің мәні сезімталдық шарты бойынша қанағаттандырады.

Екінші шарт бойынша 8 желінің соңындағы ҚТ байланысты сезімталдық коэффициентін анықтаймыз.

$$K_{ч} \geq Z_{кор\ макс} Z_{л\ 8}^{1,2}, \quad (3.14)$$

мұндағы $Z_{кор\ макс}$ – көршілес желінің соңындағы ҚТ кезіндегі үшінші саты релесіне келетін максималды шама.

$$Z_{л\ 8} \geq Z_{л\ 6}^{1,2} ; \quad (3.15) \quad K_{OP\ MAX} \\ T\ MIN$$

I

$$K = \frac{I_{8 \text{ MIN}}}{I_{6 \text{ MIN}}} \quad (3.16)$$

мұндағы $I_{8 \text{ MIN}}$ және $I_{6 \text{ MIN}}$ – 8 және 6 желілерден ағатын ҚТ тогы. А

қосымшасында көрсетілген.

$$Z = 6,4 \cdot \frac{6}{12,4} = 3,1 \text{ Ом; } K_{\text{ормах}} = 1$$

$$K = \frac{81,3}{12,4} = 6,5 \text{ [1,2]}$$

Үшінші саты уақыт ұстанымы селективтілік сатысына тең болып алынады [2].

$$t_{л8III} = t_{л8II} + \Delta t = 0,4 \text{ сек.}$$

Төртінші сатының кедергілерін есептеу

Төртінші саты кедергілерін есептеу үшін қорғалатын желінің артындағы желіге байланысты реттейміз. Яғни 10 желінің біріншісі сатысына байланысты аламыз.

$$Z_{л10} = 0,85 \cdot Z_{л10} = 0,85 \cdot 7,2 = 6,12 \text{ Ом;}$$

$$Z_{л8} = \frac{Z_{л10}}{K_n} = \frac{6,12}{1,2} = 5,1 \text{ Ом.}$$

Екінші ретті кедергілерді есептеу. Бірінші сатының екінші ретті кедергісі.

$$z_{л8} = Z_{л8} \cdot \frac{n}{TA}, \quad (3.17)$$

$$\frac{I_2}{I_1} = n_{TV}$$

мұндағы n_{TA} и n_{TV} — трансформация коэффициенттері.

$$n_{TA} = 4005 / 80;$$

$$n_{TV} = 110 \cdot 10^3 / 100 = 1100.$$

Бірінші сатының екінші ретті кедергісі:

$$Z_8 = \frac{Z_8}{n_{TV}^2} = \frac{5,44 \cdot 80}{1100^2} = 0,39 \text{ Ом.}$$

Екінші сатының екінші ретті кедергісі:

$$Z_8 = \frac{Z_8}{n_{TA}^2} = \frac{9,4 \cdot 110080}{4005^2} = 0,68 \text{ Ом.}$$

Үшінші сатының екінші ретті кедергісі:

$$Z_8 = \frac{Z_8}{n_{TA}^2} = \frac{81,3 \cdot 110080}{4005^2} = 5,9 \text{ Ом.}$$

Төртінші сатының екінші ретті кедергісі:

$$Z_8 = \frac{Z_8}{n_{TA}^2} = \frac{5,1 \cdot 110080}{4005^2} = 0,37 \text{ Ом.}$$

Schneider MICOM фирмасының *P441* типінің параметрленуі.

Дистанциондық қорғанысы параметрлеу арнайы Easergy Studio бағдарламасының көмегімен іске асады, Б қосымшасында көрсетілген.

4 Трансформатордың қорғанысы

Трансформатордың қорғаныстарының негізгі қорғаныстары ретінде бірнеше қорғанысты ала аламыз. Трансформатордың орам мен шықпаларындағы барлық ҚТ қорғау үшін дифференциалды қорғаныс, ал бағындағы қысқа тұйықталудан қорғау үшін газдық қорғаныс қолданылады. Қосымша қорғаныс түрлері болып максималды ток қорғанысы жатады.

4.1 Дифференциалды қорғаныс

Микропроцессорлық реле қолданғанда ЖК және ТК жақтарынан екінші реттік токтардың айырмашылықтарын математикалық әдіспен жинақтауға және ЖК (у) жағынан ТК (Δ) жағына ток трансформациясы кезінде пайда болатын бұрыштық ығысуын түзетуге болады. Сонымен қатар, МІСОМ Р632 релесінде нөлдік тізбектегі токтардың әсерін өтеу мүмкіндігі бар.

ДЗТ әр фазада токтардың векторлар айырмашылығына сезімтал және І тогы өзінің жұмыс жасау параметріне жеткен кезде іске асады. Қорғаныста тежеу тогының болуына қарамастан жұмыс істейтін $I_{\text{диф}} \gg I_{\text{н}} \gg I_{\text{н}} \gg I_{\text{н}}$ дифференциалды ток үзіндісі бар.

Жұмыс істеу параметрлерін таңдау тежегіш сипаттамасының параметрлерін таңдау және сезімталдықты тексеруге байланысты болады.

ДЗТ іске қосылу параметрлерін есептеу. Дифференциалды қорғаныстың іске қосылу параметрлерін таңдау. А (110 кВ) жағындағы базистік ток:

$$I_{\text{БАЗ,А}} = \frac{S_{\text{БАЗ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ,А}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 83,97 ,$$

мұнда $S_{\text{БАЗ}} = 16000$ кВА - базистік қуат;

$U_{\text{НОМ, А}} = 110$ кВ – А жағындағы номиналды кернеу.

С (10 кВ) жағындағы базистік ток:

$$I_{\text{БАЗ,С}} = \frac{S_{\text{БАЗ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ,С}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 923,7,$$

мұнда $U_{\text{НОМ,С}} = 10$ кВ – С жағындағы номиналды кернеу

Бастапқы іске қосу тогын есептеу.

$I_{\text{ДИФ}}$ іске қосылу бастапқы тогы қорғалатын трансформатор жұмысының номиналдық жүктеме режиміндегі балансталмаған тогынан ауытқуының шарты бойынша тежелу болмағанда анықталады:

$$I_{\text{ДИФ}} = K_{\text{ЕСК}} \cdot I_{\text{НБ,НОМ,ЖҮКТ}^*} = 1,3 \cdot 0,273 = 0,355,$$

мұндағы $K_{\text{ЕСК}} = 1,3$ – өлшеу органының қателіктерін, есептеу қателіктерін және қажетті қорды ескеретін түзету коэффициенті;

$I_{\text{НБ,НОМ,ЖҮКТ}^*} = 0,273$ – трансформатордың номиналдық жүктеме режиміндегі небаланстың салыстырмалы тогы.

$$I_{\text{НБ,НОМ,ЖҮКТ}^*} = (K_{\text{ӨТП,П}} \cdot K_{\text{БІР}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ТҮЗ}}) \cdot I_{\text{НОМ,ЖҮКТ}^*} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,16 + 0,05) \cdot 1,05 \cdot I_{\text{БАЗ}} = 0,273 \cdot I_{\text{БАЗ}},$$

мұнда $K_{\text{ӨТП,П}} = 1,0$ – өтпелі процесті ескеретін коэффициент;
 $K_{\text{БІР}} = 1,0$ – жоғары вольтты ТТ біртектілік коэффициенті; $\varepsilon = 0,05$ – ТТ толық қателігінің салыстырмалы мәні (10Р); $\Delta U_{\text{РПН}} = 16\% / 100 = 0,16$ – РПН болуына байланысты салыстырмалы қателік, реттесөкің нақты диапазонының жартысына тең қабылданады;

$\Delta f_{\text{ТҮЗ}} = 0,05$ – иық токтарын тегістесөкің салыстырмалы қателігі, кіріс ТТ қателіктерімен және қорғау құрылғысының аналогцифрлық түрлендіргіштерімен анықталады;

$I_{\text{НОМ,ЖҮКТ}^*} = 1,05 \cdot I_{\text{БАЗ}}$ – номиналды жүктеме тогының салыстырмалы мәні [3].

Жүктеме сызығымен іске қосылу сипаттамасының бірінші бөлігінің қиылысуы $I_{\text{ТЕЖ,м1}}$ тежегіш тогы кезінде жүзеге асырылады, ол $I_{\text{ДИФ}}$ іске қосылу базалық параметрінің функциясы болып табылады. Тежелсөкің басталу тогы өрнегі бойынша табамыз.

$$I_{ТЕЖ,m1} = 0,5 \cdot I_{ДИФ} = 0,5 \cdot 0,355 = 0,1775.$$

МІСОМ Р632 қорғау құрылғысында бастапқы іске қосу тогы « $I_{ДИФ}$ » деп белгіленеді және 0,01 кадаммен А жағындағы базистік токтан 0,10-нан 2,50-ге дейінгі диапазонда реттеледі. « $I_{ДИФ} = 0,36$ », « $I_{ТЕЖ,m1} = 0,18$ » деп қабылдаймыз.

Бірінші көлбеу учаскенің тежеу коэффициентін есептеу.

Бірінші көлбеу учаскенің тежелу коэффициенті ($m1$) сыртқы ҚТ режимінде, РПН-дан және ТТ енгізілетін қателіктерден теңгеру шарттары бойынша анықталады. Тежелу коэффициенті сыртқы ҚТ режимі үшін есептеледі, мұнда ҚТ тогы ең жоғары, $I_{НБ,ЕСЕП}$ -дан басқа барлық қажетті шамалар белгілі.

$$I_{НБ,ЕСЕП} * = (K_{ӨТП,П} \cdot K_{БІР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ТҮЗ}) \cdot I_{асқынжүк} * = (1,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,05) \cdot 2I_{НОМ} = 0,72 \cdot I_{НОМ},$$

мұнда $K_{ӨТП,П} = 1,5$ – өтпелі процесті ескеретін коэффициент;

$K_{БІР} = 1,0$ – ТТ біртектілік коэффициенті; $\varepsilon = 0,1$ –

ТТ толық қателігінің салыстырмалы мәні;

$\Delta U_{РПН} = 0,16$ – РПН болуына байланысты салыстырмалы қателік, реттеудің нақты диапазонының жартысына тең қабылданады;

$\Delta f_{ТҮЗ} = 0,05$ – иық токтарын тегістеудің салыстырмалы қателігі;

$I_{асқынжүк} * = 2,0 I_{НОМ}$ – асқын жүктеме тогының салыстырмалы мәні [3].

$$\xi \square \frac{K_{ЕСК} \cdot I_{НБ,ЕСЕП} * - I_{ДИФ}}{0,5 \cdot \sum I_{ТЕЖ} - I_{ТЕЖ,m1}} = \frac{1,3 \cdot 0,72 - 0,36}{1,05 - 0,18} = 0,662,$$

мұнда $K_{ЕСК} = 1,3$ – қорғаныс құрылғысының қателіктерін, есептеу қателіктерін және қажетті қорды ескеретін түзету коэффициенті;

$I_{НБ,ЕСЕП} = 0,72$ – артық жүктеме режиміне сәйкес келетін қорғалатын объект бойынша ағудан туындаған небаланстың есептік тогының салыстырмалы мәні;

$I_{ДИФ} = 0,36$ – бастапқы іске қосу тогының қабылданған мәні;

$0,5 \cdot \Sigma I_{\text{ТОРМ}} = 1,05 \cdot I_{\text{НОМ}}$ – кіріс токтарының жарты суммасы;
 $I_{\text{ТЕЖ},m1} = 0,18 \cdot I_{\text{баз}}$ – 4.2.2 бойынша бірінші көлбеу учаске үшін
 тежелудің басталуының есептелген тогы [3].

«m1» = 0,7.

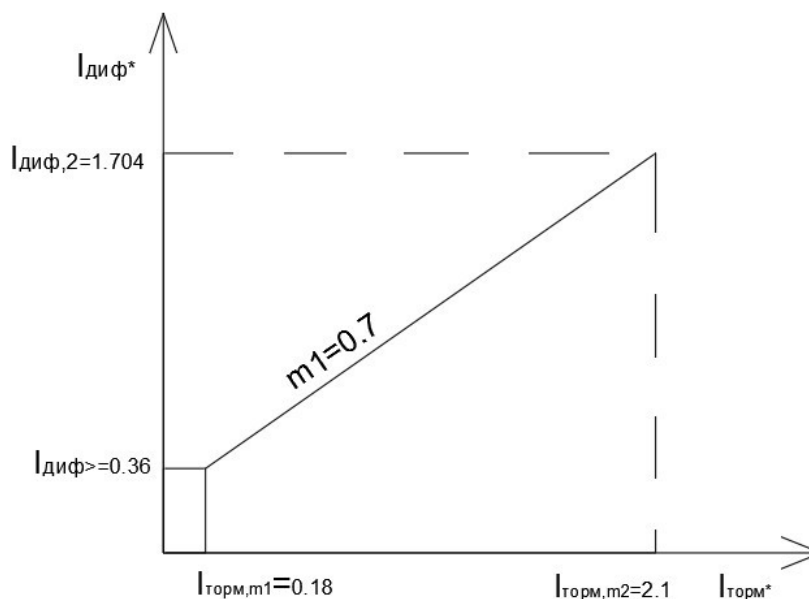
MICOM P632 құрылғысындағы тежеу коэффициенті 0,1-ден 1,5-ке дейінгі диапазонда шығарылады және «m1» деп белгіленеді. Бірінші көлбеу учаскеде жұмыс істеу сипаттамасының қорғаныс сезімталдығын қамтамасыз ету үшін «m1» = 0,7 қабылданады.

Екінші учаскеде тежелудің жұмыс істеу тогын таңдау.

Екінші учаскеде тежесөкің басталу тогы 1,5-тен 10,0-ға дейінгі шектерде салыстырмалы бірліктерде беріледі және m1 тежелуі бар бірінші көлбеу учаскеден екінші көлбеу учаскеге m2 тежелуі бар өту нүктесін білдіреді.

Екінші бөліктегі тежеу тогы MICOM P632 құрылғысында « $I_{\text{теж},m2}$ » деп белгіленеді және 1,50-ден 10,00-ге дейінгі диапазонда реттеледі.

Есептелген жұмыс істеу параметрлерінің сипаттамаларымен бірінші және екінші бөліктердің характеристикаларын тұрғызамыз.



4.1 сурет - Бірінші және екінші аймақ симметриялы үш фазалы қоректену кезінде қорғаныстың іске қосылу сипаттамасы.

« $I_{\text{теж}, m2}$ » = 2,1 мәні қабылданады.

Екінші көлбеу учаскені тежеу коэффициентін есептеу.

Екінші көлбеу (m2) тежелу коэффициенті сыртқы ҚТ режимінде, РПН және ТТ енгізетін қателіктерден небаланса токтарынан ажырату шарттары бойынша анықталады. $I_{КЗ,СЫРТ} = 662,348 \text{ А}$, $I_{КЗ,СЫРТ} = 7,88 \text{ от ЛБАЗ}$.

$$I_{НБ,ЕСЕП} * = (K_{ӨТП,П} \cdot K_{БІР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ТҮЗ}) \cdot I_{КЗ,СЫРТ} * = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,05) \cdot 7,88 = 3,23,$$

мұнда $K_{ӨТП,П} = 2,0$ – өтпелі режимді ескеретін коэффициент; $K_{БІР} = 1,0$ – жоғары вольтты ТТ біртектілік коэффициенті; $\varepsilon = 0,1 - 0,5$ ТТ толық қателігінің салыстырмалы мәні;

$\Delta U_{РПН} = 0,16$ – РПН болуына байланысты салыстырмалы қателік, реттесөкің нақты диапазонының жартысына тең қабылданады;
 $\Delta f_{ТҮЗ} = 0,05$ – иық токтарын тегістесөкің салыстырмалы қателігі, кіріс ТТ қателіктерімен және қорғау құрылғысының аналогты-цифрлық түрлендіргіштерімен анықталады;

$I_{КЗ,СЫРТ} = 7,88$ – сыртқы металл ҚТ тогына тең және осы сыртқы ҚТ тарабының базистік тогына келтірілген максималды токтың салыстырмалы мәні [3].

Дифференциалды токтың осі бойынша екінші көлбеу учаскені тежелу бастау тогы геометриялық тәсілмен анықталады. Суретте көрсетілгендей, іске қосу сипаттамасының алғашқы екі учаскесін салайық.

$$m1 = \text{tg} \alpha = \frac{\Delta I_{\text{диф}}}{\Delta I_{\text{ТОРМ}}}, \text{ бұл жерден анықтаймыз } 0,7 = \frac{\Delta I_{\text{диф}}}{2,1 - 0,18};$$

$$\Delta I_{\text{диф}} = 1,344;$$

$$I_{\text{ДИФ},2} * = m1 \cdot (I_{\text{ТОРМ},m2} - I_{\text{ТОРМ},m1}) + I_{\text{ДИФ}} > = 0,7 \cdot (2,1 - 0,18) + 0,36 = 1,704.$$

Екінші көлбеу тежеу коэффициенті (m2) мына өрнекпен анықталады:

$$m2 \geq \frac{K_{ЕСК} \cdot I_{НБ,ЕСЕП} * - I_{ДИФ2} *}{0,5 \cdot \sum I_{ТЕЖ} - I_{ТЕЖ,m2}} = \frac{1,3 \cdot 3,23 - 1,704}{7,88 - 2,1} = 0,431,$$

мұнда $K_{ЕСК} = 1,3$ – қорғаныс құрылғысының қателіктерін, есептеу қателіктерін және қажетті қорды ескеретін түзету коэффициенті $I_{НБ,ЕСЕП} = 3,23$ – сыртқы КЗ режиміндегі небаланс тогының салыстырмалы мәні;
 $I_{ДИФ,2} = 1,704$ – геометриялық әдіспен анықталатын дифференциалдық ток;
 $0,5 \cdot \sum I_{ТЕЖ} = 7,88$ - кіріс токтарының жартысуммасы;
 $I_{ТОРМ,m2} = 2,1$ – таңдалған тежеулуші ток екінші учаскеде тежелсокі бастады [3].

«m 2» = 0,5 қабылданады.

МІСОМ Р632 құрылғысындағы екінші көлбеу учаскенің тежеу коэффициенті «m2» белгіленеді және 0,1-ден 1,5-ке дейінгі диапазонда шығарылады.

Қорғаныс сезімталдығын тексеру.

Қорғаныс сезімталдығы оны есептеу тармақталуында жұмыс істеген кезде қорғалатын трансформатордың шықпаларында ҚТ металл есепті түрінде тексеріледі. Қосалқы стансалар мен қоректендіруші жүйелер жұмысының есептік режимдері ҚТ есептеу түрінде ең аз токты негіздейтін нақты режим болып табылады. $I_{КЗ,МИН} = 572,092$ А – ҚТ тогының бастапқы мәні. Салыстырмалы шамаларда:

$$I_{КЗ,МИН} * = \frac{I_{КЗ,МИН}}{I_{БАЗ}} = \frac{572,092}{83.97} = 6,81 \cdot I_{БАЗ}$$

Осы ток кезінде тежегіш тогы $I_{ТЕЖ} = 0,5 \cdot 6,81 = 3.405$ құрайды. Сонда 4,1 суретке сәйкес осы ҚТ тогында жұмыс істеу характеристикасы екінші участікте жатыр.

Сезімталдық екінші учаске үшін келесі формула бойынша іске қосылу сипаттамасына сәйкес анықталады:

$$Kч = I + m1 \cdot \left(\frac{I_{КЗ,МИН} *}{0.5 \cdot \sum I_{ТЕЖ} *} - I_{ТЕЖ,m1} \right) = 0.36 + 0.7(6.81 - 0.18) = 2,6, \text{ ДИФ} >$$

мұнда $I_{\text{диф}} = 0,36$ – бастапқы іске қосу тогы бойынша қабылданған іске қосу параметрінің мәні; $m_1 = 0,5$ - іске қосылу сипаттамасының бірінші көлбеу учаскесінің тежеу коэффициентінің қабылданған мәні; $I_{\text{ТЕЖ},m_1} = 0,18$ – 4.2 бойынша тежелудің басталуының есептелген тогы.

$0,5 \cdot \Sigma I_{\text{ТЕЖ}} = 3,405$ – кіріс токтарының жартысының салыстырмалы мәні;

$I_{\text{КЗ,мин}} = 6,81$ – есептік режимдегі металл ҚТ ең аз тогының салыстырмалы мәні, ЖК жағы базистік токқа келтірілген [3].

Трансформатордың дифференциалды қорғанысы үшін сезімталдық коэффициенті шарты қанағаттандырады, ол $2,0$ ($2,6 > 2,0$) кем болмауы тиіс.

4.2 Дифференциалды ток үзіндісінің іске қосылу параметрлерін есептеу

Жұмыс істеу параметрлерін есептейміз: –

жылдам дифференциалды ток үзіндісі $I_{\text{диф}} \gg$;

– дифференциалды ток үзіндісі $I_{\text{диф}} \gg \gg$.

Бірінші дифференциалды ток үзіндісінің жұмыс істеу тогын есептеу.

Жұмыс істеу тогы кернеу бойынша жүктелмеген трансформаторды қосқан кезде магниттеу тогының лақтыруынан ажырату шарттары бойынша анықталады.

$$I_{\text{диф}} \gg = K_{\text{ЕСК}} \cdot I_{\text{НОМ}} = 5 \cdot 83,97 = 5 \cdot I_{\text{БАЗ}},$$

мұнда $K_{\text{ЕСК}} = 5,0$ – магниттейтін токтың лақтыруынан қорғауын құру кезінде пайдаланылатын коэффициент;

$I_{\text{НОМ}} = 83,97$ А – трансформатордың номиналдық тогы, РПН құрылғысының орташа тармақталуының номиналдық кернеуіне және трансформатордың номиналдық қуатына сәйкес келетін, ЖК жағынан қорғалатын трансформатордың номиналдық тогы.

Салыстырмалы шамада іске қосылу параметрін алу үшін бастапқы шамада есептелген мән базистік ток арқылы екінші шамаға келтіру қажет.

МІСОМ Р632 қорғаныс құрылғыларында бірінші дифференциалды ток кессоқің іске қосылу тогы « $I_{\text{диф}} \gg$ » белгіленеді және $0,01$ кадаммен $I_{\text{БАЗ}}$ -дан $2,50$ - $30,00$ -ге дейінгі диапазонда реттеледі. « $I_{\text{диф}} \gg$ » = $5,0$ қабылданады.

Екінші дифференциалды ток үзіндісінің жұмыс істеу тогын есептеу.

Дифференциалды ток кессоқің іске қосылу тогы екі жағдайға байланысты таңдалуы тиіс:

- өтпелі режиміндегі сквозной ҚТ кезіндегі небаланстың ең жоғарғы бастапқы тогын ескеруі керек.

$$I_{\text{диф}} \gg = K_{\text{ЕСК}} \cdot K_{\text{НБ}} \cdot I_{\text{СКВ}} = 1,1 \cdot 1,0 \cdot 7,88 = 8,6 \cdot I_{\text{БАЗ}},$$

мұнда $K_{\text{ЕСК}} = 1,1$ – қорғаныс құрылғысының қателіктерін, есептеу ; қателіктерін және қажетті қорды ескеретін түзету коэффициенті;

$K_{\text{НБ}} = 1,0$ – небаланс коэффициенті;

$I_{\text{СКВ}} = 7,88 I_{\text{БАЗ}}$ – сыртқы металл ҚТ тогына тең және осы сыртқы ҚТ жағының базистік тогына келтірілген токтың максималды мәні
[3].

- күштік трансформатордың (автотрансформатордың) магниттену тогын өрнектеу бойынша салу.

$$I_{\text{диф}} \gg = K_{\text{ЕСК}} \cdot I_{\text{НОМ}} = 5 \cdot 83,97 = 5 \cdot I_{\text{БАЗ}},$$

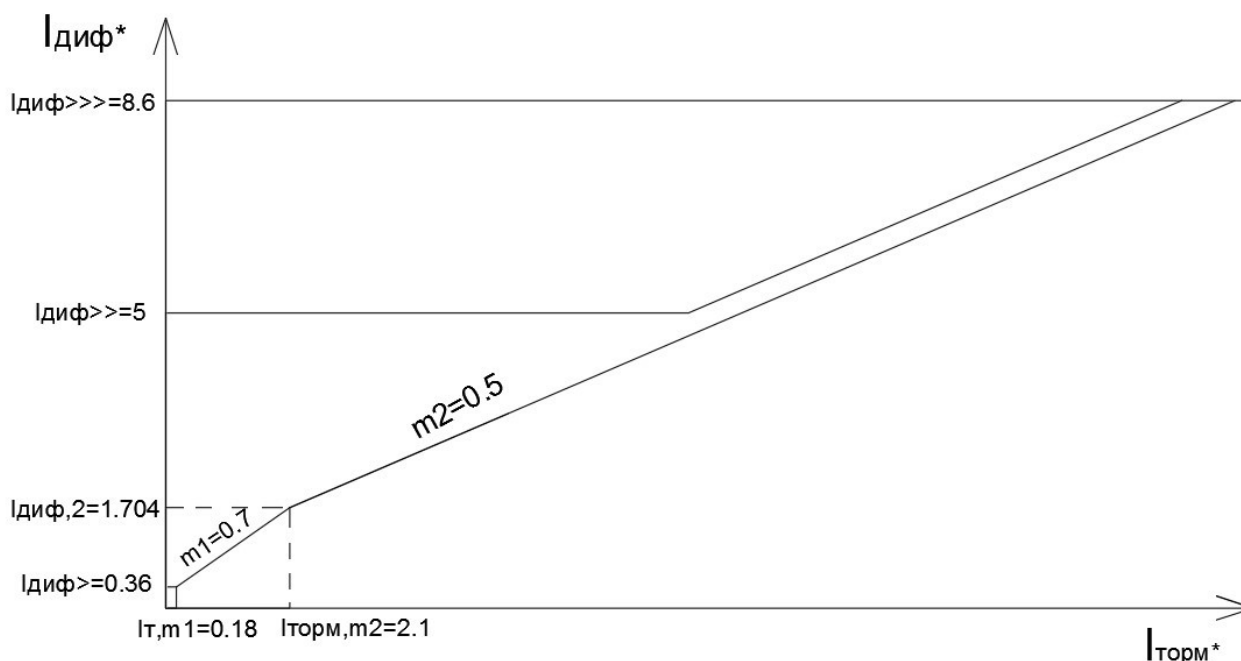
мұнда $K_{\text{ЕСК}} = 5,0$ – магниттейтін токтың лақтыруынан қорғасоқы құру кезінде пайдаланылатын коэффициент;

$I_{\text{НОМ}} = 83,97 \text{ А}$ – трансформатордың номиналдық тогы, РПН құрылғысының орташа тармақталуының номиналдық кернеуіне және трансформатордың номиналдық қуатына сәйкес келетін, ЖК жағынан қорғалатын трансформатордың номиналдық тогы.

Жұмыс істеу тогы параметрінің мәні жоғарыда алынған мәткің ең үлкен мәніне тең және 8,6 тең деп қабылданады. Мән салыстырмалы бірліктерде іске қосу параметрлері тізіміне шығарылады.

МІСОМ Р632 қорғаныс құрылғысында екінші дифференциалды ток кессоқің іске қосылу тогы « $I_{\text{диф}} \gg$ » белгіленеді және 0,01 кадаммен $I_{\text{БАЗ}}$ -дан 2,50-30,00-ге дейінгі диапазонда реттеледі.

« $I_{\text{диф}} \gg$ » = 8,6 деп қабылданады.



4.2 сурет - Үшінші аймақ симметриялы үшфазалы қоректену кезінде қорғаныстың іске қосылу сипаттамасы

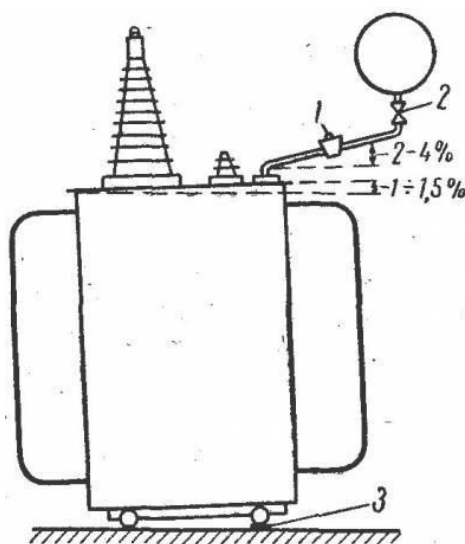
4.3 Трансформатордың газдық қорғанысы

Газ қорғанысы арнайы газ релесінің көмегімен жүзеге асырылады, олар қалақшалы, қалақты және тостаған болып бөлінеді.

Газдық реле 4.3 - суретте көрсетілгендей, трансформатор бағының (автотрансформатордың) және кеңейткіштің арасындағы май құбырына ойылған металл қаптамасы болып табылады. Реле маймен толтырылған. Реле қаптамасында шкаласы бар қарау шынысы болады, оның көмегімен реледе жиналған газдың көлемі анықталады. Газ релесінің қақпағында ауаны шығаруға және оны талдау үшін газ сынамасын алуға арналған краник бар, сондай-ақ кабельді қаптаманың ішіндегі контактілерге қосуға арналған қысқыштар орналасқан.

Қаптаманың ішіндегі қалқымалы реледе қуыс металл цилиндрлерді білдіретін екі қалта топсаларда бекітілген. Қалақшаларда реле қақпағындағы шығарғыш қысқыштары бар иілгіш өткізгіштермен қосылған сынап байланыстары бекітілген.

Сынап байланысы-екі контактімен оның жоғарғы бөлігіне дәнекерленген шыны дәнекерленген колбочка. Колбочка құрамында сынаптың аз мөлшері бар, ол белгілі бір жағдайда колбочканың екі түйіспесін бір-бірімен тұйықтайды, ол реле арқылы тізбек пайда болады.



1 - газ релесі; 2 - кран; 3 - трансформатор (автотрансформатор) қақпағының қажетті саңылау жасауға арналған төсемдер.

4.3 сурет - трансформаторда газ релесін орнату.

Май өткізгіштің тесігіне қарсы орналасқан төменгі қалақша реленің ажыратқыш элементі болып табылады. Трансформатор (автотрансформатор) багінде қысмың өсу салдарынын қызу түрде газ пайда бола бастайды соның әсерінен кеңейткіштің ішінде газдық реле арқылы май мен газдың күшті ағыны пайда болады.

Газ ағыны мен май қозғалысының жылдамдығы шамамен 0,5 м / с кезінде ағытқың қозғалысы жолында тұрған төменгі қалақшалар асоқарылып, оның ажырату тізбегіндегі сынапты түйіспелерінің тұйықталуы жүреді. Трансформаторда ҚТ әсерінен бірден қарқынды газ пайда болады соның әсерінен газдық қорғаныс 0,1-0,3 с аралығындағы уақыт ұстанымымен өшіреді. Өшіруші элемент реле корпусындағы май деңгейінің біршама төмендеуі кезінде де жұмыс істейді [13].

РГЧЗ-66 типті газдық релені таңдадым.

Реле РГЧЗ-66 типті газдық реле кеңейткіштермен жабдықталған трансформаторларды және басқа май толтырылған аппараттарды қорғауға арналған және газ бөлінуімен бірге болатын барлық ішкі зақымдануларға, сондай-ақ май деңгейінің төмендеуіне әсер етеді. Реле контактілері келесі талаптарға жауап береді:

- а) тұйықталған күйдің бірінші импульсінің ұзақтығы 0,05 сек кем емес;
- б) реледе газ немесе ауа (реле толық маймен толтырылған) болмаған жағдайда жоғарғы және төменгі элементтердің түйіспелері 75 Гц жиілігімен және 1,3 мм екілік амплитсоқасымен діріл кезінде тұйықталмайды;

в) реленің түйіспелері 220-240 вольт кернеуінде тұрақты немесе айнымалы ток тізбегінің тұйықталуы мен ажыратылуына кемінде 1000 рет іске қосылады.

Реленің құрылысы және жұмысы. Реленің трансформатор мен кеңейткіштің арасындағы құбырға ойылып кіретін, герметикалық металл корпусы бар. Корпус ішінде екі элемент А - жоғарғы (сигналдық), корпусның жоғарғы бөлігінде газ немесе ауа жинақтаған кезде немесе май деңгейі төмендеген кезде әрекет етеді, Б - трансформатордан кеңейткішке майдың белгілі бір ағыны пайда болған жағдайда, сондай-ақ реленің корпусын майдан толық босатқан кезде әрекет ететін төменгі (ажыратқыш) бөлігі.

Реле конструкциясы трансформатордың қалыпты жұмыс жағдайы қалпына келтіреткен кейін екі элементтің бастапқы күйіне өздігінен қайтуын қамтамасыз етеді.

Әрбір элемент осьтің айналасында бұрылуға мүмкіндігі бар кең жазық тостағатқан тұрады. Шыныаяқ ішіне оқшаулағыш тіреу енгізілген, ол шығыңқы жағында орналасқан жылжымалы контактілер тұратын жерге орнатылған. Реле қаңқасына оқшаулағыш пластина орнатылған және сол жерге қозғалмайтын контактілер бекітілген.

Реле ішіндегі май деңгейі төмен түскенде шыныаяқ ішіндегі майдың салмағымен туындайын айналдырушы момент контактілерді төмен түсіріп сенімді түрде бекітеді. Бұдан бөлек төменгі элемент трансформатордан кеңейткішке ағатын май ағынын сезетін мүшемен жабдықталған. Осыған байланысты төменгі элемент трансформатордан кеңейткішке ағатын май ағысының динамикалық қысымы пайда болған кезде жұмыс істейді.

Орналастыру және монтаждау. Реле трансформаторда алдын ала тазартылған және таза трансформатор майымен жуылған май өткізгіштің кесіндісіне орнатылады.

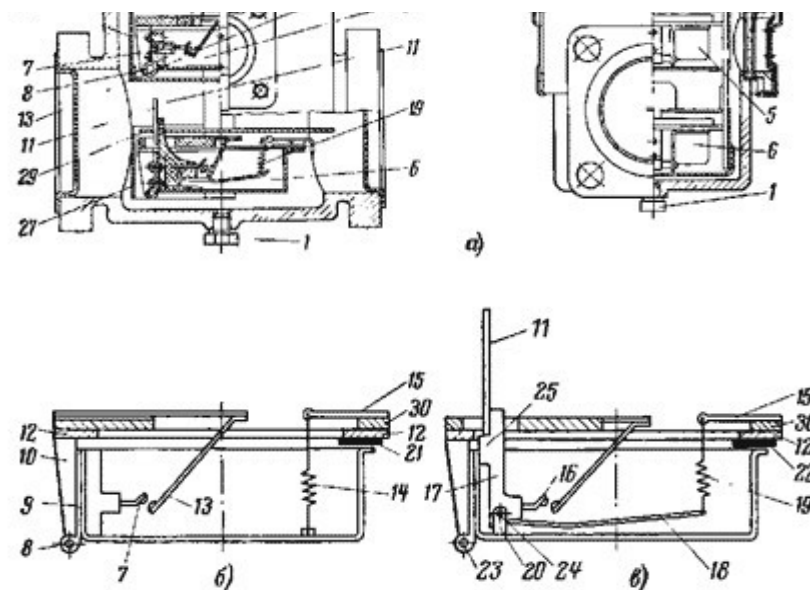
Реле қақпағындағы қондырғының көрсеткішін, трансформатордағы май қозғалысын бактан кеңейткішке қарай дұрыс бағытын көрсететіндей етіп орналастырды.

Реле клеммдік қорабының шығысы кабельдерді жүргізуге ыңғайлы жағында орналасады. Клемма қорабын 180 градқа бұрған кезде тақтайшалар орындармен ауысады.

Пайдалану жөніндегі нұсқаулық. Бұл трансформатордың орнатылған қозғалтқыш жұмыс істеп тұрған трансформаторда, қызмет көрсету кезінде реле ұстануы тиіс жалпы қабылданған қауіпсіздік шараларын жұмыс істеуге арналған жоғары вольтты құрал-жабдықтармен жабдықталған.

Трансформаторға газ релесін орнатар алдында реленің алынатын бөлігін корпуснан шығарып, көліктік бекітсоқен және тығындардан босату қажет.

Қозғалатын контактілер қозғалмайтын контактілерге тигеткен кейін қозғалмайтын контактілер бойынша кемінде 2 мм қозғалатынын көзбен көріп тексеру. Май құйған соң, ауаны жоғарғы жиегінен шығарғатқан кейін, екі элемент жоғарғы шеткі күйде болуы тиіс және олардың түйіспелері тұйықталуы керек. РГЧЗ-66 газ түріндегі релесін тексеру көлемі мен мерзімдері электр Автоматиканың релелік қорғау құрылғыларын және екінші реттік тізбектерді тексеру жөніндегі нұсқаулықтарға сәйкес орнатылуы тиіс. Кабельдерді қосу таңбалауға сәйкес жүргізіледі [14].



а - жалпы түрі; б - жоғарғы (сигналдық) элемент; в - төменгі (ажыратқыш) элемент.

4.4 сурет - РГЧЗ-66 газ релесі және оның элементтері.

4.4 Трансформатордың резервтік қорғанысы

Максимал тоқ қорғанысыны (МТҚ).

МТҚ трансформатордың жоғарғы кернеу жағына қойылады, ол қосымша қорғаныс болып саналады, ҚТ болғанда уақыт ұстанымымен іске қосылады. МТҚ іске қосылу тоғы:

$$I_{C3} \leq \frac{K_{ЕСК} K_{C3П} I_{ЖУМ.МАКС}}{K_{КАЙ}}, \quad (4.1)$$

мұндағы $I_{жұм.макс}$ – трансформатордың максимал тоғы;

$K_{сзп} = 2,5$ – жалпылама жүктеменің өзіндік іске қосылу коэффициенті;

$K_{ЕСК}=1,1$ - цифрлық терминалдар үшін;

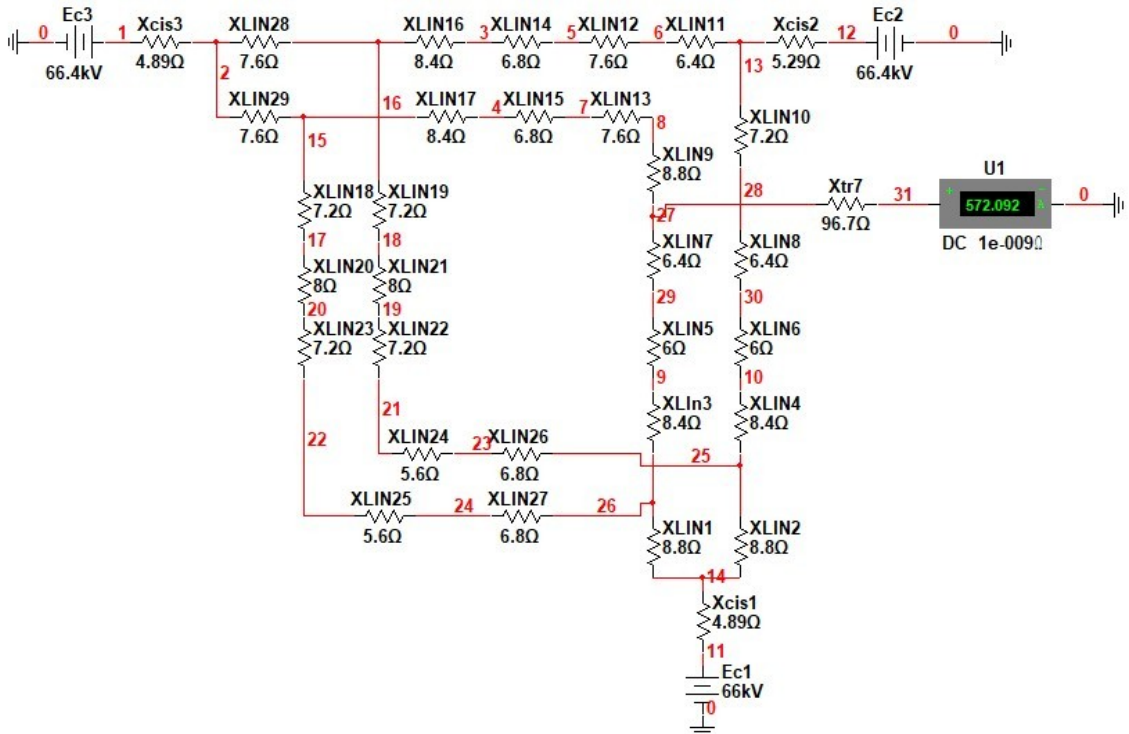
$K_{КАЙ}=0,95$ -реленің қайту коэффициенті(цифрлық терминалдар үшін) [25].

Трансформатордағы максимал жұмыс тоғын келесідей табамыз:

$$I_{НОМТР} = \frac{S^{НОМТР}}{\sqrt{3 \cdot U_{НОМТР}}} = \frac{16 \cdot 10^6}{\sqrt{3 \cdot 110 \cdot 10}} = 83,97 \text{ A}; \quad (4.2)$$

$$I_{ЖУМ.МАКС} = I_{НОМТР} = 83,97 \text{ A}; \quad (4.3)$$

$$I_{СЗ} = \frac{1,1 \cdot 2,5}{0,95} \cdot 83,97 = 243,07 \text{ A}.$$



4.4 сурет – Минимал режимдегі трансформатордың ҚТ тоғы.

Реленің іске қосылу тоғы:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3}}{K_T} \cdot K_{CX} = \frac{243,07}{20} \cdot 12,15 A, \quad (4.4)$$

мұндағы K_T -тоқ трансформаторының трансформация коэффициенті
110кВ кернесокегі трансформатордың трансформация
коэффициенті $K_T = 20$;

$K_{CX} = 1$ -сұлба коэффициенті [25].

Сезімталдыққа тексеру кезінде әдетте сезімталдық коэффициентін
тексергенде екі фазалық ҚТ мәні алынады, екі фазалық ҚТ тоғын үш фазалық
ҚТ мәнін 0,87- ге көбейтіп табамыз.

$$K_C = \frac{0,87 \cdot I_{K.MIN}}{I_{C3}} = \frac{0,87 \cdot 572,092}{243,07} \approx 2,04 \cdot 1,5.$$

Сезімталдық шарты орындалады.

10кВ кернесокегі фидерлерде МТҚ уақыт ұстанымы қойылған,
трансформатордағы МТҚ уақыт ұстанымын 10 кВ фидерлердегі МТҚ уақыт
ұстанымынан реттейміз. $t_{MTK} = t_{MTK \text{ фидер}} + \Delta t = 1 + 0,3 = 1,3$ с

Асқын жүктемеден қорғау.

Асқын жүктемеден қорғау трансформатордың бір фазасына орнатылады,
себебі асқын жүктеме тоқтары симметриялы болып келеді. Қорғаныстың іске
қосылу тоғы трансформатордың номинал тоғындағы қайту релесі шартынан
алынады:

$$I_{C3} = \frac{K_{ECK} \cdot I_{НОМ.ТР}}{K_{КАЙ}} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 83,97 \approx 92,8 A, \quad (4.5)$$

мұндағы $K_{ECK} = 1,05$ - цифрлық терминалдар үшін;

$K_{КАЙ} = 0,95$ -реленің қайту коэффициенті(цифрлық терминалдар
үшін) [14].

Реленің іске қосылу тоғы:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3}}{K_T} = \frac{92,8}{20} = 4,64 \text{ А}, \quad (4.6)$$

мұндағы K_T – тоқ трансформаторының трансформация коэффициенті
110кВ кернесокегі трансформатордың трансформация
коэффициенті $K_T = 20$; $k_{сх} = 1$ – сұлба коэффициенті [25].

Әдетте асқын жүктемеден қорғаныстың уақыт ұстанымы басқа қорғаныстардан үлкен болады, ол сигналға әсер етеді.

$$t_{аж} = t_{мтк} + \Delta t = 1,3 + 0,3 = 1,6 \text{ с.}$$

Schneider Micom компаниясының P141 қондырғысын таңдаймын.

5 Арнайы бөлім

5.1 Қозғалтқыштарды релелік қорғау түрлері

1. Сызықтық шықпаларда және статор орамасында көпфазалы тұйықталулардан. Қуаты 4 МВт дейінгі қозғалтқыштар үшін максималды ток үзіндісі қолданылады. Қуаты 2 МВт дейінгі электр қозғалтқыштарын максималды ток үзіндісі қарапайым бір релелік схема бойынша орындалады. Қуаты 4 МВт-тан жоғары қозғалтқыштар үшін және максималды ток үзіндісі сезімталдығы бойынша өтпесе, уақыт ұстамынсыз бойлық дифференциалды қорғаныс қолданылады.

2. Асқын жүктемеден. Асқын жүктемеден қорғаныс электр қозғалтқыштарының технологиялық шамадан тыс жүктелуі немесе іске қосу мен өздігінен іске қоссоқың ауыр жағдайлары (іске қосу уақыты 20 с артық) болған жағдайларда қолданылады. Сигналға әсер ететін максималды ток қорғанысын орнатады. Ажыратуға арналған қорғаныс әрекеті қозғалтқышты тоқтатпай артық жүктелімнің себебін анықтау мүмкін болмаған жағдайларда көзделеді.

3. Статор орамасында және шықпаларында бір фазалы жерге тұйықталсоқан. Егер қуаты 2 МВт-қа дейінгі электр қозғалтқыштарыдың жұмыс істеу тогы 10 А-дан асса және қуаты 2 МВт-тан жоғары электр қозғалтқыштары үшін 5 А-дан асса, қорғаныс қолданылады. Нөлдік тізбекті

ток қорғанысы немесе нөлдік тізбекті ток бағытталған қорғанысы орнатылады. Екі немесе одан да көп кабель арқылы қоректенетін үлкен қуатты электр қозғалтқыштарында жерге тұйықталсоқан қорғасоқы нөлдік тізбектегі бір жалпы ток трансформаторымен орындайды. Жерге қос тұйықталсоқан қорғау үшін нөлдік тізбекті токты ажыратсоқы қолданады.

4. Қоректендірсоқің жоғалуынан және кернесоқің төмендеуінен. Ең жауаптылардың өздігінен іске қосылуын қамтамасыз ету үшін жауап бермейтін электр қозғалтқыштарын ажырататын ең аз кернесоқі қорғасоқы пайдаланады. Кейбір жағдайларда, мысалы, АВР сұлбасын іске қосу үшін жауапты Электр қозғалтқыштарының бір бөлігі де ажыратылуы мүмкін. Кернеу бойынша және уақыт бойынша іске қосылу тогының саны электрқозғалтқыштардың түріне, олардың жұмыс істеу жағдайларына және өзін-өзі іске қосуға қатынасына байланысты.

5. Асинхронды режимнен (синхронды электр қозғалтқыштар үшін). Ажыратқыш пен АҚҚ ажыратуға әрекет ететін токтық реледе уақыт төзімділігі бар қорғаныс орнатылады.

5.2 Тежелумен дифференциалды қорғанысты орындау нұсқалары (ДЗТ).

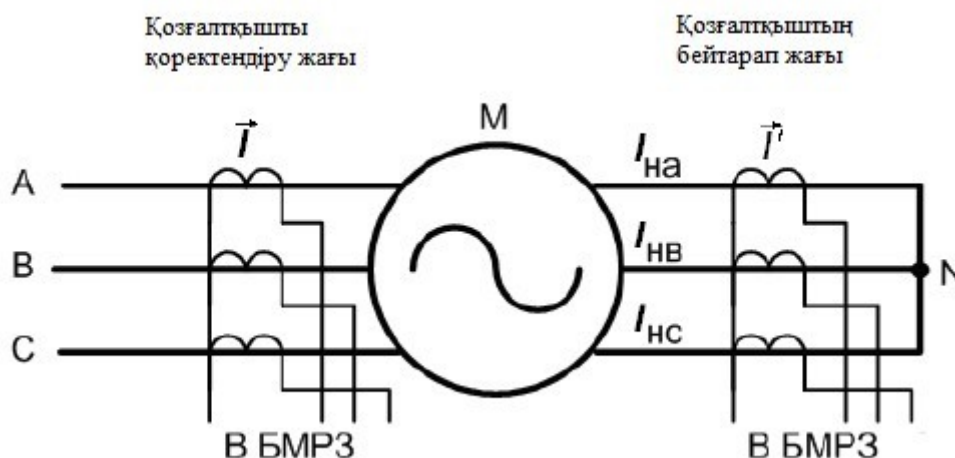
Электр қозғалтқыштарының дифференциалды қорғанысын орындасоқың екі нұсқасы бар.

- қорғалатын электрқозғалтқыштың номиналдық тогынан аз іске қосылу тогы бар дифференциалды қорғаныс. Бұл қорғаныс әдісі машинаның статикалық орамындағы ішкі фазааралық қысқа тұйықталу кезінде электр қозғалтқыштарындағы зақымдану көлемін азайту үшін қолданылады және ток тізбектерінің үзілуі мен ақауы кезінде немесе электр қозғалтқышының дифференциалды қорғанысының ток трансформаторларының бірінің ақауы кезінде қорғансоқың дұрыс жұмыс істемеуіне жол береді. Мұндай қорғасоқы баптау, қызмет көрсететін өтп.псоналы бар объектілерде қолдануға ұсынылады;

- қорғалатын электрқозғалтқыштың номиналдық тогынан артық іске қосылу тогы бар дифференциалды қорғаныс. Бұл әдіс жауапты объектілерде қолдануға ұсынылады және ток тізбектерінің үзілуі мен ақаулығы кезінде немесе электрқозғалтқыштың дифференциалды қорғанысының ток трансформаторларының бірінің ақаулығы кезінде дұрыс қорғаныс жұмысын қамтамасыз етеді.

Қорғаныс уақыт төзімсіз жұмыс істейді.

ДЗТ дифференциалды қорғаныстың негізгі элементі болып табылады, ал дифференциалды ток кесуі (ДТҮ) оның қосалқы элементі болып табылады және әрқашан ДЗТ-мен қолданылуы тиіс.



5.1 сурет - Дифференциалдық қорғанысты қосу сұлбасы.

СДНЗ синхронды электрқозғалтқышының фазааралық тұйықталуынан қорғау параметрлерін анықтау қажет.

5.1 кесте – Қозғалтқыштың каталогтық мәліметтері.

қозғалтқыш білігіндегі қуат, $P_{\text{ном.қоз}}$	6300 кВт
қуат коэффициенті, $\cos \varphi$	0,9
5.1 кестенің жалғасы	
Кернеу, $U_{\text{ном.қоз}}$	10 кВ
КПД, η	0,964
іске қосу тогының еселігі, $k_{\text{пуск}}$	6

электрқозғалтқыштың қоректендіру кірмесіндегі үшфазалы ҚТ тогының мәні, $I_{\text{ш}}^{(3)}$ 7286 кА

Қозғалтқыштың асинхронды, тура, резисторы қосылған желінің толық кернеуінен қозу орамасының тізбегіне қосу.

Қозғалтқыш өздігінен іске қосуға қатыспайды.

Қозғалтқыштың қуаты 5 МВт артық болғандықтан, бұл қозғалтқышты фазааралық тұйықталсоқан қорғау үшін дифференциалды қорғанысты қолдану талап етіледі.

Қосалқы станса ретінде оны қолдану жоспарланғандықтан, есеп айырыссоқы орындаймыз.

$I_{\text{НОМ.ҚОЗ}}$ электрқозғалтқыштың номиналды тогының мәнін төмендегі формуламен анықтаймыз :

$$= \frac{P_{\text{НОМ.ҚОЗ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \eta \cdot \cos \phi} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,964 \cdot 0,9} = 419$$

мұнда $P_{\text{НОМ.ҚОЗ}}$ - электрқозғалтқыштың номиналды қуаты, кВт;

$U_{\text{НОМ.ҚОЗ}}$ - қозғалтқыштың номиналды сызықтық әрекет ететін кернеуі, кВ;

η - номиналды пәк. электр қозғалтқышы; $\cos \phi$ - электрқозғалтқыштың номиналды қуат коэффициенті.

Электрқозғалтқыштың қоректену жағынан ток трансформаторларын таңдаймыз: ТЛМ-10, Р типті өзекшесімен және ктр = 500/5 трансформация коэффициентімен. ТЛМ-10 ток трансформаторының қателігі 10% артық емес (трансформатордың номиналды тогына қатысты, 500 А тең, ток тізбектерінің ең жоғары кедергісі 0,5 Ом артық емес) 22-ге дейін (11000 А дейін) ток кратносі кезінде.

$I_{\text{БР.ПУСК}}$ электрқозғалтқыштың іске қосу тогының ең жоғарғы лақтырысын, ол өздігінен іске қосқышқа мынадай формула бойынша қатыспайтын жағдайда анықтаймыз:

$$I_{\text{БР.ПУСК}} = k_{\text{АӨТП.П}} \cdot k_{\text{ПУСК}} \cdot I_{\text{НОМ.ҚОЗ}} = 1,8 \cdot 6 \cdot 419 \approx 4525.$$

ТУ іске қосу тогын таңдаймыз. $I \gg \gg = 4600 \text{ А}$.

Қозғалтқышты ток кезінде $1,1 \times I \gg \gg = 5060 \text{ А}$ ток трансформаторлары 10% - дан аспайтын қателікті қамтамасыз етеді, олар ең жоғары ток кессоқін тізбектерінде қолдануға жарамды.

Электрқозғалтқыштың қоректену кірмесіндегі екі фазалы ҚТ тогының мәнін анықтаймыз: $I_{\text{КЗ}}^{(2)}$ екі фазалы ҚТ кезінде қорғаныс сезімталдығының коэффициенті $k_{\text{Ч}}^{(2)}$ формулалар бойынша:

$$k_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I \gg \gg} = \frac{7286 \cdot 0,87}{4600} = 1,37.$$

Қорғаныстың уақыт ұстанымын нөлге тең деп аламыз.

Электрқозғалтқыштың бейтарабы жағынан орнатылатын ток трансформаторларын таңдаймыз. ТЛМ-10 Ток трансформаторы ток еселігі кезінде (трансформатордың номиналды тогына қатысты, 500 а тең, ток тізбектерінің ең жоғары кедергісі 1 Ом артық емес) 15-ке дейін (7500 А дейін) . Трансформаторлар қозғалтқыштың номиналды тогы кезінде 10% - дан аспайтын қателікті қамтамасыз ететіндіктен, олар талаптарды қанағаттандырады (ЭҚЕ қараңыз) дифференциалды қорғаныс тізбектерінде орнату бойынша.

Электртехникалық болат үшін үлгілік магниттеу қисығы бойынша электрқозғалтқыштың бейтарабы жағынан орнатылған ток трансформаторларының (ТТ) толық салыстырмалы қателіктерін анықтаймыз:

$I_1 = 0,1$ апериодикалық құрауышты есепке ала отырып, электрқозғалтқыштың іске қосу тогының ең жоғары мәніне сәйкес келетін режимде;

$I_2 = 0,1$ электрқозғалтқыштың номиналды тогы кезінде.

Інб.пуск, небаланстың ең жоғарғы тогының есептік мәнін анықтаймыз, ол электрқозғалтқыштың іске қосылу тогының максималды мәніне сәйкес Ібр.пуск тогының аөтп.пидтық құраушысын ескеретін келесі формула бойынша анықталады:

$$I_{\text{нб.пуск}} = (I_1 + \gamma + \delta) \cdot I_{\text{бр.пуск}} = (0,1 + 0,05 + 0,025) \cdot 4525 = 792 \text{ А.}$$

Дифференциалдық қорғаныс тізбектеріндегі небаланстың ең жоғарғы тогын анықтаймыз, ол келесі формула бойынша $k_{\text{ЕСК}}$ құру коэффициентінің мәнін есепке ала отырып , электрқозғалтқыштың іске қосу тогының ең жоғарғы мәніне байланысты:

$$I_{\text{раб.пуск}} = k_{\text{ЕСК}} \cdot I_{\text{нб.пуск}} = 1,2 \cdot 792 = 951,$$

мұнда $k_{\text{ЕСК}} = 1,2$ – өлшеу органының қателіктерін, есептеу қателіктерін және қажетті қорды ескеретін түзету коэффициенті.

$k_{\text{ТОРМ}}$ қорғанысының тежеу коэффициентін есептеу мына формула бойынша жүргізіледі:

$$k_{\text{торм}} \geq \frac{I_{\text{жүм.пуск}}}{I_{\text{бр.пуск}}} = k_{\text{ЕСК}} \cdot (\beta + \gamma + \delta) = 1,2 \cdot (0,1 + 0,05 + 0,025) = 0,21.$$

к

ДТҰ I дифференциалды ток кессоқің іске қосылу тағайындамасының мәнін анықтаймыз, формула бойынша тежеу коэффициентінің мәнін ескере отырып, I_{бр}-ге сәйкес келетін іске қосу:

$$I_{\text{ДТО}} = k_{\text{ТОРМ}} \cdot I_{\text{бр.пуск}} = 0,21 \cdot 4525 \approx 951 \text{ А.}$$

Мына формула бойынша қозғалтқыштың номиналды тогы кезінде $I_{\text{нб.мах.есеп}}$ небаланс тогының максималды мәнін анықтаймыз:

$$I_{\text{нб.мах.есеп}} = (\beta + \gamma + \delta) \cdot I_{\text{НОМ.ҚОЗ}} = (0,1 + 0,05 + 0,025) \cdot 419 = 73,33.$$

Мынадай формула бойынша ДЗТ тағайындамасының мәнін анықтаймыз:

$$I_{\text{ДЗТ}} = k_{\text{ЕСК}} \cdot I_{\text{нб.мах.есеп}} = 1,2 \cdot 0,175 \cdot I_{\text{НОМ.ДВ}} = 0,21 I_{\text{НОМ.ҚОЗ}}.$$

I_{ДЗТ} мәнін электрқозғалтқыштың номиналды тогынан аз таңдаймыз. Алынған ең аз ықтимал мән I_{ДЗТ} < 0,3 I_{қоз.ном} болғандықтан қабылдаймыз:

$$I_{\text{ДЗТ}} = 0,3 I_{\text{НОМ.ҚОЗ}} = 0,3 \cdot 419 = 125,7 \text{ А.}$$

ДЗТ сипаттамасын құру үшін, мына формула бойынша дифференциалды қорғаныс сипаттамасының сынуы орындалатын I_{теж1} тежелу тогының мәнін анықтаймыз:

$$I_{\text{теж,м1}} = \frac{I_{\text{ДЗТ}}}{k_{\text{ТОРМ}}} = \frac{125,7}{0,21} = 599 \text{ А.}$$

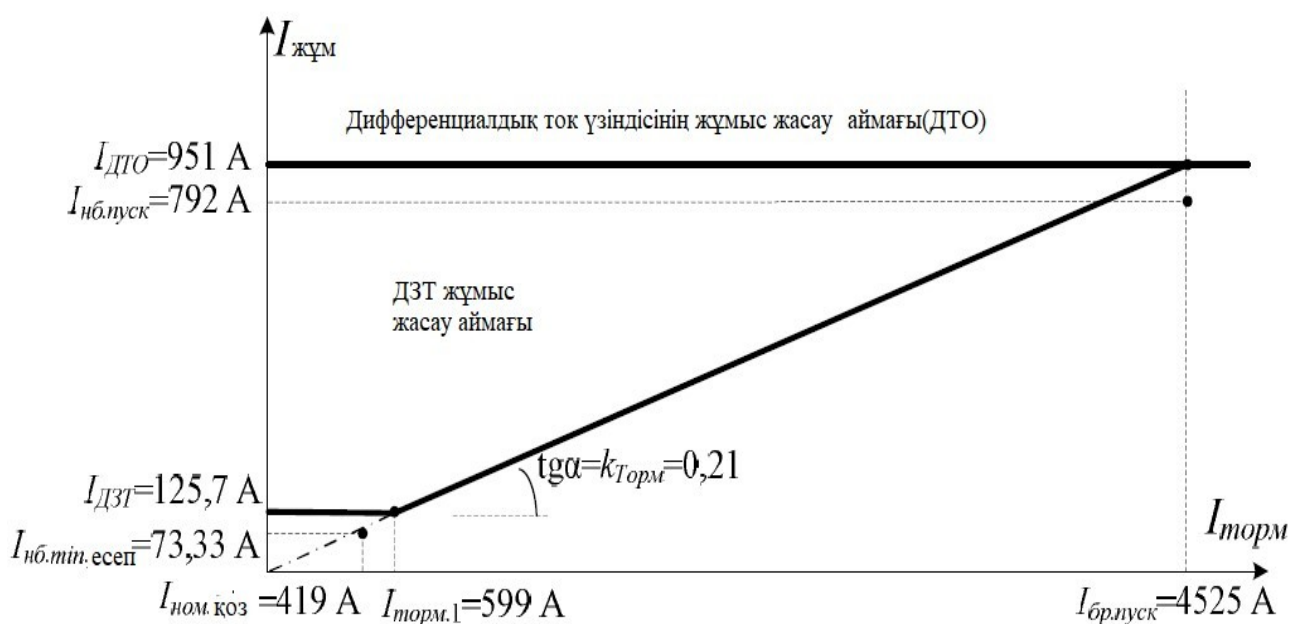
ДЗТ және ТҰ уақыт ұстамалары нөлге тең деп қабылдаймыз.

ДЗТ сезімталдығын тексеру үшін формула бойынша $k_{\text{ч}}^{(2)}$ электрқозғалтқыштың қорек енгізуінде екі фазалы ҚТ кезінде қорғаныс сезімталдығының коэффициентін анықтаймыз:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{ДЗТ}}} = \frac{7286}{125,7} \cdot 0,87 = 50,4.$$

Сезімталдық коэффициенті 2-ден көп болғандықтан, қорғау қанағаттандырады ЭҚЕ талаптарына сәйкес.

Есептеу нәтижелері бойынша 5,2 - суретте көрсетілген қорғаныс жұмысының сипаттамасын тұрғызамыз.



5.2 сурет - СДНЗ қозғалтқышының дифференциалды қорғанысының сипаттамасы.

6 Өмір тіршілік қауіпсіздігі

6.1 Электр тогының адамға әсері

Электр энергияның кең түрде барлық халықтық шаруашылықта немесе күнделікті өмірде қолданыла басталғандығынан, электр қондырғыларын қолданатын адамдар саны күрт өсті. Осының нәтижесінде электр қондырғыларын пайдалану кезіндегі еңбек қауіпсіздігі үлкен мағынаға ие бола бастады. Қазақстан Республикасы өндіріс орындарындағы еңбек қауіпсіздігіне көп көңіл бөлсоқе. Жалпы еңбекті қорғау және электр қауіпсіздігі бойынша барлық құқықтық мәселелер ҚР Конституциясымен шешіледі.

Электр қауіпсіздігі бойынша біріңғай ережелер болып әдетте «Электр қондырғылардың құрылысының ережелері» (ЭҚЕ), «Тұтынушылардың электр қондырғыларды техникалық пайдалану ережелері» (ТПЕ), «Тұтынушылардың электр қондырғыларды пайдалану кезіндегі қауіпсіздік техникасының ережелері» (ҚТЕ) болып табылады. Бұл - іс жүзінде электр қауіпсіздігі бойынша Мемлекеттік стандарттар.

Сонымен электр қауіпсіздігі дегеніміз — электр тогының, электр доғасының, электрлік магнит өрісінің және статикалық электрдің зиянды және қауіпті әсерінен адамдарды қорғасоқы қамтамасыз ететін құқықтық, ұйымдастырушылық техникалық шаралар мен құралдар жүйесі [15].

Электр тоғы адам ағзасына ерекше және әртүрлі әсер етеді. Адам ағзасынан өтіп жатқан электр тогы жылу, электролиттік және биологиялық әсер тсоқырады.

Электр тогының термиялық немесе жылулық әсері дененің күйіп кетуін, қан тамырларының қызуы және зақымдануын, жүйке жүйесінің, ми және басқа адам ағзасының дене мүшелері мен жүйелерінің зақымдануымен, олардың елеулі функционалдық бұзылуларын тсоқырады.

Тоқтың электролиттік әсері ағзадағы қаткың және басқа сұйықтықтардың ыдырауынан көрінеді, осының әсерінен олардың физико-химиялық құрылымы елеулі бұзылады, сондай-ақ жалпы тіткің бұзылуына себеп болады.

Тоқтың биологиялық әсері негізінен тірі заттарға, материяға тән биоэлектрлік үрдістердің бұзылуымен түсіндіріледі, әсіресе оның өміршендігіне байланысты. Ағзадағы биоэлектрлік үрдістердің бұзылуына қарай өкпе мен жүрек бұлшық еттерінің еріксіз тартылуына алып келеді.

Механикалық әсері, талшықтар мен сүйектердің, қан тамырларының және жүйке жүйесінің үзілуі, қол аяқтарының шығуымен түсіндіруге болады.

Электр тогының адам ағзасына келтіретін әртүрлі зақымданулары негізгі екі түрге бөлінеді. Оның біріншісі электр жарақатар немесе электр зақымданулар, ағзада жергілікті зақымданулардың туындауымен түсіндіріледі. Екіншісі электр соққылары, терінің тітіркенуі мен қозуының әсерінен бұлшық еттің еріксіз құрысуы басқаша айтқанда тырысып қалуы

Инженерлік қондырғылардың үлкен тобында электр тогының әсерінен тіркелген жазатайым оқиғаларды талдау көрсеткендей, зақымданулардың 12% электр жарақатынан, 62% электрлік соққыдан, 26% - аралас зақымданулардан, яғни бір мезгілде электрлік жарақаттар мен соққылардан.

Адамның денесі арқылы электр тізбегінің тұйықталуы жиі кездесетін жағдай, бірақ олардың аз ғана бөлігі адамның денесі арқылы үлкен ағымда токтың өтуі арқылы жүреді, бұл ауырсыну немесе мүгедектікке алып келуі мүмкін, ал одан да сирек жағдайларда өлімге әкелетін жарақаттар.

Шамамен адам денесі арқылы тұйықталған электр тізбегі кезінде 140-150 мың жағдайдың тек біреуі ғана өліммен аяқталады.

Электрлік күйіктер, электрлік белгілер, тері металдандыруы, механикалық зақымданулар және электрофтальмиялар электрлік жарақаттардың типтік түрлері болып табылады [16].

6.2 Электр тогының қауіпсіздік критерилері

Ұзақ мерзімді әсер ету кезінде рұқсат етілген ток 1 мА деп есептеледі. 1 с немесе одан кем ұшыраған кезде токтар төменде келтірілген, бірақ оларды толық қауіпсіздікті қамтамасыз етеді деп қарастыруға болмайды, оларды тек рұқсат етілген және ықтималдығы өте төмен деп қарастыруға болады. (6.1 кестені қараңыз)

Бұл ток ағымдары адам ағзасындағы ағымдардың ең ықтимал жолдары үшін қолайлы деп саналады: қол-қол, қол-аяқ және аяқ-аяқ.

6.1 кесте - Практикалық түрде рұқсат етілген ток мәндері.

Ұзақ уақыт әсер етуі, с	Ток, мА
1,0	50
0,7	90
0,5	125
0,2	190

Электр тогының соғу жағдайлары. Бір мезгілде адам екі нүкте арқылы ток тізбегіне жанасса сол екі нүкте арасындағы кернеу жанасу кернеуі деп

аталады. Адам ағзасы арқылы өтетін ток шамасы немесе жанасу кернеуі арқылы бағаланатын осындай жанассоқың қауіптілігі бірқатар факторларға байланысты: адам ағзасы арқылы ток тізбегінің өтуі, желінің кернеуі, желінің өзіндік контуры, оның бейтарап режимі (яғни, бейтарап режим), ток өткізгіштік бөліктердің жерден оқшаулану дәрежесі, сондай-ақ жерге қатысты токөткізгіш бөліктердің сыйымдылығын бағалау және т.б.

Электр тогының соғуының негізгі себептері. Электр тогының соғуының келесі себептерін атап өтуге болады.

1) Ток өткізгіш бөліктерге кездейсоқ жанасу келесі атап өткен шараларға байланысты болуы мүмкін: жұмыстарды жүргізу кезіндегі қате әрекеттер, зардап шегуші жанасқан құрылғылардың қате жұмыс істеуінен.

2) Электржабдықтардың металл конструкциялық бөліктеріндегі кернеудің пайда болуы:

- ток өткізгіш бөліктердің оқшауламасының зақымдануы;
- желі фазасының жерге тұйықталуы;
- электржабдықтардың конструктивтік бөліктеріне сымның (кернеу) құлауы және т. б. нәтижесінде.

3) Ажыратылған ток өткізгіш бөліктердегі кернесоқың пайда болуы себебі: ажыратылған қондырғыны қате қосу; ажыратылған және кернесоқың ток өткізгіш бөліктер арасындағы тұйықталу; электрқондырғыға найзағайдың түсуі және т. б. Нәтижесінде.

4) Адам тұрған жер учаскесінде қадамдық кернеуінің пайда болу себебі: - фазаның жерге тұйықталуы;

- потенциалды ұзын ток өткізгіш затпен (құбырмен, теміржол рельсімен) шығару;

- қорғаныстық жерге тұйықтау құрылғысындағы ақаулықтар және т. б [26].

Қадамдық кернеу - жердегі немесе өткізгіш қабаттағы электр тогының салдарынан және бір адамның қадамында орналасқан жердегі (қабатта) екі нүкте арасындағы ықтимал айырмашылыққа тең кернеу.

Қадам кернеуі әрқашан жанасу кернеуінен аз. Бұдан басқа, «аяқ-аяғқ» төменгі ілмегі бойынша токтың өтуі «қол-аяғы» жолына қарағанда қауіпті емес.

Техникалық әдістер мен қорғау құралдары. Электр қауіпсіздігін қамтамасыз ету үшін бөлек немесе басқалармен бірге келесі техникалық тәсілдер мен қорғаныс құралдары қолданылады: кернесоқың тұрған ток өткізгіш бөліктердің қол жетімсіз болуы, желінің электрлік бөлінуі, шағын кернеу, Қос оқшаулау, потенциалдарды теңестіру, қорғаныстық жерге тұйықтау, нөлдеу, қорғаныстық ажырату және т. б. Техникалық тәсілдер мен құралдарға алдын

ала дабыл беру, қауіпсіздік белгілері, жеке және ұжымдық қорғаныс құралдары, сақтандырғыш құрылғылар және т. б. жатады.

Электр қондырғыларының ток өткізгіш бөліктерінің кездейсоқ жанасу үшін қол жетімсіздігі келесі жолдармен қамтамасыз етілуі мүмкін: ток өткізгіш бөліктерді оқшаулау, қоршау, түрлі блоктау, ток өткізгіш бөліктерді қол жетімсіз қашықтықта орналастыру [20].

6.3 Қосалқы стансаларда жұмыс жағдайын талдау

Қосалқы станциядағы жұмыс бригадасына маңызды міндеттер жүктелгендіктен, олар аса сақ болу керек. Жұмыс орнындағы кез келген немқұрайлылық жаман нәтижелерге, соның ішінде адам шығыны, қымбат құрал-жабдықтардың зақымдануы, өрттің пайда болуы, тұтынушылардың көпшілігінің жеткіліксіз электрмен жабдықталуына әкеп соғады. Ең маңызды мәселелер шаршау проблемалары, қосалқы станция қызметкерлерінің психологиялық жағдайы болып табылады. Сондықтан жұмыс алаңында олардың жұмыс істеуіне кедергі келтірмейтін жағдайлар жасалуы тиіс. Электр станциясының жұмыс процесінде жауапты оөтп.патор энергия ағындарын басқарады. Жауапты команданың жұмысындағы қателіктер төтенше жағдайлардың, өрттердің, жазатайым оқиғалардың туындауына әкелуі мүмкін. Сондықтан жұмысшы барлық қауіпсіздік техникасын сақтауы тиіс. Сондай-ақ, жасанды жарықтандыру нормалары қадағлау емес, зейініне кері әсер. Барлық төмендегі жобалау және есептеу схемасы «ҚР ҚНЖЕ 2.04-05-2011. Табиғи және жасанды жарықтандыру». Жоба аясында диспетчерлік пунктті жасанды жарықтандыру бойынша іс-шаралар әзірленді.

Жасанды жарықтандыру аз табиғи жарық көзі немесе табиғи жарық болмаған кезде пайдаланылады. Өндіріс орны сол қуаттағы шамдармен жарықтандырылуы тиіс. Бұл дипломдық жобада келесі сұрақтар қарастырылды, осы жұмыста қолданылатын негізгі ұғымдар. Люминесцентті шамдардың артықшылығы арқасында олар жиі пайдаланылады. Өйткені, жарық спектрлік құрамына байланысты ол жарыққа ұқсас. Сонымен қатар, жарықтандырылған электр құралдарын дұрыс пайдалану қажет. Сондықтан диспетчерлік терезені, шамдарды, жарық шамдарын шаңнан тазарту қажет. Сондай-ақ жанып кеткен шамдарды жаңасына ауыстыру, техникалық қызмет көрсету, қабырға кеңістігін тазалау, әкеп және сырлау қажет. Диспетчерлік бөлме барлық санитарлық талаптарға жауап беруі тиіс [20].

Функционалдық мақсатына байланысты жасанды жарықтандыру жұмыс, кезекші және авариялық болып жіктеледі. Жұмыстық жарықтандыруы-

өндірістік үй-жайларда жарықтандырсоқың қалыпты жағдайларын қамтамасыз ету (жарықтандыру, жарық сапасы); авариялық қосу, жұмыс жарығы және авариялық жарықтандыру (жалпы жарықтан 5%); жұмыс уақытынан тыс уақытта кезекші жарықтандыру. Жасанды жарықтандыру жарықтандыру жүйесіне байланысты: жалпы жарықтандыру (жұмыс орнының жоғарғы жағынан біркелкі жарықтың таралуы) және локалды (жұмыс аумағындағы белгілі қондырғының орналасуына байланысты, белгілі аумақты жарықтандыру), комбинерленген жарықтандыру (жалпы жарықтандырумен қатар жергілікті жарықтандырсоқың қосындысы). Жергілікті жарықтандыру – қосымша жарық көздерімен яғни шырақтармен іске асырылады.

Менің жұмысымдағы жарық жұмыстық, жалпы жарықтандыру жүйесі. №207 110/10 кВ қосалқы стансаның диспетчерлік бөлмесінің габориты 8/6/3 м берілген. Диспетчерлік бөлме қамтиды:

- диспетчерлік қалқан мен басқару панеліндегі басқару пульті диспетчердің жұмыс орны. Панельде сигнал беру және автоматтандыру құралдары, Бақылау құралдары орналасқан;

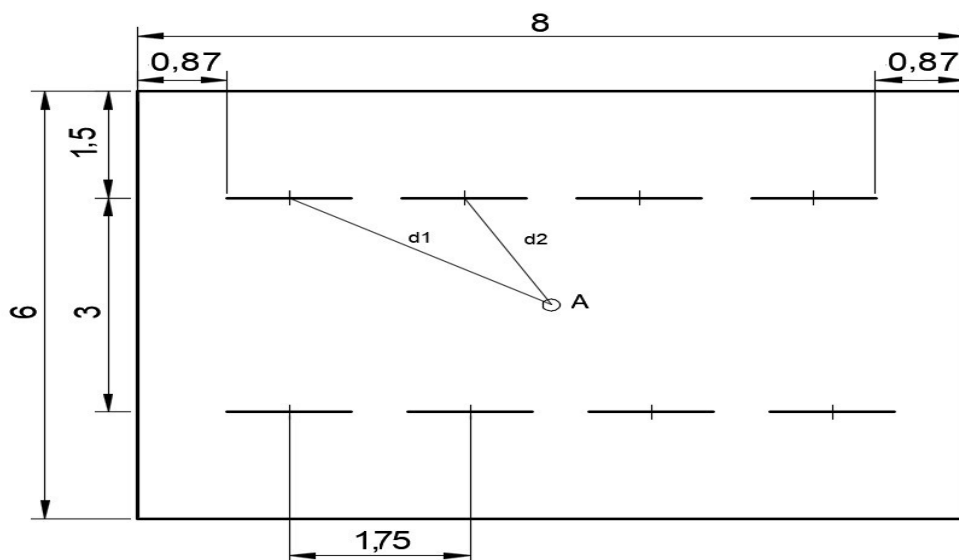
- электр жүйесінің сызбалары көрсетілген карта. Онда электрмен жабдықтау жүйесі элементтерінің шартты графикалық бейнелерінің көмегімен технологиялық процесті көрсететін және бақыланатын объектінің ақпараттық процесін көрсететін мнемоникалық схема көрсетіледі.

Картада қалың қара реңктердің түспеуі үшін біркелкі жарықтандыруды қамтамасыз ету қажет.

Қосалқы стансадағы диспетчерлік бөлмені жарықтандыру.

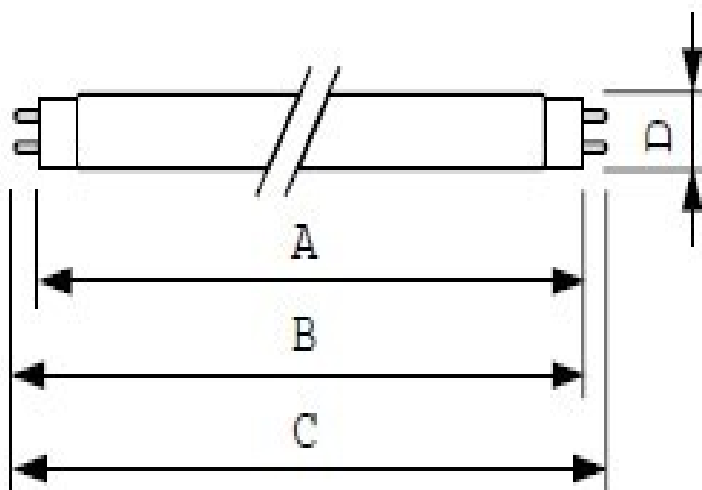
Қосалқы станса жанына қарасты диспетчерлік бөлменің габориті 8x6x3 м. Көру жұмысының разряды IV в. Бөлмеге люминофорлы Philips компаниясының MASTER TL-D Super 80 36W/840 1SL/25 шамын орнатамыз.

Жарықтың шағылу коэффициенті : $\rho_{\text{төбе}} = 50$, $\rho_{\text{қаб}} = 30$, $\rho_{\text{еден}} = 10$. Шағылу коэффициенті ғимарат қабырғасы мен төбесінің жағдайына байланысты таңдалады. Төбесі аспалы төбелі плитка ашық сұр түсті, қабырғасы ашық жасыл түсті тұсқағаз, тереземен, терезесі өтп.пдемен жабылған. Рұқсат етілген деңгей – IV в болғандықтан нормалық жарықтандырылуының шамасы 200 лк. E=200 лк.

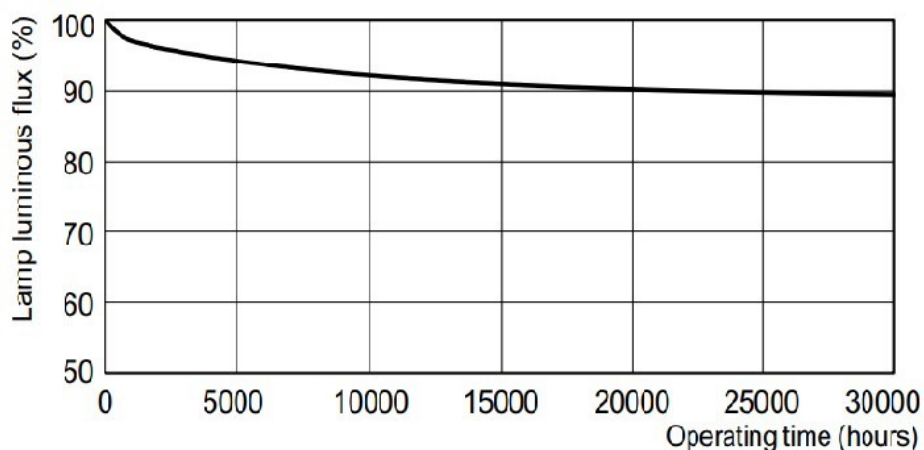


6.1 сурет - Шамдардың бөлменің ауданы бойынша орналасуы.

Диспетчер компьютермен 24 сағат отыруына байланысты, олар ыңғайлы және жайлы жағдайларда жұмыс істеу үшін жарықты дұрыс орнатуға назар асоқару қажет. Жұмыс назарын азайту үшін жағдайлар жасалуы тиіс. Осы жұмыс барысында мен диспетчерлік бөлмеге Phillips компаниясының MASTER TL-D Super 80 36W/840 1SL/25 типті, яғни люминофорлы лампаны таңдадым. MASTER TL-D Super 80 36W/840 1SL/25 ласпасы энергияны 10%-ға дейін үнемдейді. Ішкі жарықтандырсоқың қазіргі заманғы стандарттарына сәйкес келеді. Салыстырмалы жоғары өнімділік және тұрақты және жарамды ұзын жарық ағыны.



6.2 сурет – Лампаның сызбасы.



6.3 сурет – Жұмыс жасау мерзімі.

Есептеу екі тәсілмен жүргізіледі: нүктелік әдіс, пайдалану коэффициентінің әдісі. Бұл жағдайда осы әдіс бойынша барлығы біркелкі жарықтандырылатынын ескеру қажет.

Пайдалану коэффициенті әдісімен бөлмегі неше шамды орнату қажет екенін анықтау қажет.

Бөлменің индексі анықтаймыз:

$$L \cdot W \cdot I = \overline{h \cdot (L + W)}, \quad (6.1)$$

мындағы L , W - жұмыс орнының ұзындығы мен ені, м;
 h - шамның жұмыс бетінен биіктігі, м.

$$i = \frac{8 \cdot 6}{2,2 \cdot (8 + 6)} = 1,5.$$

Шам санын табу:

$$N = \frac{100 \cdot E \cdot S \cdot K_3}{\Phi \cdot n \cdot U}, \quad (6,2)$$

мұнда E - жарықтандырсоқың минималды шамасы, лк; K_3 - қор коэффициенті; Түтін мен тұман мөлшері аз бөлмеде орнатылған газ разрядты лампалар үшін $K_3=1,5$;
 S - бөлме ауданы, м²;

u –қондырғыны қолдану коэффициенті. Бұл шаманы бөлме индексіне байланысты таңдап аламыз;

n – шам саны, $n = 1$;

Φ – жарықтың ағыны, лм.

Минималды нормалы жарықтандыру $E_{\min}=200$ лк.

MASTER TL-D Super 80 36W/840 1SL/25 шамының жарық ағыны $\Phi=3350$ лм, яғни 200 лк жарықтандыру орнату үшін шамның санын анықтаймыз [21].

$$N = \frac{100 \cdot 200 \cdot 48 \cdot 1,5}{57 \cdot 1 \cdot 3350} = 8 \text{ дана.}$$

Бес шамнан екі қатарға орналастырамыз. Шамдардың арасындағы ұзындығы 1,75 м, шамдар мен қабырғалар арасындағы қашықтық 0,87 м. ені бойынша шамдардың арасындағы қашықтық 3 м, шамдар мен қабырғалар арасындағы қашықтық 1,5 м.

Нүктелік әдіс арқылы есеп жүргізу

Шамның жұмыс бетінен биіктігін есептейміз

$$h = H - (h_{\text{ж}} + h_i),$$

(6.3)

мұндағы h – шамның жұмыс бетінен биіктігі, м; H –

диспетчерлік бөлменің биіктігі, м; h_i –

шамдардың ілу биіктігі бұл, м; $h_i=0 \div 1,5$ м;

$h_{\text{ж}}$ - жер бетінен жұмыс жасалынатын жерге дейінгі қашықтық, м., $h_{\text{ж}}=0,8 \div 1$ м.

Шамдардың арасындағы қашықтықты табу үшін келесі формула қолданылады:

$$L_{L,W} = H \cdot \lambda, \quad (6.4)$$

мұндағы $\lambda = 0,8 \div 2,2$ -ұзындық коэффициенті.

6.2 кесте - Жарықтандырғыштың жарықтық таратуы.

Жарық күші I_{α} , -бұрышындағы Кд-ң бағытталуы
--

0	5	15	25	35	45	55	65	75	85	90
431	390	380	340	305	297	185	101	80	40	7

Ендігі кезекте А нүктесін көрсетеміз. А нүктесінен әрбір шамға дейінгі қашықтықтың проекцияларын, әрбір шамнан А нүктесіне келетін сәуле мен бөлме биіктігінің аралығындағы бұрышты есептеп аламыз. Сол шыққан бұрыш арқылы жарықтандырсоқы есептеп табамыз. Жарықтандырудың формуласы:

$$E_y = \frac{I_{\alpha i} \cdot \cos^3 \alpha_i}{h_{2i}} \quad (6.5)$$

мұндағы I_{α} - қарастырып отырған нүкте бағыты бойынша жарық күші;
 k_3 – қор коэффициент.

Берілген биіктігіне қарай $\operatorname{tg} \alpha$ шамасын анықтаймыз:

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{d}{h} \quad (6.6)$$

мұндағы d - шамнан бастап жазықтыққа дейін есептелетін нүктеге дейінгі қашықтық.

Тангенстің берілген бұрышында α және $\cos^3 \alpha$ мәндерін табамыз. Шамның түріне байланысты жарық техникалық анықтамалардан жарық күшінің шамасын таңдаймыз.

Шамның жұмыс бетінен биіктігін есептейміз

$$h = H - (h_{\text{ж}} + h_i); \quad (6.7)$$

$$h = 3 - (0,8 + 0) = 2,2\text{м.}$$

Шамдардың арасындағы қашықтықты табу үшін келесі формула қолданылады:

$$L_{L,W} = h \cdot \lambda. \quad (6.8)$$

Ұзындығы бойынша:

$$L_L = 2 \cdot 0,8 = 1,75 \text{ м.}$$

Ені бойынша:

$$L_W = 2 \cdot 1,36 = 3 \text{ м.}$$

Ұзындығы бойынша шам мен қабырға арасы:

$$l_L = \frac{L_L}{2} = 0,87 \text{ м.}$$

Ені бойынша шам мен қабырға арасы:

$$l_W = \frac{L_W}{2} = 1,5 \text{ м.}$$

А нүктесінен әрбір шамға, бұрышқа және әрбір шамнан А нүктесіне және бөлме биіктігіне дейінгі арақашықтық проекцияларын есептеу. № 1, 4, 5, 8 шамдар:

$$d_1 = \sqrt{2,94 + 2,2^2} = 3,67 \text{ м;}$$

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{d}{h} = \frac{3,67}{2,2} = 1,66;$$

$$\alpha = 58^\circ;$$

$$E_{y1}^d = \frac{160 \cdot \cos^3 58}{2,2_2} = 5 \text{ лк.}$$

№ 2, 3, 6, 7 шамдар:

$$d_2 = \sqrt{1,72^2 + 2,2^2} = 2,8 \text{ м};$$

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{d}{h} = \frac{2,8}{2,2} = 1,27;$$

$$\alpha = 51,93^\circ;$$

$$E_{y_2}^d = \frac{241 \cdot \cos^3 51,93}{2,2} = 11,67 \text{ лк.}$$

Барлық шамдардың жарықтандыруының қосындысы:

$$\sum_{i=1}^{10} E_{y_i}^d = 4 \cdot E_{y_1}^d + 4 \cdot E_{y_2}^d, \quad (6.9)$$

$$\sum_{i=1}^{10} E_{y_i}^d = 4 \cdot 5 + 4 \cdot 11,67 = 66,68 \text{ лк.}$$

мұндағы $E_{y_i}^{di}$ - әр шамнан А нүктесіне түсетін сәуленің жарықтандыруы, лк;

E_y^d - барлық шамнан А нүктесіне түсетін сәуленің жарықтандыруы, лк.

$$E_y^d = \frac{\mu \cdot \phi}{1000 \cdot K_3} \sum_{i=1}^8 E_{y_i}^{di}, \quad (6.10)$$

мұндағы μ – шетте орналасқан шамдардың әсерін ескеретін шама;

ϕ – бір шамнан шығатын жарық шығыны;

K_3 – қор коэффициенті.

$$E_y^d = \frac{1,1 \cdot 3350}{1000 \cdot 1,5} \cdot 66,68 = 245,71 \text{ лк};$$

$$E_y \geq E.$$

245.71 > 200лк шарт орындалды.

Қорытынды: Жүргізілген есептеулер нәтижесі бойынша $245.71 \geq 200$ лк жалпы жарықтандыру шамасы нормалық жарықтандыру шамасынан аз болды. Диспетчерлік бөлмеге ұзындығы бойынша шамдар арасындағы ара қашықтық 1,75 м, шам мен қабырға арасы 0,87 м, ені бойынша шамдар арасындағы арақашықтық 3 м, шам мен қабырға арасы 1,5 м 8 дана Phillips компаниясының MASTER TL-D Super 80 36W/840 1SL/25 типті люминафорлы лампасын орнаттық. Барлық еорындалған жұмыстар нормативті құжаттар бойынша жүргізілді.

7. Экономикалық бөлім

Энергетикалық кәсіпорыткың техникалық мәселелерін шешу әр дайым шығындар мен жоба өндірісінің нәтижлері арасында үйлесімді арақатынас болуын, күрделі қаржы жұмсасоқың формаларын қарастыруы тиіс.

«110/10 кВ 2×16 МВА Маралсай» қосалқы станциясының құрылысына күрделі салымдарды анықтау.

Инвестициялық жобаларды әзірлеу кезінде олардың болашақ мүмкіншілігін, яғни әлеуетті кірістілігін және ықтимал тәуекелдерді бағалауға бағытталған алдын ала талдау жұмыстары жүргізіледі. Жобаны бағаласоқың маңызды сатыларының бірі ТЭН әзірлеу болып табылады.

ТЭН-бұл инвестициялық жобаның ықтимал экономикалық пайдасын зерттеу қорытындысы, оның негізгі көрсеткіштерін есептеу және талдау. Ол нақты жобаға инвестицияласоқың орындылығы туралы негізделген алдын ала қорытынды жасауға мүмкіндік беретін барлық қажетті зерттеулерді қамтитын ресми құжат болып табылады.

110/10 кВ «Маралсай» қосалқы станциясының құрылысына кететін ақшалай салымдарды негізгі және қосымша қондырғылардың сметалық құнын, құрылыс, монтаж әрі пайдалануға кететін шығындар мен оны жеткізуге кететін шығындарды анықтау арқылы табылады. Одан бөлек, күрделі капиталдық салымдар «Маралсай» қосалқы станциясын салатын және сатып алатын жер телімінде ескереді [22].

7.1 Нысатқың техника-экономикалық көрсеткіштерін есептеу

Қосалқы станцияны жобалауға және салуға арналған күрделі қаржы бірнеше құрамдастардан тұрады: құрылғылардың құны, монтаждық жұмыстар, транспорт қызметтері. Сонымен қатар, ғимаратты салуға кететін шығын да есептелінеді.

Капиталды салымның жалпы соммасы келесідей есептеледі [23]:

$$K_{\text{жалпы}} = K_{\text{жаб}} + K_{\text{ж}} + K_{\text{м}} + K_{\text{б}}, \text{ мың тг.} \quad (7.1)$$

мұндағы, $K_{\text{жаб}}$ - жабдықты сатып алуға жұмсалатын капиталдық салым, $K_{\text{жалпы}}$ - ның 53%-ы;

$K_{\text{ж}}$ - құрылыс жұмысына жұмсалатын капиталдық салым, $K_{\text{жалпы}}$ - ның 30%-ы;

$K_{\text{м}}$ - монтаждық және қосу-жөндеу жұмыстарына жұмсалатн капиталдық салым, $K_{\text{жалпы}}$ - ның 11%-ы;

$K_{\text{б}}$ - басқа капиталдық салымдар (транспортировкаға жұмсалатын), $K_{\text{жалпы}}$ - ның 6%-ы.

Қосалқы станцияның жабдықтарын алуға жұмсалатын қаржы 7.1 кестеде.

7.1 кесте – Қондырғы бағалары

№	Қондырғылардың атауы	Бір дана үшін бағасы, тг.	Саны, дана	Жалпы бағасы, тг.
1	Трансформатор ТДН - 16000/110/10	25 000 000	2	50 000 000
2	Ажыратқыш 3AP1 DT 123 (Siemens)	9 500 000	7	66 500 000
3	Ажыратқыш LF2, (Schneider electric)	2 600 000	15	39 000 000
4	Айырғыш РН СЭЩ-110/2000	700 000	18	12 600 000
5	Ток трансформаторы ТФМ-110-0,2S-II-Y1	130 000	24	3 120 000
6	Ток трансформаторы ТОЛ – 10-0,5/10P-1500/5	120 000	33	3 960 000
7	Кернеу трансформаторы ЗНОГ – 110 (У1,УХЛ1)	360 000	6	2 160 000

8	Кернеу трансформаторы НОМ-10-66 У2 (Т2)	100 000	6	600 000
9	Шина АС-120/19 110кВ	50 000	2	100 000
10	Шина POWERDUCT алюминий шинасы 10кВ	147 000	2	294 000
11	Сақтандырғыш ПКТ- 10110-20-20-У1	16 000	6	96 000
12	Асқын кернеу шектегіш ОПН-П-110 УХЛ1	180 000	4	720 000
13	Асқын кернеу шектегіш ОПН-П-10 УХЛ1	13 000	2	26 000
14	Терминал РЗА MiCOM P632	1 471 000	4	5 884 000
15	Терминал MiCOM P441	1 749 000	4	6 996 000
Қондырғылар дың жалпы бағасы:				192 056 000

7.2 кесте – Желідегі сымдарға жұмсалатын қаржы мөлшері

Кернеу	Сым маркасы	Жалпы ұзындығы, км	1 м ұзындықтағы желінің бағасы, тг	Желінің жалпы құны, тг
110 кВ	АС-120 мм ²	92	431	39 652 000
35 кВ	АС-150 мм ²	32	482	15 424 000
Барлығы:				56 076 000

7.3 кесте – Желідегі тіректерге жұмсалатын қаржы мөлшері

№	Желі кернеуі	Тірек саны	1 дана тірек бағасы, тг	Жалпы бағасы, тг
1	110 кВ	184	454 000	83 536 000
2	35 кВ	160	37 000	5 920 000
Барлығы				89 456 000

Капиталдық салым мөлшерін анықтау. Жабдықтарды сатып алуға жұмсалатын қаржы:

$$K_{\text{жаб}} = 192,056 + 55,076 + 89,456 = 336,588 \text{ млн. тг;}$$

$$K_{\text{жалпы}} = 336,588 \cdot 100\%_{53} = 635,071 \text{ млн. тг.}$$

Құрылыс жұмысына жұмсалатын капиталдық салым:

$$K_{\text{ж}} = 635,071 \cdot 30\%_{100} = 190,52 \text{ млн.тг.}$$

Монтаждық және қосу-жөндеу жұмыстарына жұмсалатн капиталдық салым:

$$K_{\text{м}} = 635,071 \cdot 11\%_{100} = 69,85 \text{ млн.тг.}$$

Басқа капиталдық салымдар (транспортировкаға жұмсалатын):

$$K_{\text{б}} = 635,071 \cdot 6\%_{100} = 38,1 \text{ млн.тг.}$$

Шыққан мәндерді (7.1) формулаға қойсақ:

$$\begin{aligned} K_{\text{жалпы}} &= 336,588 + 190,52 + 69,85 + 38,1 = \\ &= 635,071 \text{ млн.тг.} \end{aligned}$$

Жыл сайынғы эксплуатациялық шығындар.

Эксплуатациялық шығындар – қосалқы станциялардың жұмыстары, электр энергиясын, тарату кезінде жұмсалған шығыстарды жүзеге асырады. Электр энергиясына кететін шығындар: амортизациялық асоқарымдар, көлік шығындары, қызметкерлердің еңбекақысы, электр энергиясына кететін шығындар, байланыс қызметтері, іс-сапарлар, кеңсе тауарлары, қосалқы станцияның жұмысын қолдау үшін әр түрлі материалдар, сақтандыру шығындары кіреді.

Жылдық эксплуатациялық шығындарды есептеу [23]:

$$I_{\text{ж}} = I_{\text{а}} + I_{\text{е.а.}} + I_{\text{ә.н.}} + I_{\text{м.ш.}} + I_{\text{қ.ш.}} + I_{\text{ө}}, \quad (7.2)$$

мұндағы, I_a - амортизациялық салым (өнеркәсіп үшін 5-10% арасы);

$I_{e.a.}$ - жұмысшылардың еңбекақы қоры;

$I_{э.н.}$ - бірыңғай әлеуметтік салық, еңбекақы мен зейнетақы қорына асоқарылатын құтқың 11%-ы;

$I_{м.ш.}$ - материалдық шығындар немесе қосыша бөліктер, капиталдық салымдардың 0,5%-ы;

$I_{қ.ш.}$ - қосымша шығындар (кадрларды оқыту, транспорт, шаруашылық шығындары), барлық шығытқың 12-15%-ы;

$I_ө$ - өндірістік қажеттіліктер, электрэнергия шығындары, капиталдық салымдардың 1,5%-ы.

Амортизациялық асоқарылымды есептеу:

$$I_a = K_0 \cdot h_0 / 100, \quad (7.3)$$

мұндағы, K_0 - ҚС-ны жабдықтауға жұмсалынатын негізгі қор соммасы, млн.тг;

h_0 - амортизациялық асоқарылым мөлшері;

$$I_a = 336,588 \cdot 6 / 100 = 20,19 \text{ млн. тг.}$$

Жұмысшылардың еңбекақы қоры:

$$I_{e.a.} = E A_{орт.} \cdot C_{орт.} \cdot 12, \quad (7.4)$$

мұндағы, $E A_{орт.}$ - орта айлық жалақы мөлшері;

$C_{орт.}$ - тізімдік жұмысшылар тізімі;

$$I_{e.a.} = 0,12 \cdot 12 \cdot 12 = 17,28 \text{ млн. тг.}$$

Бірыңғай әлеуметтік салық:

$$I_{э.н.} = (I_{e.a.} - I_{з.қ.}) \cdot 0,11, \quad (7.5)$$

мұндағы, $I_{\text{е.а.}}$ - жұмысшылардың еңбекақы қорына ауыстылым; $I_{\text{з.қ.}}$
- жинақы зейнетақы қорына ауыстырылым (еңбекақидан
10%)

$$I_{\text{э.н.}} = (0,12 - 0,012) \cdot 0,11 \cdot 12 = 0,142 \text{ млн. тг.}$$

Материалдық шығындар немесе қосыша бөліктер:

$$I_{\text{м.ш.}} = 336,588 \cdot 0,5\% = 1,682 \text{ млн. тг.}$$

Өндірістік қажеттіліктер:

$$I_{\text{ө}} = 336,588 \cdot 1,5\% = 5,048 \text{ млн. тг.}$$

Қосымша шығындар:

$$I_{\text{қ.ш.}} = (20,19 + 17,28 + 0,142 + 1,682 + 5,048) \cdot 14\% \\ = 6,207 \text{ млн. тг.}$$

Жалпы шығын:

$$I_{\text{ж}} = 20,19 + 17,28 + 0,142 + 1,682 + 5,048 + \\ 6,207 = 50,549 \text{ млн. тг.}$$

Электр энергиясын жіберу қызметін есептеу.

Маралсай қосалқы станциясында 16 МВА қуатты екі трансформатор орнатылған. Жалпы қуат $S_{\text{тр}} = 32 \text{ МВА}$.

Қуат коэффициентін $\cos\phi = 0,93$ деп алып, активті қуат шамасын есептейміз. Сонда:

$$P = S \cdot \cos\phi; \quad (7.6)$$

$$P = 32 \cdot 0,93 = 29,76 \text{ МВт.}$$

Трансформатор үш ауысымда жұмыс істегендіктен, трансформаторлардың максимум қолдану сағаты $T_m = 4800 - 6000$. Максимумды қолдану уақыты $T_m = 5560$ сағат деп таңдадым. Ендігі кезекте максимал жүктеме кезіндегі жылдық есептік сағаттық қуатты анықтаймыз. Осыдан шығатыны:

$$W = P \cdot T_m; \quad (7.7)$$

$$W = 32 \cdot 5560 = 177,92 \text{ мың кВт} \cdot \text{сағ.}$$

Өзіндік құнды анықтау:

$$S = I_{\text{ж}} W; \quad (7.8)$$

$$S = 50,549 / 177,92 = 0,284 \frac{\text{тг}}{\text{кВт} \cdot \text{сағ.}}$$

Өзіндік құнға 10%-дық табысты ескеріп есептейтін болсақ:

$$S_{\text{ПС}} = S \cdot 1,1 = 0,284 \cdot 1,1 = 0,314 \frac{\text{тг}}{\text{кВт} \cdot \text{сағ.}} \quad (7.9)$$

20%-дық корпоративті салықты ескеріп, жылдық табысты есептеу:

$$\sum P_{\text{ж}} = W \cdot 0,1 \cdot S_{\text{ПС}} \cdot 0,8; \quad (7.10)$$

$$\sum P_{\text{ж}} = 177,92 \cdot 0,1 \cdot 0,314 \cdot 0,8 = 4,46 \text{ млн.тг.}$$

Алматы қаласындағы электр энергиясы 2019 жылдың тарифіне сәйкес 16,53 теңге/кВт·сағ құрайды. Қосалқы стансаның баға түрлену механизімін қарастырайық:

- электр стансасынан электр энергияны сатып алу (7,78 теңге/кВт·сағ);
- КЕГОК ҰЭТ тарифі (1,93 теңге/кВт·сағ);
- «АЖК» тарифі (5,63 теңге/кВт·сағ);
- «БЕК» ЖШС жеке тарифі (0,694 теңге/кВт·сағ).

Сол кезде қосалқы стансаның электр энергиясының өзіндік құны 16,034 теңге/кВт·сағ құрайды. Электр энергияны тұтынушыларға 16,53 теңге/кВт·сағ бағасымен сатқан кезде, ЖШС 0,496 теңге/кВт·сағ көлемінде кіріс алады

$$\sum \Pi_{\text{жк}} = W \cdot 0,8 \cdot 0,496 = 177,92 \cdot 0,8 \cdot 0,496 = 70,59 \text{ млн. тг.} \quad (7.11)$$

Жалпы кіріс:

$$\sum \Pi = \sum \Pi_{\text{ж}} + \sum \Pi_{\text{жк}} = 4,46 + 70,59 = 75,02 \text{ млн.тг.} \quad (7.12)$$

7.2 Инвестициялар эффективтілігін есептеу

Электр энергетикасы капитал сыйымдылығының саласы болғандықтан, әдетте күрделі салымдарды қайтару уақыты 3 жылдан басталады. Сондықтан ұзақ мерзімді инвестициялар жасамас бұрын, бірінші кезекте тиімділік немесе эффективтілік болжамы жасалатын болады. Ол келесі шамалар үшін есептеледі:

- таза келтірілген құн – NPV;
- инвестициялар рентабельділігінің индексі – PI;
- пайданың ішкі нормасы – IRR;

Жалпы жағдайда ТЭН үшін NPV мен PI есептесе жеткілікті.

Таза келтірілген құн (NPV – Net Present Value) дисконтталған ақша ағыны әдістер тобына жатады.

I_0 – жобаның басталуына кететін инвестициялар соммасы дейтін болсақ, PV – жобаның экономикалық өмірі бойындағы уақытқа сай ақша ағынының құны. Дисконтталған пайданың жиналған жалпы шамасы:

$$PV = I_0 - \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (7.13)$$

мұндағы, r – дисконт нормасы;

n – жоба реализациясының өтп. периодтар саны;

CF – төлемдердің жыл сайынғы таза ағымы.

CF өзіне таза кіріс пен амортизациялық ауыстырылымдарды қосады. Таза келтірілген құн:

$$NPV = \sum_{n=1}^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0. \quad (7.14)$$

Егер де есептелинге NPV оң таңба шықса ($NPV > 0$), жоба өзінің жұмсаған шығындарын қайтарып алады. Егер теріс сан шықса ($NPV < 0$), онда жобаның кірісі нарықтық көрсеткіштен аз, сондықтан жобаға инвестиция жасалынбайды. Төлемдердің жыл сайынғы таза ағымын есептеу:

$$CF = P_c - I_{ao}, \quad (7.15)$$

мұндағы, P_c - таза кіріс, млн.тенге; I_a – амортизациялық асоқарымдар, млн.тенге.

$$CF = 75,02 + 20,19 = 95,21 \text{ млн. тг.}$$

7.4 кесте – NPV есебінің нәтижесі.

Жылдар	CF, млн тенге	$1/(1+i)^n$, 10%	PV, млн тенге	NPV, млн тенге
0	635,071	1	635,071	-635,071
1	95,21	0,9	85,68	-549,391
2	95,21	0,826	78,64	-470,751
3	95,21	0,753	71,69	-399,061
4	95,21	0,683	65,02	-334,041
5	95,21	0,620	59,03	-275,011
6	95,21	0,564	53,69	-221,321
7	95,21	0,513	48,84	-172,481

7.4 кестенің жалғасы .

8	95,21	0,466	44,36	-128,121
9	95,21	0,424	40,36	-87,761
10	95,21	0,385	36,65	-51,111
11	95,21	0,350	33,32	-17,791
12	95,21	0,318	30,2	12,409

Рентабелділік индексі таза дисконтталған құтқан айырмашылығы салыстырмалы көрсеткіш болып саналады. Жобаларды таңдасоқа, егер олардың NPV бірдей болған кезде PI қарап таңдауға болады.

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{PV_t}{(1+i)^t}}{K_0} = \frac{647,48/0,318}{635,071} = 3,20. \quad (7.16)$$

PP анықтау (орнын толтыру мерзімі).

Бұл әдіс бастапқы инвестицияның қайтарылымын анықтау болып табылады:

$$PP = \frac{\sum K}{CF}; \quad (7.17)$$

$$PP = \frac{635,071}{95,21} = 6,67 \text{ жыл.}$$

PP анықтау әдісі бойынша салыған инвестициялар өзін 6,67 жылда ақтап шықты.

Пайданың ішкі нормасы келесі формула арқылы табылады:

$$CF = \frac{I_c}{(1 - \sqrt[n]{1 - IRR})} \cdot 100\%; \quad (7.18)$$

$$IRR = \left(1 - \sqrt[3]{\frac{95,21}{635,071}} \right) \cdot 100\% = 46\%$$

Қорытынды: Дипломдық жобаның экономикалық бөлімінде ҚС-ны салудағы техника-экономикалық көрсеткіштер анықталып, жобаның тиімділігі есептелді. NPV әдісі бойынша ҚС 12 жылда, PP әдісі бойынша 6,67 жылда ақталады. Пайданың ішкі нормасы $IRR = 46\%$ құрайды.

Қорытынды

Дипломдық жобада, №207 110/10 кВ қосалқы станциясың релелік қорғанысы есептеп, орнаттым. Тұтынушыларға электр энергиясын үздіксіз беру негізгі шарттардың бірі болғандықтан, сезімталдықтың барлық жағдайларын орындауға ерекше назар аударылды.

Дипломдық жобаның алғашқы мәліметтеріне сай жобаға берілген бастапқы сұлбаны MULTISIM бағдарламасында модельдеп үш фазалы қысқа тұйықталу токтарын тауып алдым, сол токтарды пайдалана отырып қосалқы станцияға қондырғылармен мен коммутациялық аппараттар таңдап алынды.

Электр тораптарының сенімді жұмысы үшін релелік қорғаныс және аварияға қарсы автоматика (РҚА) құрылғыларын дұрыс орындау және таңдау өте маңызды және оның ішінде РҚА аппаратурасының жұмыс істеу параметрлерімен іске қосылу тағайындамаларын дұрыс таңдау.

Трансформатор үшін негізгі қорғаныс, дифференциалдық қорғаныс ретінде Schneider Micom компаниясының Р642 терминалын таңдап алдым, ал қосымша қорғаныс МТҚ үшін Р141 қорғаныс қондырғысы таңдалды. Ал қорғалатын желілер үшін дистанциондық қорғаныс пен нөлдік реттілік ток қорғанысы ретінде Micom Р441 терминалы қолданылды.

Арнайы бөлімде 10 кВ синхронды электр қозғалтқыштың фаза аралық қысқа тұйықталу тогынан қорғау қарастырылды. Оның қуаты 5 МВт көп болғандықтан ДЗТ және ДТҮ дифференциалдық қорғаныстары қойылды, Сезімталдық керек талаптарға жауап берді.

Дипломдық жобаның экономикалық бөлімінде №207 110/10 кВ қосалқы станциясы құрылысының техникалық-экономикалық көрсеткіштері анықталып, жобаның тиімділігі есептелді.

«Өміртіршілік қауіпсіздігі» бөлімінде электр тогының адамға әсерін, электр тогының қауіпсіздік критерилерін теориялық түреде қарастырып, сондай-ақ қосалқы станциядағы диспечерлік пунктын диспечерлік бөлмесінің жасанды жарықтандыру жүйесін есептеп, Phillips компаниясының MASTER TL-D Super 80 36W/840 1SL/25 типті люминафорлы лампысын орнаттық.

Әдебиеттер тізімі

Негізгі:

1. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрлік станса қосалқы стансаның электр қондырғылары. – 4-е изд., стер. М.: Академия, 2007. - 448 с.

2. М.В. Башкиров, Н.Н. Арыстанов. Жоғарғы кернеу желілеріндегі микропроцессорлық реле және жаңа заман талабына сай қорғау түрлері. 050718-Электроэнергетика мамандығына арналған №1,2 есептік сызбалық жұмыс әдістемелік құрал.- Алматы, 2008г.
3. Методические указания по выбору параметров ортабатывания орнройств РЗА подстанцииоткого оборсоқования производства ЗАО «АРЕВА Отп.педача и Распределение»
4. 110кВ ажыратқышқа арналған Сименс компаниясының каталогы. Акционерное общество «Сименс». с Siemens AG 2002.
5. <http://forca.ru/v/sobi2Task,sobi2Details/catid,0/sobi2Id,79/>
6. <http://zaovec.ru/catalog.aspx?item=1697>
7. <https://voltten.com/tfm-110-transformator-toka-izmeritelnyj-maslyanyj/>
8. 10 кВ ток трансформаторына арналған «ЭлектроПромСнаб» компаниясының каталогы. ТОО «ЭлектроПромСнаб» 2018.
9. 110 кВ өлшеуіштік кернеу трансформаторына арналған «Завод электротехнического оборсоқования (ЗЭТО) « компаниясының каталогы.
10. 10 кВ өлшеуіштік кернеу трансформаторына арналған «ЛЭПРФ « компаниясының каталогы.
11. Каталог шинопроводов литой изоляцией powerduct номинальное напряжение до 1 кВ номинальный ток до 6300 А.
12. Каталог предохранители высоковольтные серии ПКТ, ПКН
- 13.<http://electricalschool.info/main/elsnabg/885-gazovaja-zashhitatransformatorov.html>
14. <http://envolga.ru/product/rele/rzt/rele-rgchz-66/>
15. Торғаев Ә.Ә. Электр қауіпсіздігі негіздері. 5В073100 – Қоршаған ортаны қорғау және өмір тіршілігінің қауіпсіздігі мамандығының стсокенттері үшін дәрістер жинағы. – Алматы: АЭЖБУ, 2013 – 40 б.
16. <http://delta-grup.ru/bibliot/16/42.htm>
19. <https://students-library.com/library/read/31103-elektriceskij-tok-kriteriibezopasnosti-osnovnyue-priciny-i-uslovia-porazenia-sposoby-i-sredstva-zasity>
20. Абдимуратов Ж.С., Мананбаева С.Е. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выполнению раздела «Расчет производстветкого освещения» в выпускных работах для всех специальностей. Бакалавриат - Алматы: АИЭС, 2009. - 20 с.
21. PHILIPS компаниясының MASTER TL-D Super 80 36W/840 1SL/25 лампасының каталогы

22. <https://finswin.com/projects/ekonomika/teo-proekta.html> 23. Жакупов А. А., Валиева Л. Ш., Хижняк Р. С. Методическое указания по выполнению эконоом части – Алматы: АУЭС; 2016. – 38 с.

Қосымша:

24. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под ред. С.С. *Рокотяна* и И.М, Шапиро. М.: Энергоатомиздат .

25. Чернобровов Н.В. . «Релейная защита»: Учебное пособи для техникумов». – М.: Энергоатомиздат, 1974.

26. Долин П.А. Основы техники безопасности в электроорнановках: учеб. Пособие для вузов. – 2-е изд., отп.пераб. и рұқ. – М: Энергоатомиздат, 1984.-448 с.

А қосымша

А1 сурет – 8 желідегі бір фазалы ҚТ.

А2 сурет – 8 желідегі екі фазалы
ҚТ.

А қосымшасының жалғасы

А3 сурет – ^{||} 8 желідегі минималды режимдегі бір фазалы ҚТ.

|
:
:
:

А4 сурет – 6^{||} желідегі бір фазалы ҚТ.

А5 сурет – 6 желідегі екі фазалы ҚТ

А6 сурет – 8 желінің екінші сатысын анықтау. Бір фазалы ҚТ.

А7 сурет – 8 ^{||} желінің екінші сатысын [|] анықтау. Екі
фазалы ҚТ. [|]



А8 сурет – 4^{||} желідегі бір фазалы ҚТ.[|]

А9 сурет – 4 желідегі екі фазалы ҚТ.

|

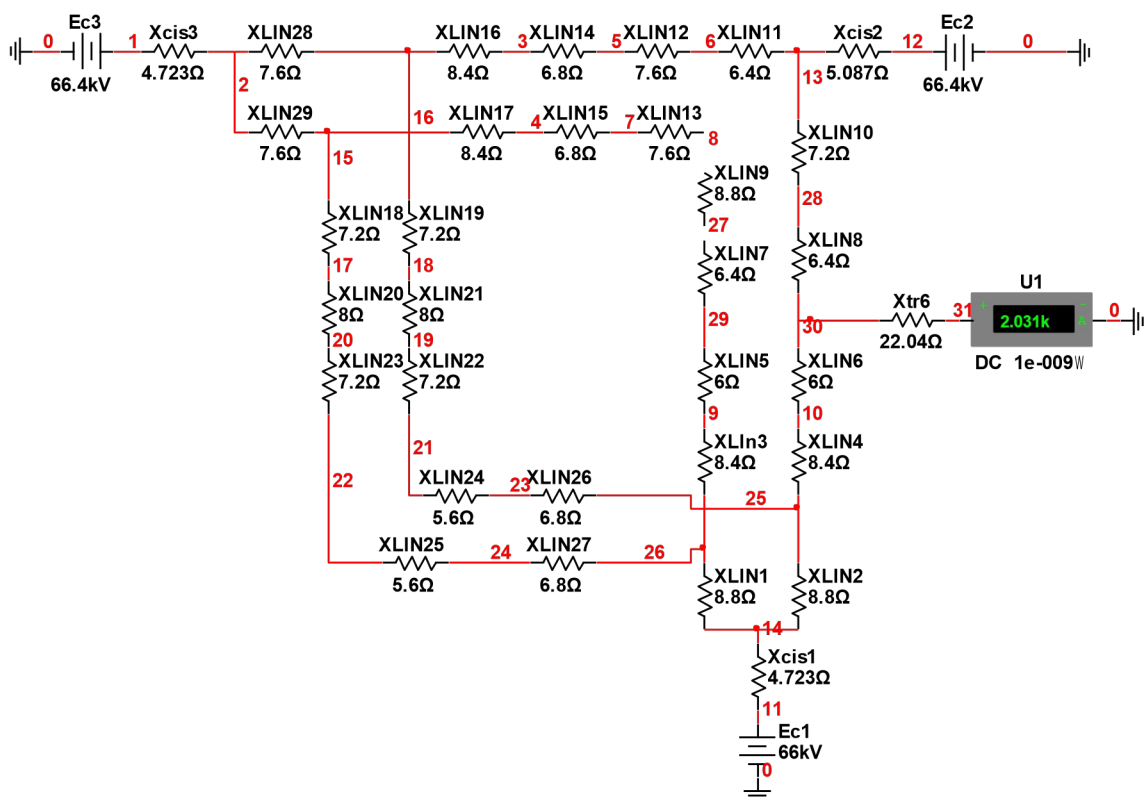
⋮

•		<i>A қосымшасының жалғасы</i>
A10 сурет – 6 желінің фазалы ҚТ	екінші	сатысын анықтау. Бір
<i>A қосымшасының</i>		<i>жалғасы</i>

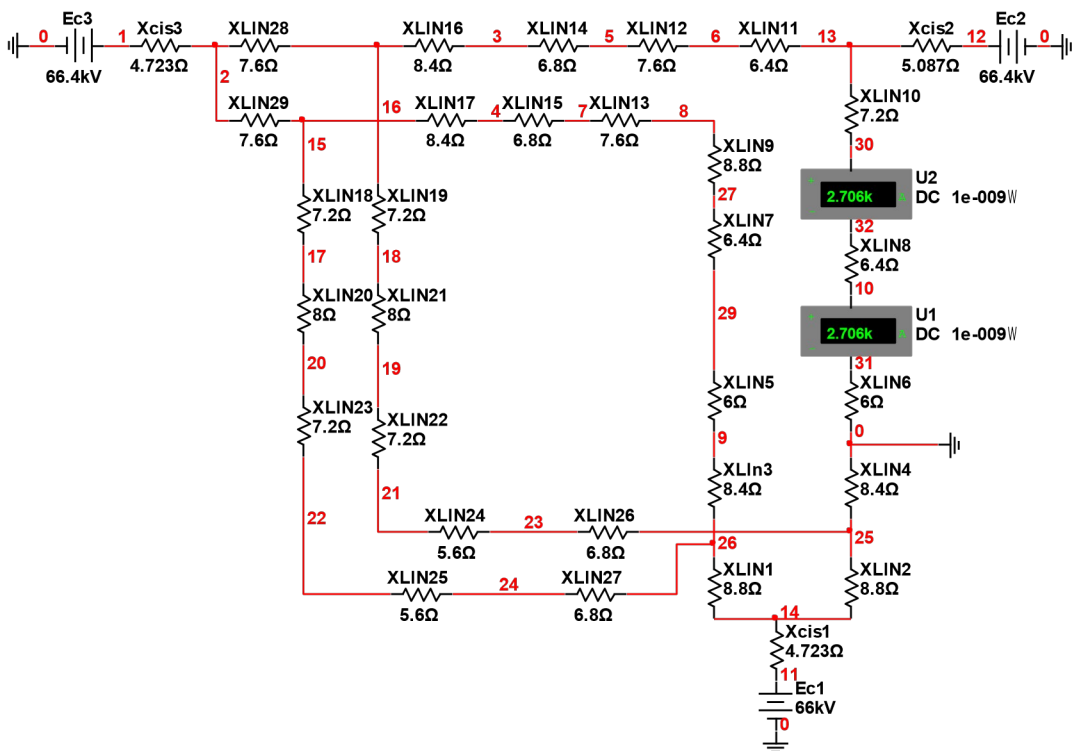
A11 сурет – 6 желінің екінші сатысын анықтау. Екі фазалы ҚТ.
A қосымшасының жалғасы

|

<p>А12 сурет \parallel – 8 анықтау. Бір фазалы <i>А қосымшасының</i></p>	<p>желінің ҚТ.</p>	<p>\parallel үшінші сатысын <i>жалғасы</i></p>
<p>А13 сурет –8 желінің үшінші фазалы ҚТ.</p>	<p></p>	<p>сатысын анықтау. Екі</p>

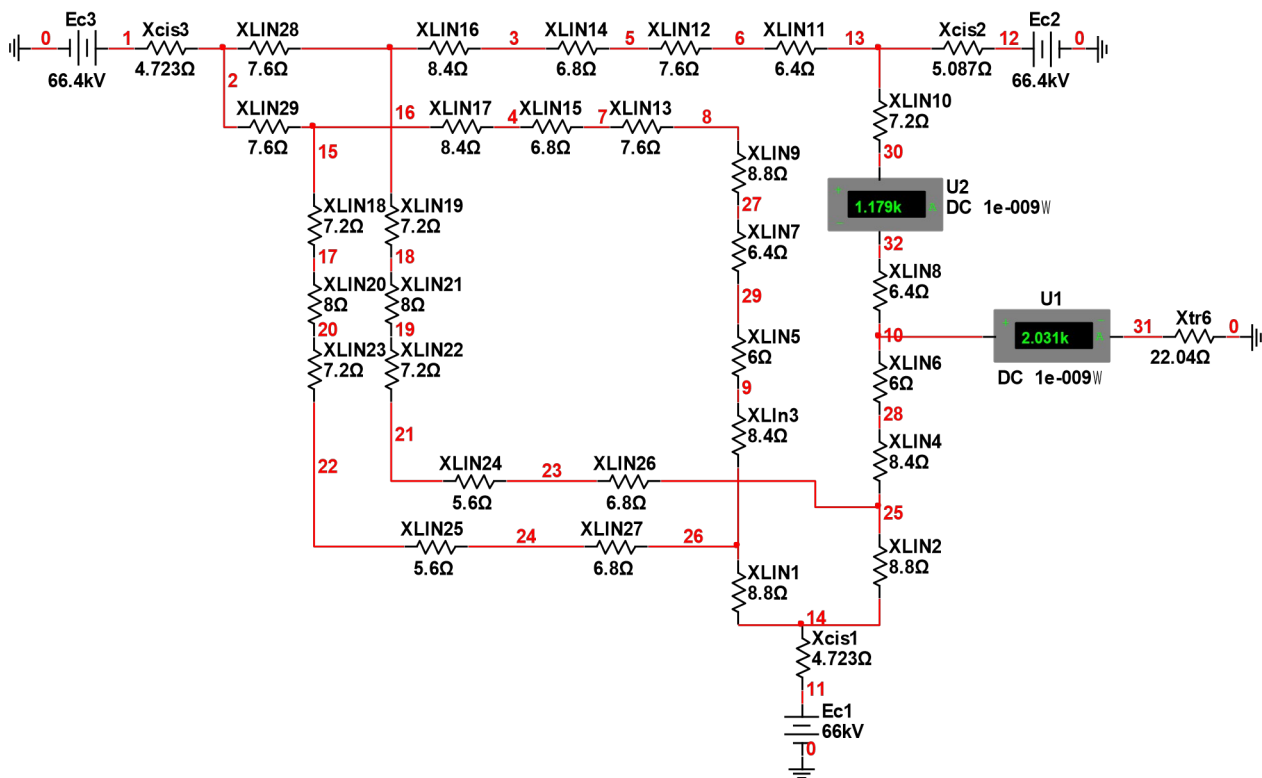


А14 сурет – TR6 соңындағы ҚТ



A15 сурет - Л6 желі соңындағы ҚТ кезінде $I_{Л8}$ және $I_{Л6}$ желілерінде ағатын ток.

А қосымшасының жалғасы



А16 сурет – Т6 трансформаторының ТК соңындағы қысқа тұйықталу.

Б қосымша

Төмендегі суреттерде Р642 дифференциалдық қорғаныстың параметрлерін баптау көрсетілген.

Наименование	Оценка	Адрес (C.R)
SYSTEM DATA		
Language	English	00.01
Sys Fn Links	0	00.03
Description	MIKOM P642	00.04
Plant Reference	MIKOM	00.05
Frequency	50 Hz	00.09
DATE AND TIME		
CONFIGURATION		
Setting Group	Select via Menu	09.02
Active Settings	Group 1	09.03
Setting Group 1	Enabled	09.07
Setting Group 2	Disabled	09.08
Setting Group 3	Disabled	09.09
Setting Group 4	Disabled	09.0A
Diff Protection	Enabled	09.0C
REF Protection	Disabled	09.0E
Overcurrent	Disabled	09.10
NPS OverCurrent	Disabled	09.11

Б1 сурет – Негізгі баптаулар, жүйенің деректері.

CT AND VT RATIOS		
Vx VT Primary	110.0 kV	0A.07
Vx VT Secondary	100.0 V	0A.08
Polarity	Standard	0A.11
Primary	100.0 A	0A.12
Secondary	5.000 A	0A.13

Б2 сурет – Трансформатордың бірінші реттік және екінші реттік мәндері.

MEASURE'T SETUP		
Default Display	Description	0D.01
Local Values	Secondary	0D.02
Remote Values	Secondary	0D.03
Measurement Ref	IAI	0D.04
Measurement Mode	0	0D.05

Б3 сурет – Қолданылатын шаралардың баптаулары.

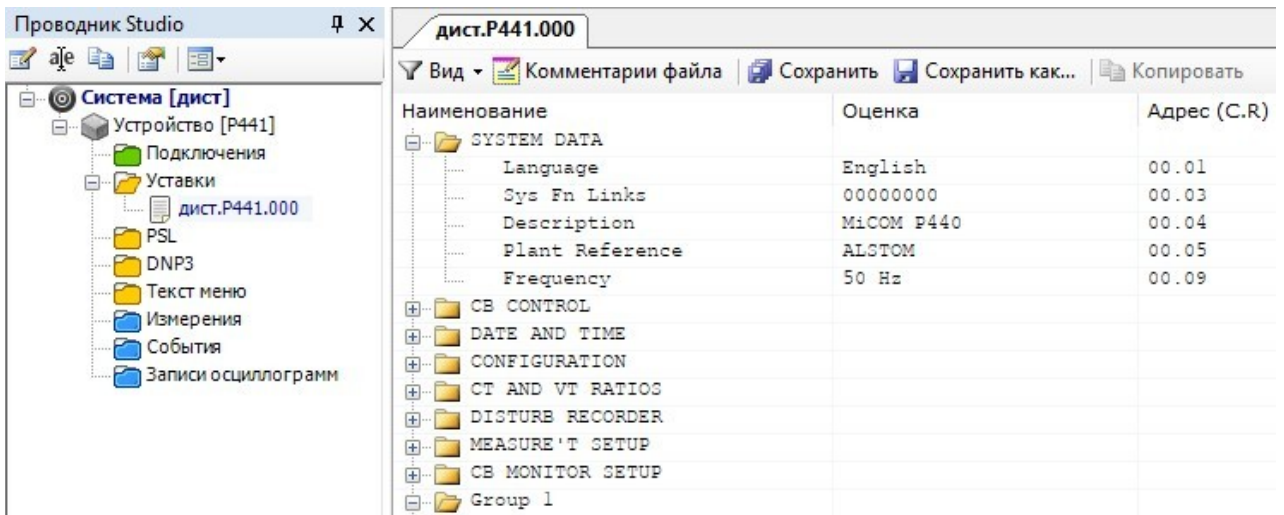
Group 1			
GROUP 1 SYSTEM CONFIG			
Winding Type	Conventional		30.02
HV CT Terminals	01		30.03
LV CT Terminals	10		30.04
Ref Power S	16.00 MVA		30.07
HV Connection	Y-Wye		30.08
HV Grounding	Grounded		30.09
HV Nominal	110.0 kV		30.0A
HV Rating	16.00 MVA		30.0B
Reactance 10.00%	10.00 %		30.0C
LV Vector Group	0		30.0D
LV Connection	Y-Wye		30.0E
LV Grounding	Grounded		30.0F
LV Nominal	10.00 kV		30.10
LV Rating	16.00 MVA		30.11
Phase Sequence	Standard ABC		30.5E
CT1 Reversal	No Swap		30.60
CT2 Reversal	No Swap		30.61

Б4 сурет – Жүйе конфигурациясының баптаулары

Group 1			
GROUP 1 SYSTEM CONFIG			
GROUP 1 DIFF PROTECTION			
Trans Diff	Enabled		31.01
Set Mode	Simple		31.02
Is1	360.0e-3 PU		31.03
K1	70.00 %		31.04
Is2	2.100 PU		31.05
K2	50.00 %		31.06
tDIFF LS	0 s		31.07
Ih(2)%>	15.00 %		31.31
Cross blocking	Disabled		31.32
5th harm blocked	Disabled		31.33
Circuitry Fail	Enabled		31.40
Is-cctfail>	100.0e-3 PU		31.41
K-cctfail	10.00 %		31.42
tIs-cctfail>	5.000 s		31.43

Б5 сурет – Дифференциалдық қорғаныстың енгізілетін параметрлері.

Келесі төменде көрсетілген суреттерде Нөлдік реттілік трансформаторлық қорғаныспен дистанциондық қорғаныстың параметрлерін енгізу суреттері.



Б6 сурет – Негізгі баптаулар, алғашы деректер терезесі.

CONFIGURATION			
Setting Group	Select via Menu		09.02
Active Settings	Group 1		09.03
Setting Group 1	Enabled		09.07
Setting Group 2	Disabled		09.08
Setting Group 3	Disabled		09.09
Setting Group 4	Disabled		09.0A
Dist. Protection	Enabled		09.0D
Power-Swing	Disabled		09.10
Back-up I>	Disabled		09.11
Neg Sequence O/C	Disabled		09.12
Broken Conductor	Disabled		09.13
Earth Fault O/C	Enabled		09.14

Б7 сурет – Терминал конфигурациясы.

Б қосымшасының жалғасы

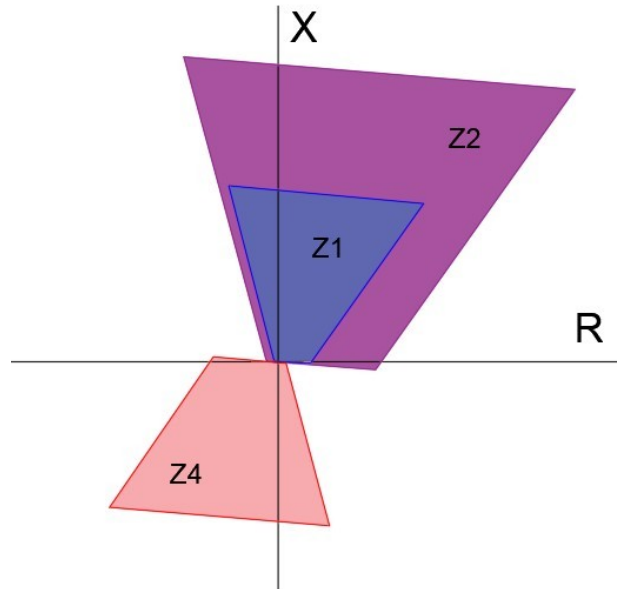
Group 1		
GROUP 1 DISTANCE ELEMENT		
Line Length	16.00 km	30.02
Line Impedance	6.400 Ohm (3.200 Ohm)	30.04
Line Angle	60.00 deg (j 5.543 Ohm)	30.05
Zone Status	11110	30.07
kZ1 Res Comp	1.000	30.08
kZ1 Angle	0 deg	30.09
Z1	5.440 Ohm	30.0A
R1G	0 Ohm	30.0C
R1Ph	0 Ohm	30.0D
tZ1	0 s	30.0E
kZ2 Res Comp	1.000	30.0F
kZ2 Angle	0 deg	30.10
Z2	9.400 Ohm	30.11
R2G	0 Ohm	30.12
R2Ph	0 Ohm	30.13
tZ2	200.0 ms	30.14
kZ3/4 Res Comp	1.000	30.15
kZ3/4 Angle	0 deg	30.16
Z3	81.30 Ohm	30.17
R3G-R4G	0 Ohm	30.18
R3Ph-R4Ph	0 Ohm	30.19
tZ3	400.0 ms	30.1A
Z4	5.100 Ohm	30.1B
tZ4	1.200 s	30.1C

Б8 сурет – Дистанциондық қорғаныстың бірінші, екінші, үшінші, төртінші сатысының баптаулары.

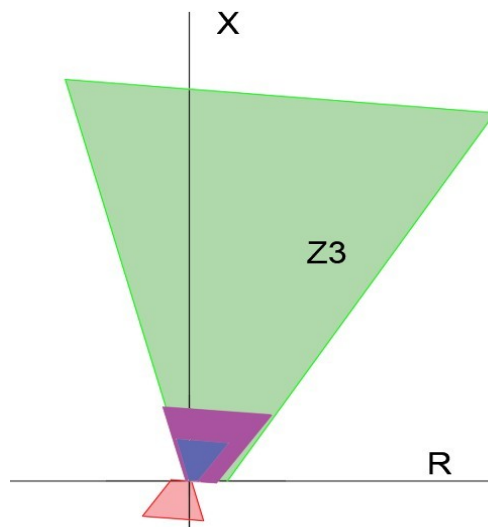
Group 1		
GROUP 1 LINE PARAMETERS		
GROUP 1 DISTANCE SETUP		
GROUP 1 DIST. ELEMENTS		
GROUP 1 SCHEME LOGIC		
GROUP 1 EARTH FAULT		
IN>1 Status	Enabled	38.01
IN>1 Function	DT	38.25
IN>1 Directional	Directional Fwd	38.26
IN>1 Current Set	24.5 A	38.29
IN>1 Time Delay	0 s	38.2C
IN>1 tRESET	0 s	38.33
IN>2 Status	Enabled	38.35
IN>2 Function	DT	38.36
IN>2 Directional	Directional Fwd	38.37
IN>2 Current Set	11.70 A	38.3A
IN>2 Time Delay	200.0 ms	38.3D
IN>2 tRESET	0 s	38.44
IN>3 Status	Enabled	38.46
IN>3 Directional	Directional Fwd	38.47
IN>3 Current Set	7.350 A	38.4A
IN>3 Time Delay	400.0 ms	38.4B
IN>4 Status	Enabled	38.4D
IN>4 Directional	Directional Fwd	38.4E
IN>4 Current Set	1.600 A	38.51
IN>4 Time Delay	1.200 s	38.52

Б9 сурет – НРТҚ бірінші, екінші, үшінші, төртінші сатысының баптаулары

Б қосымшасының жалғасы



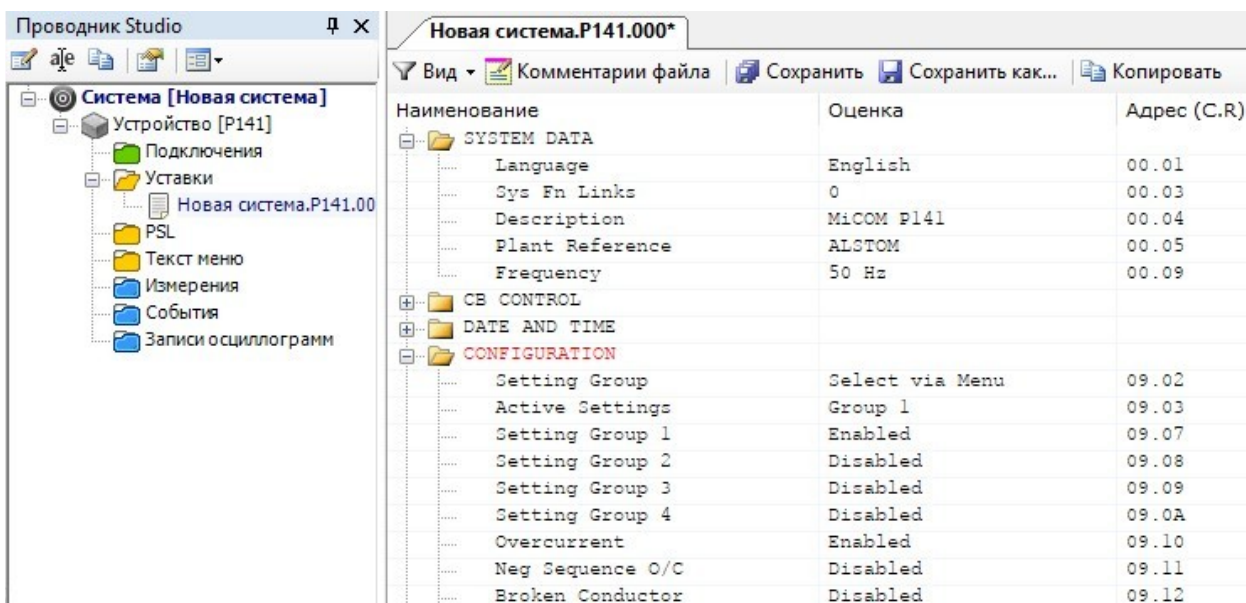
Б10 сурет – Дистанциондық қорғаныстың сатыларның жұмыс ітеу аймағы.



Б11 сурет – Дистанциондық қорғаныстың үшінші сатысының жұмыс ітеу аймағы.

Төмендегі суреттерде Р141 МТҚ және асқын жүктеме қорғанысының баптауларының суреттері көрсетілген.

Б қосымшасының жалғасы



Б12 сурет – Негізгі баптаулар, жүйе деректері және терминал конфигурациялары.

Group 1		
GROUP 1 OVERCURRENT		
I>1 Function	DT	35.01
I>1 Direction	Non-Directional	35.02
I>1 Current Set	12.10 A	35.03
I>1 Time Delay	1.300 s	35.04
I>1 tRESET	0 s	35.08
I>2 Function	DT	35.09
I>2 Direction	Non-Directional	35.0A
I>2 Current Set	4.64 A	35.0B
I>2 Time Delay	1.600 s	35.0C
I>2 tRESET	0 s	35.10
I>3 Status	Disabled	35.11
I>4 Status	Disabled	35.16
I> Char Angle	45.00 deg	35.1A
I> Blocking	1111	35.1B
VCO Status	Disabled	35.1D

Б13 сурет – МТҚ және асқын жүктеме қорғанысының баптаулары.