

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы  
АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Өндірістік кәсіпорындарды электрмен жабдықтау кафедрасы

«Қорғауға жіберілді»

Кафедра меңгерушісі

доцент, т.ғ.к. Бакенов К.А.

(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 ж.  
(қолы)

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

Тақырыбы: 110/35/10 кВ 2х40 МВА №9 трансформатор  
станциясының қалыптасуы және электр энергиясының  
коммерциялық есебін; Алматы қаласындағы

5B071800 – Электр энергетикасы мамандығы бойынша

Орындаған Шадаташева Май Қуанышбайқызы РЗк-10-01  
(аты-жөні) (тобы)

Жетекші Жезуев Нурмаханов Е.Р.  
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Кеңесшілер :

Экономикалық бөлім бойынша:

аға оқытушы Түлегенова С.К.  
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)  
«23» 05 2014 ж.  
(қолы)

Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бойынша:

Т.ғ.р., аға оқытушы Шадаташева Р.С.  
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)  
«22» 05 2014 ж.  
(қолы)

Есептеу техникасын қолдану бойынша :

аға оқытушы Ахметжанов Н.Н.  
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)  
«30» маусым 2014 ж.  
(қолы)

(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)

(қолы)

Мөлшер бақылаушы:

аға оқытушы Жақыпова Ж.Ш.  
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)  
«30» маусым 2014 ж.  
(қолы)

Пікір жазушы :

(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)

(қолы)

Алматы 2014

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы  
АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Электр энергетикасы факультеті  
5B071800 – Электр энергетикасы мамандығы  
Өндірістік кәсіпорындарды электрмен жабдықтау кафедрасы

жобаны орындауға берілген

ТАПСЫРМА

Студент Молдағалиева Арай Қоңғасбайқызы  
(аты - жөні)

Жоба тақырыбы 110/35/10 кВ 2х40 мм<sup>2</sup> №9 қосалқы станцияның  
резерві қорғанысы.  
ректордың «24» қыркүйек № 115 бұйрығы бойынша бекітілген.

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: «30» мамыр 20 14 ж.

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

Қосалқы станцияға үш сраптың 110/35/10кВ трансформатор бар. Қуаты 40 МВА. Біразда кермеу жеткілікті, бірінші кермеу жеткілікті, 2кВ кермеу жеткілікті. Трансформатор-матер саны есу

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

1. 110/35/10 кВ қосалқы станцияның жеткілікті бағыты жасау
2. Жеткілікті қорғанысы
3. Қосалқы станциядағы трансформатордың резерві қорғанысы
4. Трансформатордың резерві қорғанысы
5. Тағдыр қорғанысы
6. Айналыс бағыты
7. Виштіршілік қорғанысы
8. Жолаушылық бағыты





## **Аңдатпа**

Бұл дипломдық жобада “110/35/10 кВ 2x40 МВА қосалқы стансаның релелік қорғанысы және РЭС-тің электрэнергияның есебі мен бақылаудың автоматтандырылған системасын жасау”. Осы жобада қосалқы стансаның принципіалдық сұлбасы, күштік қондырғылар және жалғаулық аппараттар таңдалынған, қосалқы стансаның элементтеріне релелік қорғаныс қойылымдары есептелінген.

Өмір тіршілік қауіпсіздігі бөлімінде электр зарядының адамға әсерін және одан қорғану шараларын қарастырдым, шудың деңгейін есептедім.

Дипломдық жобаның экономикалық бөлімінде қосалқы стансаның жалпы шығындары есептелінген және оны салғандағы әкелетін пайданы таптым.

## **Аннотация**

Дипломный проект выполнен на тему “Релейная защита подстанции 110/35/10 кВ 2x40 МВА и сделать автоматическую систему контроля и учета электроэнергии РЭСа”. В проекте произведен выбор принципиальной схемы подстанции, силового оборудования и коммутационной аппаратуры, произведен расчет уставки элементов релейной защиты подстанции.

В разделе безопасности жизнедеятельности были рассчитаны и приведены меры безопасности от электрического заряда и уровень шума.

В экономической части рассчитана дипломного проекта технико-экономическая целесообразность строительство подстанции и возможная прибыль.

## **Annotation**

The degree project is executed on the subject “Relay Protection of Substation of 110/35/10 kV 2x40 MVA and to make the automatic monitoring system and the accounting of the electric power of RES”. In the project the choice of the schematic diagram of substation, the power equipment and the switching equipment is made, settled an invoice a setting of elements of relay protection of substation.

Security measures were calculated and given in the section of health and safety from an electric charge and noise level.

In economic part technical and economic expediency construction of substation and possible profit is calculated the degree project.

## Мазмұны

Кіріспе	5
1 110/35/10 кВ қосалқы стансаның электрлік бөлігін жасау	6
1.1 Қысқа тұйықталу мәндерін есептеу	6
1.2 Ажыратқыштарды таңдау	12
1.3 Айырғышты таңдау	30
1.4. Асқын кернеуді шектеушілерді таңдау	31
1.5 Тоқ трансформаторларын таңдау	31
1.6 Кернеу трансформаторларын таңдау	37
2 Желі қорғанысы	40
2.1 Желінің қорғанысы	40
2.2 110 кВ желінің қорғанысы	40
2.3 Дистанциалық қорғаныс	40
2.4 Нөлінші реттік тоқ қорғанысын есептеу	47
3 Қосалқы стансадағы трансформаторлардың релелік қорғанысы	52
3.1 REF 670 дифференциалды қорғаныстардың функциялау принциптары және негізгі сипаттамалары	52
3.2 Трансформатордың дифференциалды тоқтық қорғанысы	58
4 Трансформатордың резервті қорғанысы	59
4.1 REF 615 қорғанысы	59
4.2 Максималды тоқ қорғанысы	59
4.3 Асқын жүктеме қорғанысы	61
4.4 Қосымша қорғаныстарды параметрлеу	62
5 Газдық қорғаныс	63
5.1 Газдық қорғаныстың жұмыс істеу принципі және оның тағайындалуы	63
6 Арнайы бөлім	68
6.1 (VCTR) Кернеуді реттеу	68
6.2 (ATCC) тармақтардың ауыстырып-қосқышын автоматты бақылау функциясы	69
6.3 Бір трансформаторға арналған автоматтық кернеудің бақылауы	70
6.4 Ауыстырып-қосқыш тармағының интерфейсі (YLTC)	71
6.5 ATCC және YLTC арасындағы байланыс	72
7 Өміртіршілік қауіпсіздігі	76
7.1 Еңбек шарттарын талдау	76
7.2 Есептеулер	78
8 Экономикалық бөлім	84
8.1 Жалпы мәліметтер	84
8.2 Қосалқы стансаны салуға кететін қаржы салымдарын анықтау	85
8.3 Инвестициялық жоспар	87
8.4 Финансты-экономикалық тиімділіктің инвестициялық көрсеткіштері	91
Қорытынды	94
Әдебиеттер тізімі	95
Қосымша А	96

## Кіріспе

Бұл дипломдық жобада 110/35/10 кВ 2x40 МВА №9 қосалқы стансасының релелік қорғанысы және автоматты іске қосылу резерві қарастырылған, бұл қосалқы стансада ТДТН – 40000/110 маркалы трансформатор орнатылған. Бұл 110 кВ қосалқы станса үш энергия жүйесінен қоректенеді және төменгі кернеуден жергілікті тұтынушыларға 20 фидер шығып жатыр. Бітіру жұмысын есептеу барысында бастапқы берілген деректер бойынша қазіргі заман талаптарына сай негізгі электр жабдықтары таңдалынып, соларға тиісті релелік қорғаныс есептері жүргізілді де, кейіннен сол есептеулер нәтижесімен релелік қорғанысы аппараттарының тағайыншамалары алынды. Негізгі бөлімде желінің дистанциялы қорғанысы, нөлінші реттік тоқ қорғанысы, трансформатордың дифференциалды қорғанысы, трансформатордың резервті қорғаныстары есептелінеді.

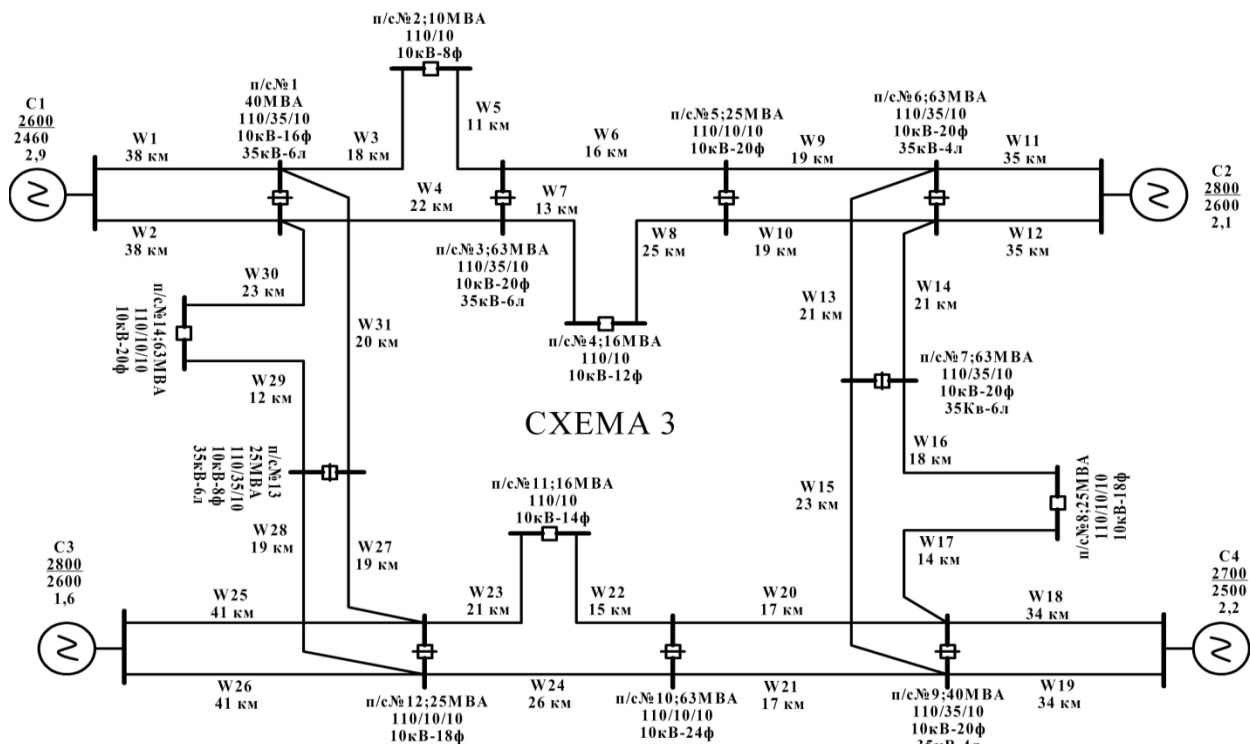
Өмір тіршілік қауіпсіздігі бөлімінде диспетчерлік орынның жұмыс істеу жағдайына талдау, жұмыс жеріндегі жарықтану, жасанды жарықтануына есептеу және қосалқы станса жерлендіргін екі қабатты жерде бағытталған потенциалдар әдісімен ұйғарынды кедергі бойынша есептеулер жүргізіледі.

Экономикалық бөлімде қосалқы стансаны салуға кететін қаражаттың қанша жылда ақталатынын анықталады.

Қазақстан Республикасының Президенті Н.Ә.Назарбаев энергетика жайында былай деген болатын: «Біз жай ғана шикізат беруден энергия ресурстарын қайта өңдеу мен аса жаңа технологиялармен алмасу саласындағы ынтымақтастыққа көшуге тиіспіз, яғни энергетиканың қарқынды дамуын қамтамасыз ету керек. Біз энергетиканың дәстүрлі түрлерін дамытатын боламыз. ЖЭС-нан шығатын қалдықтарды тазарту жөніндегі ізденістер мен жаңалықтарға, өндіріс пен тұрмыста жаңа технологиялар арқылы жаппай электр қуатын барлық жерде үнемдеуге қолдау көрсету қажет. Таяуда Еуроодақтың ірі компанияларының алғашқы ондығы Еуроодақтың әйгілі жасыл экономика тұжырымдамасы негізінде қабылданған энергетикалық стратегиясына қарсылығын жариялады. Еуроодақ оны жүзеге асырған төрт жылда 51 гигаватт энергия қуатын жоғалтты. Жасыл экономика бағдарламасымен жұмыс жүргізе отырып, біз осы қателікті ескеруіміз керек. Және де ядролық энергетиканы дамытудың келешегін ұмытпау керек. Әлемнің таяудағы даму келешегінде арзан атом энергиясына деген қажеттілік өсе түсетін болады. Қазақстан – уран өндіруде әлемдік көшбасшы. Біз АЭС отыны үшін төл өндірісімізді дамытып, атом стансасын салуға тиіспіз»

# 1 110/35/10 кВ қосалқы стансасының электрлік бөлігін жасау

## 1.1 Қысқа тұйықталу мәндерін есептеу



Сурет 1.1 – Стансаның бас электрлік сұлбасы

Бізге келесі қорек жүйелері берілген

С-1 қорек жүйесі:  $S_{кз\ max} = 2600\ MVA; S_{кз\ min} = 2400\ MVA;$

С-2 қорек жүйесі:  $S_{кз\ max} = 2800\ MVA; S_{кз\ min} = 2600\ MVA;$

С-3 қорек жүйесі:  $S_{кз\ max} = 2800\ MVA; S_{кз\ min} = 2600\ MVA;$

С-4 қорек жүйесі:  $S_{кз\ max} = 2700\ MVA; S_{кз\ min} = 2800\ MVA.$

Трансформаторлардың кедергілерін анықтау үшін оның параметрлерін білуіміз қажет.

№9 Үш орамды трансформатор параметрлері [Ә1, 616 б.]: ТДТН - 40000/110;  $S_{НОМ} = 40\ MVA; U_{ВН} = 115\ кВ; U_{СН} = 38,5\ кВ; U_{НН} = 11\ кВ; \Delta U_{рег} = \pm 16\%; U_{кBC} = 10,5; U_{кВН} = 17,5; U_{кСН} = 6,5; P_{кз} = 200\ кВт; P_{xx} = 50\ кВт; I_x = 0,6\%.$

1.1 кесте – Жүйедегі желілердің ұзындықтары және меншікті кедергісі

№ Желі	Желі ұзындығы, км	Худ, Ом/км
1	2	3
1	38	0,4
2	38	0,4



## 1.1-кестенің жалғасы

1	2	3
3	18	0,4
4	22	0,4
5	11	0,4
6	16	0,4
7	13	0,4
8	25	0,4
9	19	0,4
10	19	0,4
11	35	0,4
12	35	0,4
13	21	0,4
14	21	0,4
15	23	0,4
16	18	0,4
17	14	0,4
18	34	0,4
19	34	0,4
20	20	0,4
21	20	0,4
22	15	0,4
23	21	0,4
24	26	0,4
25	41	0,4
26	41	0,4
27	19	0,4
28	19	0,4
29	12	0,4
30	23	0,4
31	20	0,4

Берілген ұзындықтар бойынша желілердің кедергілері келесі формуламен анықтаймыз:

$$X = x_{y0} \cdot L \cdot \frac{U_0^2}{U_{cp}^2} \text{ Ом}, \quad (1.1)$$

мұндағы  $U_0=115$  кВ.

1.2 кесте – Желі кедергілері

Желі №	$X_{ж}, \text{ Ом}$
1	2
1	15,2
2	15,2
3	7,2
4	8,8
5	4,4
6	6,4
7	5,2
8	10
9	7,6
10	7,6
11	14
12	14
13	8,4
14	8,4
15	9,2
16	7,2
17	5,6
18	13,6
19	13,6
20	6,8
21	6,8
22	6

1.2-кестенің жалғасы

1	2
23	8,4
24	10,4
25	16,4
26	16,4
27	7,6
28	7,6
29	4,8
30	9,2
31	8

Үш орамды трансформатордың кедергісі келесі формуламен анықталады:

$$X_{mp} = \frac{X_{m\%}}{100} \cdot \frac{U_{\delta аз}^2}{S_{ном\ mp}} \quad (1.2)$$

Жобадағы негізгі берілген тармақталған орамды трансформатордың кедергісін есептеу:

$$X_{TB\%} = 0,5 \cdot (U_{кВН\%} + U_{кBC\%} - U_{кCH\%}) = 0,5(17,5 + 10,5 - 6,5) = 10,75\%;$$

$$X_{TC\%} = 0,5 \cdot (U_{кBC\%} + U_{кCH\%} - U_{кВН\%}) = 0,5(10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25\%;$$

$$X_{TH\%} = 0,5 \cdot (U_{кВН\%} + U_{кCH\%} - U_{кBC\%}) = 0,5(17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75\%;$$

$$X_{mpB} = \frac{X_{TB\%}}{100} \cdot \frac{U_{\delta аз}^2}{S_{ном\ mp}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 35,50\text{М};$$

$$X_{mpH} = \frac{X_{TH\%}}{100} \cdot \frac{U_{\delta аз}^2}{S_{ном\ mp}} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 22,30\text{М};$$

$$X_{mpC} = \frac{X_{TC\%}}{100} \cdot \frac{U_{\delta аз}^2}{S_{ном\ mp}} = \frac{0,25}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 0,820\text{М} \approx 0.$$

Жүйе кедергілері келесідей анықталады:

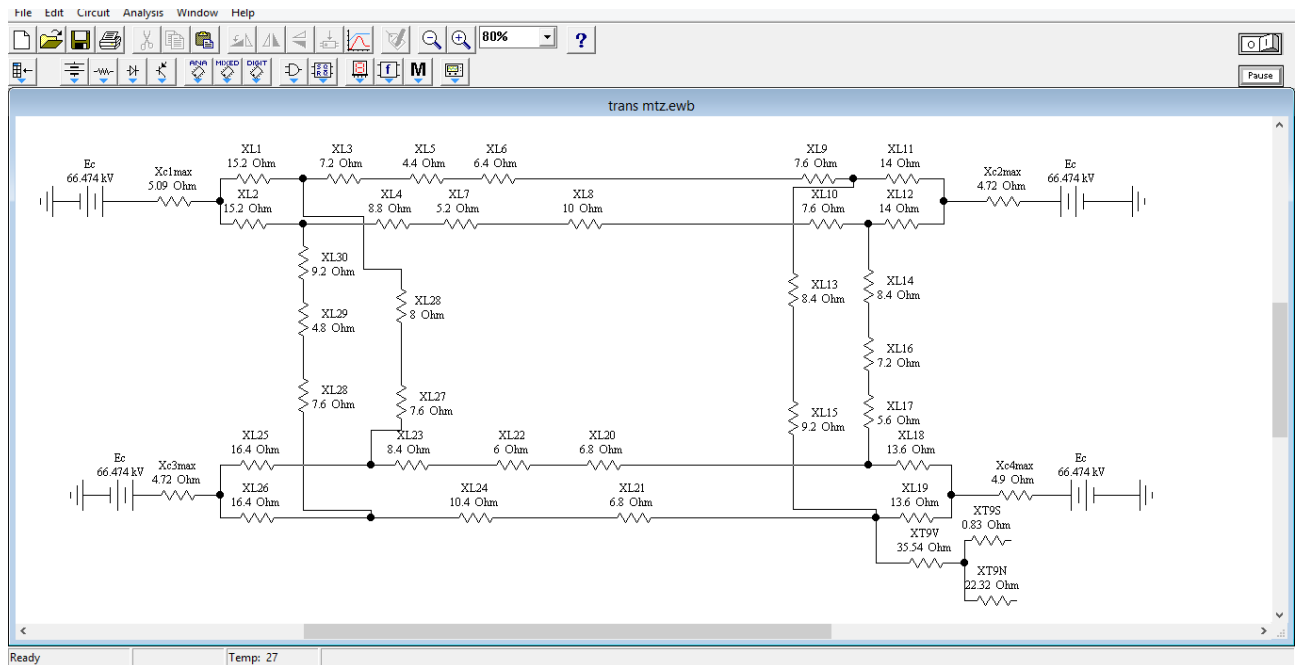
$$X_{c\max} = \frac{U_{\delta}^2}{S_{кз\max}}, \quad (1.3)$$

$$X_{c \min} = \frac{U_{\delta}^2}{S_{k3 \min}}. \quad (1.4)$$

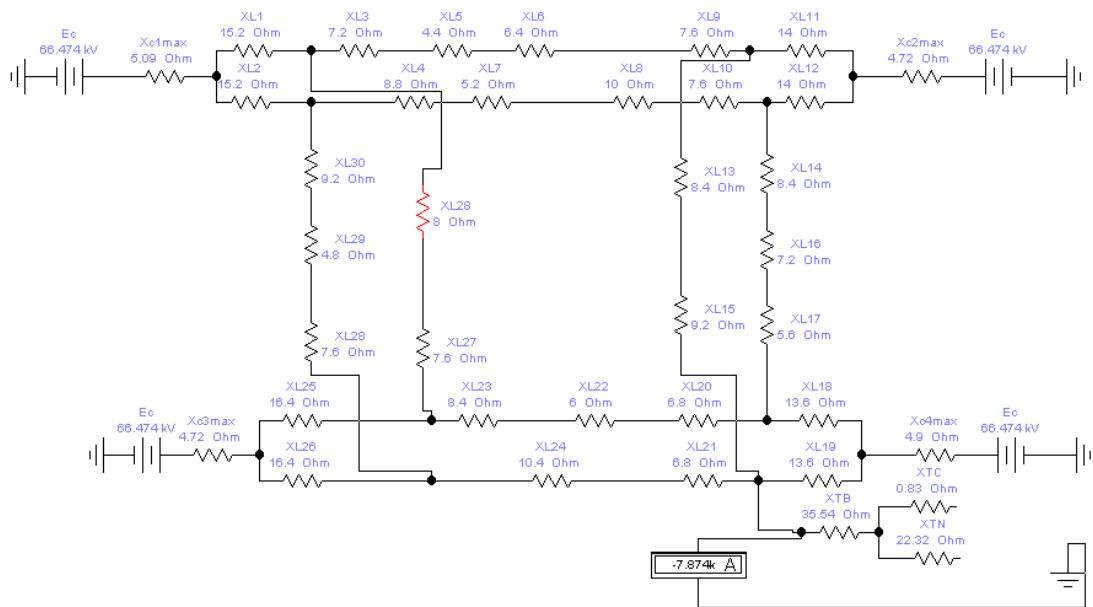
### 1.3 кесте – Шығарылым мәндері

Жүйе нөмірі	$U_{\delta}$ , кВ	Максимал режим, Ом	Минималды режим, Ом
С - 1	115	5,09	5,38
С - 2	115	4,7	5,09
С - 3	115	4,7	5,09
С - 4	115	4,9	5,29

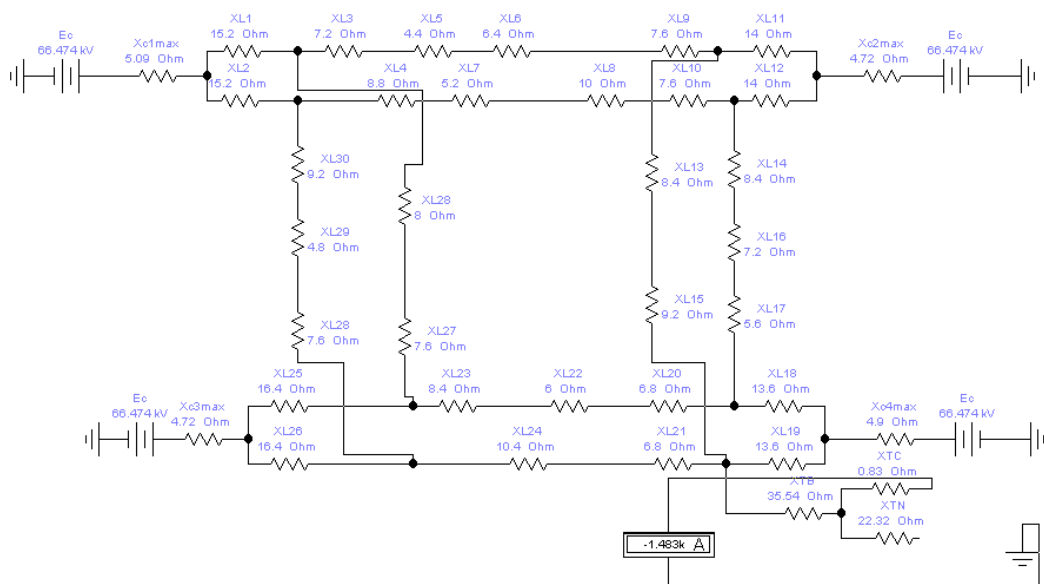
ҚТ тоқтарын есептеу үшін орынбасу сұлбасын құрастырамыз және "ELECTRONICS WORKBENCH" бағдарламасының көмегімен тоқтарды анықтаймыз. № 9 қосалқы стансаның 2 – трансформаторы бойынша есептейміз:



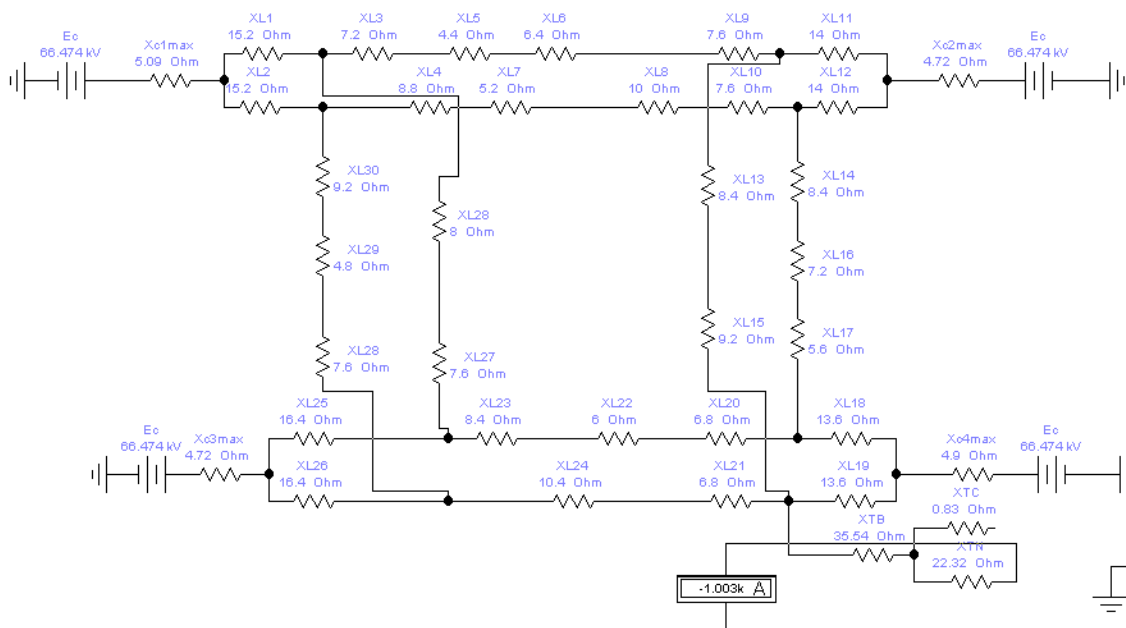
Сурет 1.1 – Жүйенің орынбасу сұлбасы



Сурет 1.2 – Трансформатордың жоғарғы кернеу жағындағы қысқа тұйықталу



Сурет 1.3 – Трансформатордың ортаңғы кернеу жағындағы қысқа тұйықталу



Сурет 1.4 – Трансформатордың төменгі кернеу жағындағы қысқа тұйықталу

Қосалқы стансаның ортаңғы кернеу жағында алынған шаманы 35 кВ келтіру керек, ол үшін алынған мәнді күштік трансформатордың трансформация коэффициентіне көбейтеміз:

$$K_T = \frac{U_{BH}}{U_{CH}} = \frac{115}{38,5} = 2,99;$$

$$I_{кз35кВ} = I_{кз} \cdot K_T = 1,483 \cdot 3 = 4,6 \text{ кА.}$$

Қосалқы стансаның төменгі кернеу жағында алынған шаманы 10 кВ келтіру керек, ол үшін алынған мәнді күштік трансформатордың трансформация коэффициентіне көбейтеміз:

$$K_T = \frac{U_{BH}}{U_{HH}} = \frac{115}{11} = 10,45;$$

$$I_{кз10кВ} = I_{кз} \cdot K_T = 1,003 \cdot 10,45 = 10,98 \text{ кА.}$$

№1 трансформатордың №2 трансформатор арасында қысқа тұйықталу айырмашылығы көп емес. Сондықтан ол жағдайды есептеуді қажет етпейді.

## 1.2 Ажыратқыштарды таңдау

МЕМСТ 687-78 –қа сәйкес ажыратқыштар мына шарттар бойынша таңдалады:

$$U_{ном} \geq U_{сети.ном}; \quad (1.5)$$

$$I_{ном} \geq I_{ном.расч}; \quad (1.6)$$

$$k_n \cdot I_{ном} \geq I_{прод.расч} = I_{раб.нб}, \quad (1.7)$$

мұндағы  $U_{ном}$  – ажыратқыштың номинал кернеуі;  
 $U_{сети.ном}$  – желінің номинал кернеуі;  
 $I_{ном}$  – ажыратқыштың номинал тоғы;  
 $I_{ном.расч}$  – номинал режимдегі есептік ток;  
 $k_n$  – ажыратқыштың мүмкін болатын жүктеменің нормаланған коэффициенті;  
 $I_{прод.расч}$  – ағымдық режимдегі есептелетін ток.

Осыдан кейін ажыратқыштың өшіру қабілеті мына шарт бойынша тексеріледі:

$$I_{вкл} \geq I_{п.о}; \quad (1.8)$$

$$i_{вкл} \geq i_{yд} = k_{yд} \cdot I_{п.о} \cdot \sqrt{2}, \quad (1.9)$$

мұндағы  $I_{вкл}$  – ажыратқыштың номинал қосылу тоғының периодты құраушысының бастапқы әсерлік мәні (номинал қосылу тоғын ҚТ ең үлкен мәнінде ажыратқыштың сенімді өшіру қабілеті деп түсіну керек);  
 $i_{вкл}$  – номинал қосылу тоғының ең шыңы.

Содан соң өшірілудің симметриялық тоғы тексеріледі:

$$I_{откл.ном} \geq I_{п.т}, \quad (1.10)$$

мұндағы  $I_{откл.ном}$  – ажыратқыштың номинал сөндіру тоғы;  
 $I_{п.т}$  – ҚТ тоғының периодты құраушысы, (ҚТ-ң бастапқы кезінде ажыратқыш түйіспелерінің тарау тоғы).

ҚТ-ң аperiodты құраушы тоғының мүмкін болу ажыратылуы келесі қатынаспен анықталады:

$$i_{а.ном} \geq i_{а.т}; \quad (1.11)$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta_{норм}}{100}, \quad (1.12)$$

мұндағы  $i_{aНОМ}$  – ажыратылудың аperiodты құраушы тоғының номинал мәні;

$\beta_{норм}$  – ажыратылу тоғындағы аperiodты құраушының нормаланған пайыздық бөлігі;

$i_{ат}$  – ҚТ тоғының аperiodты құраушысы (ҚТ-ң бастапқы кезінде ажыратқыш доғасөндіргіш түйіспелерінің тарау тоғы).

Егер  $I_{откл.НОМ} \geq I_{п.т}$ , ал  $i_{aНОМ} < i_{ат}$ , болса, онда толық тоқтардың шартты мәндерін салыстыру керек:

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.НОМ} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{норм}}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{п.т} + i_{a.т}. \quad (1.13)$$

Сөндірудің есептік уақыты  $\tau$  немесе  $t_{откл}$  өзіндік өшірілу уақытының қосындысынан құралады: ажыратқыштың өзіндік өшірілу уақыты  $t_{с.в.откл}$  мен негізгі қорғаныстың 0,01-ге тең болатын мүмкін минимал әсер ету уақыты:

$$\tau = t_{св} + t_{3min}; \quad (1.14)$$

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{с.в.откл}. \quad (1.15)$$

Ажыратқыштың электродинамикалық тұрақтылығы ҚТ-ң шектік өтпе тоғымен тексеріледі:

$$I_{пр.скв} \geq I_{п.0}; \quad (1.16)$$

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд}, \quad (1.17)$$

мұндағы  $I_{пр.скв}$  – шектік өтпе тоғының периодты құраушысының бастапқы әсерлік мәні;

$i_{пр.скв}$  – шектік өтпе тоғының ең шыңы.

Термиялық тұрақтылыққа тексеру келесі түрде болады:

$$t_{откл} \leq t_{тер}; \quad (1.18)$$

(көп кездесетін жағдай), онда тексеру шарты:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k, \quad (1.19)$$

мұндағы  $I_{тер}$  – ажыратқыштың термиялық тұрақтылығының номинал тоғы;

$t_{тер}$  – термиялық тұрақтылығының нормаланған тоғының шектеулі рұқсат етілетін уақыты;

$B_k$  – есептеу бойынша ҚТ тоғының жылулық импульсі.



Әдетте, ажыратқыштың қайта қалпына келу параметрлері бойынша тексеру жүргізілмейді, өйткені энергожүйелердің көпшілігінде ажыратқыштың түйіспелеріндегі қайта қалпына келу кернеуі сынақ шарттарына сәйкес келеді. Қайта қалпына келу кернеуінің жылдамдығын кВ/мкс тексеру қажеттілігі туындайтын болса, онда ол тек әуелік ажыратқыштар үшін іске асырылады.

*Жоғарғы кернеулі ажыратқыштарды таңдау*

Трансформатордың ЖК (110 кВ) жағындағы ажыратқыштарды таңдау

Трансформатордың ЖК жағындағы ток:

$$I_H = \frac{S_{mp}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (1.20)$$

$$I_p = 0,7 \frac{40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 140,7 \text{ A}. \quad (1.21)$$

Апаттық режим кезінде:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot I_H = 286,45 \text{ A}. \quad (1.22)$$

Осы мәндерге қарап ALSTOM маркасының DT1-45 типті элегазды ажыратқыштың параметрлері [ӘЗ]

1.4 кесте – Ажыратқыштың параметрлері

$U_{\text{НОМ}}$ кВ	110
$I_{\text{НОМ}}$ А	1200
$I_{\text{ОТКЛ.НОМ}}$ кА	40
$I_{\text{НОМ.ВКЛ}}$ кА	108
$I_{\text{ТЕР}}$ кА	40
$t_{\text{с.в.откл}}$ с	0,028
$\beta_{\text{НОРМ}}$ %	40
$t_{\text{ТЕР}}$ сек;	3

Сөндірудің есептік уақыты:

$$\tau = 0,01 + t_{\text{с.в.откл}} = 0,01 + 0,028 = 0,038 \text{ с}. \quad (1.23)$$

ҚТ соққы тоғы:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{y\delta} \cdot I_{\text{кз}}, \quad (1.24)$$

мұндағы  $\kappa_{\text{вд}} = 1,65$  – соқтық коэффициенті;

$I_{\text{кз}} = 7,87 \text{ кА}$  – ЖК жағындағы үшфазалы ҚТ тоғы.

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 7,87 = 18,36 \text{ кА};$$

$$I_{пвн} = 7,87 \text{ кА}; T_a = 0,03 \text{ с};$$

$$i_{a\tau.вн} = \sqrt{2} \cdot I_{пвн} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}; \quad (1.25)$$

$$i_{a\tau.вн} = \sqrt{2} \cdot 7,87 \cdot e^{\frac{-0,038}{0,03}} = 3,13 \text{ кА}.$$

$I_{откл.ном} > I_{п.т.вв}$ ,  $i_{a.ном} > i_{a\tau.вн}$  болғандықтан, ажыратқышты сөндіру қабілетіне тексеру ҚТ толық тоғы бойынша жүзеге асады. Сөндірудің толық тоғы:

$$I_{п.т.вн} = I_{п.0.вн};$$

$$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА} > I_{п.т.вн} = 7,87 \text{ кА};$$

$$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau};$$

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл.ном}}{100}; \quad (1.26)$$

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40\% \cdot 40}{100} = 22,63 \text{ кА}.$$

$t_{тер} = 3$  с болғандықтан, жылулық тұрақтылыққа тексеру мына шартпен орындалады:  $T_a = 0,03$  с;  $t_{откл} = 0,05$  с;  $I_{п0вн} = 7,87$  кА;  $I_{тер} = 40$  кА;

$$B_{\kappa} = I_{п.0.вн}^2 [t_{откл} + T_a]; \quad (1.27)$$

$$B_{\kappa} = 7,87^2 \cdot [0,05 + 0,03] = 4,96 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{\kappa}; \quad (1.28)$$

$$40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 4,96 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

1.5 кесте – ALSTOM маркасының DT1-45 типті элегазды ажыратқыштың параметрлері [ӨЗ]

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
1	2	1	2
$U_{ном}, \text{кВ}$	110	$U_{уст.ном}, \text{кВ}$	110

$I_{\text{НОМ}}, \text{ А}$	1200	$I_{\text{раб.мах}}, \text{ А}$	286,45
$I_{\text{откл.ном}}, \text{ кА}$	40	$I_{\text{н.т}}, \text{ кА}$	7,87

### 1.5-кестенің жалғасы

1	2	1	2
$i_{\text{а.ном}}, \text{ кА}$	22,63	$i_{\text{а.т.вн}}, \text{ кА}$	3,13
$I_{\text{дин}}, \text{ кА}$	40	$I_{\text{н,0}}, \text{ кА}$	7,87
$i_{\text{дин}}, \text{ кА}$	108	$i_{\text{y}}, \text{ кА}$	18,36
$I_{\text{тер}}^2 * t_{\text{тер}}, \text{ кА}^2 * \text{с}$	4800	$B, \text{ кА}^2 * \text{с}$	4,96

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

110 кВ шинадағы секциялық ажыратқышты таңдау:

$$I_n = \frac{S_{\text{тп}}}{\sqrt{3} \cdot U_n};$$

$$I_p = 0,7 \cdot \frac{40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 140,5 \text{ А.}$$

### 1.6 кесте – Ажыратқыштың параметрлері

$U_{\text{НОМ}} \text{ кВ};$	110
$I_{\text{НОМ}} \text{ А}$	1200
$I_{\text{откл.ном}} \text{ кА}$	40
$I_{\text{НОМ.вкл}} \text{ кА}$	108
$I_{\text{тер}} \text{ кА}$	40
$t_{\text{с.в.откл}} \text{ с}$	0,028
$\beta_{\text{норм}} \%$	40
$t_{\text{тер}} \text{ сек};$	3

Сөндірудің есептік уақыты:

$$\tau = 0,01 + t_{\text{с.в.откл}} = 0,01 + 0,028 = 0,038 \text{ с.}$$

ҚТ соққы тоғы:

$$i_{\text{yд}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{yд}} \cdot I_{\text{кз}},$$

мұндағы  $k_{\text{yд}}=1,65$ – соқтық коэффициенті;

$I_{\text{кз}}=7,87 \text{ кА}$  – ЖК жағындағы үшфазалы ҚТ тоғы.

$$i_{\text{yд}} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 7,87 = 18,36 \text{ кА};$$

$$I_{\text{пвн}}=7,87 \text{ кА}; T_{\text{а}}=0,03 \text{ с};$$

$$i_{a\tau.вн} = \sqrt{2} \cdot I_{п0.вн} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}};$$

$$i_{a\tau.вн} = \sqrt{2} \cdot 7,87 \cdot e^{\frac{-0,038}{0,03}} = 3,13 \text{ кА.}$$

$I_{откл.ном} > I_{п.т.вн}$ ,  $i_{a.ном} > i_{a\tau.вн}$  болғандықтан, ажыратқышты сөндіру қабілетіне тексеру ҚТ толық тоғы бойынша жүзеге асады. Сөндірудің толық тоғы:

$$I_{п.т.вн} = I_{п.0.вн};$$

$$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА} > I_{п.т.вн} = 7,87 \text{ кА};$$

$$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau};$$

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл.ном}}{100};$$

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40\% \cdot 40}{100} = 22,63 \text{ кА.}$$

$t_{тер} = 3 \text{ с}$  болғандықтан, жылулық тұрақтылыққа тексеру мына шартпен орындалады:  $T_a = 0,03 \text{ с}$ ;  $t_{откл} = 0,05 \text{ с}$ ;  $I_{п0вн} = 7,87 \text{ А}$ ;  $I_{тер} = 40 \text{ кА}$ ;

$$B_k = I_{п.0.вн}^2 [t_{откл} + T_a];$$

$$B_k = 7,87^2 \cdot [0,05 + 0,03] = 4,96 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k;$$

$$40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 4,96 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

1.7 кесте – ALSTOM маркасының DT1-45 типті элегазды ажыратқыштың параметрлері [ӘЗ]

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
1	2	1	2
$U_{ном}, \text{кВ}$	110	$U_{вст.ном}, \text{кВ}$	110
$I_{ном}, \text{А}$	1200	$I_{раб.мах}, \text{А}$	140,5
$I_{откл.ном}, \text{кА}$	40	$I_{п.т}, \text{кА}$	7,87
$i_{a.ном}, \text{кА}$	22,63	$i_{a.t.вн}, \text{кА}$	22,63
$I_{дин}, \text{кА}$	40	$I_{п.0}, \text{кА}$	7,87

$i_{\text{дин}}, \text{кА}$	108	$i_{\text{y}}, \text{кА}$	18,36
$I_{\text{тер}}^2 * t_{\text{тер}}, \text{кА}^2 * \text{с}$	4800	$B, \text{кА}^2 * \text{с}$	4,96

ALSTOM фирмасының ажыратқыштарын таңдаған себеп, ол осы фирманың элегазды ажыратқыштарының сейсмикалық төзімділігі жоғары болғандығы. Ал біздің қосалқы станса сейсмикалық қауіпті аймақта орналасқан.

*Ортаңғы кернеулі ажыратқыштарды таңдау*

Трансформатордың ОК жағындағы ток:

$$I_p = 0,7 \cdot \frac{S_{mp}}{\sqrt{3} \cdot U_H};$$

$$I_p = 0,7 \frac{40 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 37} = 218,46 \text{ A.}$$

Апаттық режимде:

$$I_{p\text{max}} = 2 \cdot I_p;$$

$$I_{p\text{max}} = 2 \cdot 218,46 = 436,9 \text{ A.}$$

Берілген мәндерге қарап ЭЛКО маркалы ВБС типті вакуумды ажыратқыштарын таңдаймыз [Ә4].

1.8 кесте – Ажыратқыш параметрлері

$U_{\text{НОМ}}$ кВ;	35
$I_{\text{НОМ}}$ А	630
$I_{\text{откл.ном}}$ кА	25
$I_{\text{тер}}$ кА	25
$t_{\text{с.в.откл}}$ с	0,04
$\beta_{\text{норм}}$ %	32
$t_{\text{тер}}$ сек;	3

ҚТ-ң соқтық тоғы:

$$i_{\text{y0}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{y0}} \cdot I_{\text{кз}},$$

мұндағы  $k_{\text{yд}} = 1,608$  – соқтық коэффициенті;

$I_{\text{кз}} = 4,6$  кА – ЖК жағындағы үшфазалы ҚТ тоғы.

$$i_{\text{y0}} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 4,6 = 10,46 \text{ кА};$$

$$\tau = 0,01 + t_{C.E.омкл} = 0,05 \text{ с.}$$

$\tau$  кезіндегі ҚТ тоғының апериодты құраушысы:

$$I_{п0сн} = 4,6 \text{ кА}; \quad T_a = 0,02 \text{ с};$$

$$i_{a\tau.сн} = \sqrt{2} \cdot I_{п0сн} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}};$$

$$i_{a\tau.сн} = \sqrt{2} \cdot 4,6 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,02}} = 0,53 \text{ кА.}$$

$I_{откл.ном} > I_{п.т.сн}$ ,  $i_{a,ном} > i_{a,\tau.сн}$  болғандықтан, ажыратқышты сөндіру қабілетіне тексеру ҚТ толық тоғы бойынша жүзеге асады. Сөндірудің толық тоғы:

$$I_{п.т.сн} = I_{п.0.сн};$$

$$I_{откл.ном} = 25 \text{ кА} > I_{п.т.сн} = 4,6 \text{ кА};$$

$$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau};$$

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл.ном}}{100};$$

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 32\% \cdot 25}{100} = 11,31 \text{ кА.}$$

$t_{откл} = 0,06 \text{ с}$ ,  $t_{тер} = 3 \text{ с}$  болғандықтан, жылулық тұрақтылыққа тексеру мына шартпен орындалады:  $T_a = 0,02 \text{ с}$ ;  $t_{откл} = 0,06 \text{ с}$ ;  $I_{п0сн} = 4,6 \text{ кА}$ ;  $I_{тер} = 25 \text{ кА}$ ;

$$B_k = I_{п0сн}^2 [t_{откл} + T_a];$$

$$B_k = 4,6^2 \cdot [0,06 + 0,02] = 1,69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k;$$

$$25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_k = 1,69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

1.9 кесте – ЭЛКО маркасының ВБС типті вакуумды ажыратқыштың параметрлері [Ө4]

Ажыратқыштың параметрлері	Есептелген мәндері
---------------------------	--------------------

1	2	1	2
$U_{\text{НОМ}}, \text{кВ}$	35	$U_{\text{УСТ.НОМ}}, \text{кВ}$	35
$I_{\text{НОМ}}, \text{А}$	630	$I_{\text{раб.мах}}, \text{А}$	436,9
$I_{\text{откл.ном}}, \text{кА}$	25	$I_{\text{н,т}}, \text{кА}$	4,6

### 1.9-кестенің жалғасы

1	2	1	2
$i_{\text{а.ном}}, \text{кА}$	11,31	$i_{\text{а.т.сн}}, \text{кА}$	0,53
$I_{\text{дин}}, \text{кА}$	25	$I_{\text{н,0}}, \text{кА}$	4,6
$i_{\text{дин}}, \text{кА}$	64	$i_{\text{у}}, \text{кА}$	10,46
$I_{\text{тер}}^2 * t_{\text{тер}}, \text{кА}^2 * \text{с}$	1875	$B, \text{кА}^2 * \text{с}$	1,69

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

35 кВ шинадағы секциялық ажыратқышты таңдау:

$$I_p = 0,7 \cdot \frac{S_{\text{тп}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}};$$

$$I_p = 0,7 \cdot \frac{40 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 37} = 218,46 \text{ А.}$$

### 1.10 кесте – Ажыратқыш параметрлері

$U_{\text{НОМ}} \text{кВ};$	35
$I_{\text{НОМ}} \text{А}$	630
$I_{\text{откл.ном}} \text{кА}$	25
$I_{\text{тер}} \text{кА}$	25
$t_{\text{с.в.откл}} \text{с}$	0,04
$\beta_{\text{норм}} \%$	32
$t_{\text{тер}} \text{сек};$	3

ҚТ-ң соқтық тоғы:

$$i_{\text{yд}} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{\text{yд}} \cdot I_{\text{кз}},$$

мұндағы  $\kappa_{\text{yд}} = 1,608$  – соқтық коэффициенті;

$I_{\text{кз}} = 4,6 \text{ кА}$  – ЖК жағындағы үшфазалы ҚТ тоғы.

$$i_{\text{yд}} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 4,6 = 10,46 \text{ кА};$$

$$\tau = 0,01 + t_{\text{с.е.откл}} = 0,05 \text{ с.}$$

$\tau$  кезіндегі ҚТ тоғының аперодты құраушысы:

$$I_{п0сн}=4,6 \text{ кА}; \quad T_a=0,02\text{с};$$

$$i_{a\tau.сн} = \sqrt{2} \cdot I_{п0сн} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}};$$

$$i_{a\tau.сн} = \sqrt{2} \cdot 4,6 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,02}} = 0,53 \text{ кА}.$$

$I_{откл.ном} > I_{п.т.сн}$ ,  $i_{a.ном} > i_{a\tau.сн}$  болғандықтан, ажыратқышты сөндіру қабілетіне тексеру ҚТ толық тоғы бойынша жүзеге асады. Сөндірудің толық тоғы:

$$I_{п.т.сн} = I_{п.0.сн};$$

$$I_{откл.ном}=25 \text{ кА} > I_{п.т.сн}=4,6\text{кА};$$

$$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau};$$

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл.ном}}{100};$$

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 32\% \cdot 25}{100} = 11,31\text{кА}.$$

$t_{откл}=0,06\text{с}$ ,  $t_{тер} = 3 \text{ с}$  болғандықтан, жылулық тұрақтылыққа тексеру мына шартпен орындалады:  $T_a=0,02 \text{ с}$ ;  $t_{откл}=0,06\text{с}$ ;  $I_{п0сн}=4,6\text{кА}$ ;  $I_{тер}=25 \text{ кА}$ ;

$$B_k = I_{п0сн}^2 [t_{откл} + T_a];$$

$$B_k = 4.6^2 \cdot [0,06 + 0,02] = 1,69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k;$$

$$25^2 \cdot 3 = 1875\text{кА}^2 \cdot \text{с} > B_k = 1,69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

1.11 кесте – ЭЛКО маркасының ВБС типті вакуумды ажыратқыштың параметрлері [Ә4].

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}$ , кВ	36	$U_{уст.ном}$ , кВ	35
$I_{ном}$ , А	1600	$I_{раб.мах}$ , А	436,9
$I_{откл.ном}$ , кА	25	$I_{п.т}$ , кА	4,6
$i_{a.ном}$ , кА	6,36	$i_{a.t.нн}$ , кА	0,15
$I_{дин}$ , кА	25	$I_{п.0}$ , кА	4,6



$i_{\text{дин}}, \text{кА}$	63,75	$i_y, \text{кА}$	10,46
$I_{\text{тер}}^2 * t_{\text{тер}}, \text{кА}^2 * \text{с}$	1875	$B, \text{кА}^2 * \text{с}$	2,11

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

Желідегі ажыратқыштарды орнату:

$$S_{\text{жОК}} = 0,7 \cdot \frac{40}{2 \cdot 2} = 7 \text{ МВА};$$

$$I_p = \frac{7 * 10^3}{\sqrt{3} \cdot 37} = 109,23 \text{ А}.$$

1.12 кесте – Ажыратқыш параметрлері

$U_{\text{НОМ}}$ кВ	35
$I_{\text{НОМ}}$ А	630
$I_{\text{откл.ном}}$ кА	25
$I_{\text{тер}}$ кА	25
$t_{\text{с.в.откл}}$ с	0,04
$\beta_{\text{НОРМ}}$ %	32
$t_{\text{тер}}$ сек;	3

ҚТ-ң соқтық тоғы:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\text{кз}},$$

мұндағы  $k_{\text{вд}}=1,608$  – соққы коэффициенті;

$I_{\text{кз}}=4,6$  кА – ОК жағындағы үшфазалы ҚТ тоғы.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 4,6 = 10,46 \text{ кА};$$

$$\tau = 0,01 + t_{\text{с.в.откл}} = 0,05 \text{ с}.$$

$\tau$  кезіндегі ҚТ тоғының апериодты құраушысы:

$$I_{\text{п0нн}}=4,6 \text{ кА}; \quad T_a=0,02 \text{ с};$$

$$i_{a\tau.\text{нн}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0нн}} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}};$$

$$i_{a\tau.\text{нн}} = \sqrt{2} \cdot 4,6 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,02}} = 0,53 \text{ кА}.$$

$I_{откл.ном} > I_{п.т.вв}$  ,  $i_{а.ном} > i_{а.т.нн}$  болғандықтан, ажыратқышты сөндіру қабілетіне тексеру ҚТ толық тоғы бойынша жүзеге асады. Сөндірудің толық тоғы:

$$I_{п.т.нн} = I_{п.0.нн};$$

$$I_{откл.ном} = 25 \text{ кА} > I_{п.т.нн} = 4,6 \text{ кА};$$

$$i_{а.ном} \geq i_{а,т};$$

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл.ном}}{100};$$

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 32\% \cdot 25}{100} = 11,3 \text{ кА}.$$

$t_{тер} = 3 \text{ с}$  болғандықтан, жылулық тұрақтылыққа тексеру мына шартпен орындалады:  $T_a = 0,02 \text{ с}$ ;  $t_{откл} = 0,06 \text{ с}$ ;  $I_{п0нн} = 4,6 \text{ кА}$ ;  $I_{тер} = 25 \text{ кА}$ ;

$$B_k = I_{п.0.вн}^2 [t_{откл} + T_a];$$

$$B_k = 4,6^2 \cdot [0,06 + 0,02] = 1,69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k;$$

$$25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_k = 1,69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

1.13 кесте – ЭЛКО маркасының ВБС типті вакуумды ажыратқыштың параметрлері [Ә4]

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}$ , кВ	35	$U_{уст.ном}$ , кВ	35
$I_{ном}$ , А	630	$I_{раб.}$ , А	109,23
$I_{откл.ном}$ , кА	25	$I_{п,т}$ , кА	4,6
$i_{а.ном}$ , кА	611,3	$i_{а.т.нн}$ , кА	0,53
$I_{дин}$ , кА	25	$I_{п,0}$ , кА	4,6
$i_{дин}$ , кА	64	$i_{y}$ , кА	10,46
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ , кА <sup>2</sup> * с	1875	$B_k$ , кА <sup>2</sup> * с	1,69

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

*Төменгі кернеулі ажыратқыштарды таңдау*

Трансформатордың ТК жағындағы ток:

$$I_p = 0,7 \cdot \frac{S_{mp}}{\sqrt{3} \cdot U_H};$$

$$I_p = 0,7 \frac{40 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 769,8 \text{ A.}$$

Апаттық режимде:

$$I_{p\max} = 2 \times I_p;$$

$$I_{p\max} = 2 \times 769,8 = 1539,6 \text{ A.}$$

Берілген мәндерге қарап ЭЛКО маркалы ВВЭ типті вакуумды ажыратқыштарын таңдаймыз [Ә5]

1.14 кесте – Ажыратқыш параметрлері

$U_{\text{НОМ}}$ кВ	10
$I_{\text{НОМ}}$ А	1600
$I_{\text{откл.ном}}$ кА	20
$I_{\text{тер}}$ кА	20
$t_{\text{с.в.откл}}$ с	0,02
$\beta_{\text{норм}}$ %	50
$t_{\text{тер}}$ сек;	3

ҚТ-ң соқтық тоғы:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{кз},$$

мұндағы  $k_{y\partial} = 1,82$  – соқтық коэффициенті;

$I_{кз} = 10,98$  кА – ЕК жағындағы үшфазалы ҚТ тоғы.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 10,98 = 28,26 \text{ кА};$$

$$\tau = 0,01 + t_{\text{с.в.откл}} = 0,03 \text{ с.}$$

$\tau$  кезіндегі ҚТ тоғының апериодты құраушысы:

$$I_{\text{п0нн}} = 10,98 \text{ кА}; \quad T_a = 0,06 \text{ с};$$

$$i_{a\tau.\text{нн}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0нн}} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}};$$

$$i_{a,\tau.HH} = \sqrt{2} \cdot 10,98 \cdot e^{\frac{-0,03}{0,06}} = 9,42 \text{ кА.}$$

$I_{\text{откл.ном}} > I_{\text{п.т.нн}}$ ,  $i_{a,\text{ном}} > i_{a,\tau.HH}$  болғандықтан, ажыратқышты сөндіру қабілетіне тексеру ҚТ толық тоғы бойынша жүзеге асады. Сөндірудің толық тоғы:

$$I_{\text{п.т.нн}} = I_{\text{п.0.нн}};$$

$$I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА} > I_{\text{п.т.нн}} = 10,98 \text{ кА};$$

$$i_{a,\text{ном}} \geq i_{a,\tau};$$

$$i_{a,\text{ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{\text{откл.ном}}}{100};$$

$$i_{a,\text{ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 50\% \cdot 20}{100} = 14,14 \text{ кА.}$$

$t_{\text{откл}} = 0,04 \text{ с}$ ,  $t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}$  болғандықтан, жылулық тұрақтылыққа тексеру мына шартпен орындалады:  $T_a = 0,06 \text{ с}$ ;  $t_{\text{откл}} = 0,04 \text{ с}$ ;  $I_{\text{п0сн}} = 10,98 \text{ кА}$ ;  $I_{\text{тер}} = 20 \text{ кА}$ ;

$$B_k = I_{\text{н0сн}}^2 [t_{\text{откл}} + T_a];$$

$$B_k = 10,98^2 \cdot [0,04 + 0,06] = 12,06 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k;$$

$$20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_k = 12,06 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

1.15 кесте – ЭЛКО маркасының ВВЭ типті вакуумды ажыратқыштың параметрлері [Ә5].

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$ , кВ	10	$U_{\text{уст.ном}}$ , кВ	10
$I_{\text{ном}}$ , А	1600	$I_{\text{раб.мах}}$ , А	1539,6
$I_{\text{откл.ном}}$ , кА	20	$I_{\text{п,т}}$ , кА	10,98
$i_{a,\text{ном}}$ , кА	14,14	$i_{a,\tau.HH}$ , кА	9,42
$I_{\text{дин}}$ , кА	20	$I_{\text{п,0}}$ , кА	10,98
$i_{\text{дин}}$ , кА	51	$i_y$ , кА	28,26
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$ , кА <sup>2</sup> * с	1200	$B$ , кА <sup>2</sup> * с	12,06

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

10 кВ шинадағы секциялық ажыратқышты таңдау:

$$I_p = 0,7 \cdot \frac{S_{mp}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H};$$

$$I_p = 0,7 \cdot \frac{40 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 769,8 \text{ A.}$$

Берілген мәндерге қарап ЭЛКО маркалы ВВЭ-М-10-20 типті вакуумды ажыратқыштарын таңдаймыз [Ә6].

1.16 кесте – Ажыратқыш параметрлері

$U_{НОМ}$ кВ	10
$I_{НОМ}$ А	1000
$I_{ОТКЛ.НОМ}$ Ка	20
$I_{тер}$ Ка	20
$t_{с.в.откл}$ с	0,02
$\beta_{НОРМ}$ %	50
$t_{тер}$ сек;	3

ҚТ-ң соқтық тоғы:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot k_{y0} \cdot I_{кз},$$

мұндағы  $k_{уд}=1,82$  – соқтық коэффициенті;  
 $I_{кз}=10,98$  кА – ЕК жағындағы үшфазалы ҚТ тоғы.

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 10,98 = 28,26 \text{ кА};$$

$$\tau = 0,01 + t_{с.е.откл} = 0,03 \text{ с.}$$

$\tau$  кезіндегі ҚТ тоғының апериодты құраушысы:

$$I_{п0нн}=10,98 \text{ кА}; \quad T_a=0,06 \text{ с};$$

$$i_{a\tau.нн} = \sqrt{2} \cdot I_{п0нн} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}};$$

$$i_{a\tau.нн} = \sqrt{2} \cdot 10,98 \cdot e^{\frac{-0,03}{0,06}} = 9,42 \text{ кА.}$$

$I_{откл.ном} > I_{п.т.нн}$ ,  $i_{а.ном} > i_{а.т.нн}$  болғандықтан, ажыратқышты сөндіру қабілетіне тексеру ҚТ толық тоғы бойынша жүзеге асады. Сөндірудің толық тоғы:

$$I_{п.т.нн} = I_{п.0.нн};$$

$$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА} > I_{п.т.нн} = 10,98 \text{ кА};$$

$$i_{а.ном} \geq i_{а,т};$$

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл.ном}}{100};$$

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 50\% \cdot 20}{100} = 14,14 \text{ кА}.$$

$t_{откл} = 0,04 \text{ с}$ ,  $t_{тер} = 3 \text{ с}$  болғандықтан, жылулық тұрақтылыққа тексеру мына шартпен орындалады:  $T_a = 0,06 \text{ с}$ ;  $t_{откл} = 0,04 \text{ с}$ ;  $I_{п0сн} = 10,98 \text{ кА}$ ;  $I_{тер} = 20 \text{ кА}$ ;

$$B_k = I_{п0сн}^2 [t_{откл} + T_a];$$

$$B_k = 10,98^2 \cdot [0,04 + 0,06] = 12,06 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k;$$

$$20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_k = 12,06 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

1.17 кесте – ЭЛКО маркасының ВВЭ-М-10-20 типті вакуумды ажыратқыштың параметрлері [Ә6].

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}$ , кВ	10	$U_{уст.ном}$ , кВ	10
$I_{ном}$ , А	1000	$I_{раб.}$ , А	769,8
$I_{откл.ном}$ , кА	20	$I_{п,т.}$ , кА	10,98
$i_{а.ном}$ , кА	14,14	$i_{а.т.нн}$ , кА	9,42
$I_{дин.}$ , кА	20	$I_{п,0.}$ , кА	10,98
$i_{дин.}$ , кА	51	$i_{y.}$ , кА	28,26
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ , кА <sup>2</sup> * с	1200	$B_k$ , кА <sup>2</sup> * с	12,06

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

Желідегі ажыратқыштарды орнату:

$$S_{жОК} = 0,7 \cdot \frac{40}{2 \cdot 10} = 1,4 \text{ МВА};$$

$$I_p = \frac{1,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 76,98 \text{ А}.$$

1.18 кесте – Ажыратқыш параметрлері

1	2
$U_{НОМ}$ кВ	10
$I_{НОМ}$ А	630
$I_{откл.ном}$ Ка	20

1.18-кестенің жалғасы

1	2
$I_{тер}$ кА	20
$t_{с.в.откл}$ с	0,02
$\beta_{норм}$ %	50
$t_{тер}$ сек;	3

ҚТ-ң соқтық тоғы:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{кз},$$

мұндағы  $k_{y\partial} = 1,82$  – соққы коэффициенті;

$I_{кз} = 10,98$  кА – ОК жағындағы үшфазалы ҚТ тоғы.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 10,98 = 28,26 \text{ кА};$$

$$\tau = 0,01 + t_{с.е.откл} = 0,03 \text{ с}.$$

$\tau$  кезіндегі ҚТ тоғының апериодты құраушысы:

$$I_{п0нн} = 10,98 \text{ кА}; \quad T_a = 0,06 \text{ с};$$

$$i_{a\tau.нн} = \sqrt{2} \cdot I_{п0нн} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}};$$

$$i_{a\tau.нн} = \sqrt{2} \cdot 10,98 \cdot e^{\frac{-0,03}{0,06}} = 9,42 \text{ кА}.$$

$I_{\text{откл.ном}} > I_{\text{п.т.вв}}$ ,  $i_{\text{а.ном}} > i_{\text{а.т.нн}}$  болғандықтан, ажыратқышты сөндіру қабілетіне тексеру ҚТ толық тоғы бойынша жүзеге асады. Сөндірудің толық тоғы:

$$I_{\text{п.т.нн}} = I_{\text{п.0.нн}};$$

$$I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА} > I_{\text{п.т.нн}} = 10,98 \text{ кА};$$

$$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{а.т}};$$

$$i_{\text{а.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{\text{откл.ном}}}{100};$$

$$i_{\text{а.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 50\% \cdot 20}{100} = 14 \text{ кА}.$$

$t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}$  болғандықтан, жылулық тұрақтылыққа тексеру мына шартпен орындалады:  $T_a = 0,06 \text{ с}$ ;  $t_{\text{откл}} = 0,04 \text{ с}$ ;  $I_{\text{п0нн}} = 10,98 \text{ кА}$ ;  $I_{\text{тер}} = 20 \text{ кА}$ ;

$$B_k = I_{\text{п.0.вн}}^2 [t_{\text{откл}} + T_a];$$

$$B_k = 10,98^2 \cdot [0,04 + 0,06] = 12,05 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k;$$

$$20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_k = 12,05 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

1.19 кесте – ЭЛКО маркасының ВВЭ-М-10-20 типті вакуумды ажыратқыштың параметрлері [Ә6].

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
1	2	1	2
$U_{\text{ном}}$ , кВ	10	$U_{\text{уст.ном}}$ , кВ	10
$I_{\text{ном}}$ , А	630	$I_{\text{раб.}}$ , А	76,98
$I_{\text{откл.ном}}$ , кА	20	$I_{\text{п.т}}$ , кА	10,98
$i_{\text{а.ном}}$ , кА	14	$i_{\text{а.т.нн}}$ , кА	9,42
$I_{\text{дин}}$ , кА	20	$I_{\text{п.0}}$ , кА	10,98
$i_{\text{дин}}$ , кА	51	$i_{\text{в}}$ , кА	28,26
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$ , кА <sup>2</sup> * с	1200	$B$ , кА <sup>2</sup> * с	12,05

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

ЭЛКО фирмасының вакуумді ажыратқыштарын таңдаған себеп, ол Ресейде өндіріледі сондықтан бұл ажыратқыштардың бағасы төмен сапасы қанағаттанарлық.



### 1.3 Айырғышты таңдау

Айырғыштар мына шарттар бойынша таңдалады:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}; \quad (1.29)$$

$$I_{ном} \geq I_{норм.расч}; \quad (1.30)$$

$$K_{\Pi} \cdot I_{ном} \geq I_{прод.расч} = I_{раб.ном}; \quad (1.31)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}; \quad (1.32)$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \quad при \quad t_{откл} \geq t_{тер}. \quad (1.33)$$

#### 1.3.1 Жоғарғы кернеуге айырғыш таңдау

1.20 кесте – 110 кВ жоғарғы кернеуге РНДЗ-110/630Т1 типті айырғыш таңдау [Ө7]

Айырғыштышың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}, \text{кВ}$	110	$U_{уст.ном}, \text{кВ}$	110
$I_{ном}, \text{А}$	630	$I_{раб.мах}, \text{А}$	286
$i_{дин}, \text{кА}$	102	$i_{уд}, \text{кА}$	18,36
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800	$B, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4,96

Айырғыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

#### 1.3.2 Ортаңғы кернеуге айырғышты таңдау

1.21 кесте – 35 кВ ортаңғы кернеуге РНД (3)-35/1000У1 типті айырғыш таңдау [Ө7]

Айырғыштышың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}, \text{кВ}$	35	$U_{уст.ном}, \text{кВ}$	35
$I_{ном}, \text{А}$	1000	$I_{раб.мах}, \text{А}$	436
$i_{дин}, \text{кА}$	63	$i_{уд}, \text{кА}$	10,46
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	2500	$B, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	1,69

Айырғыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

## 1.4 Асқын кернеуді шектеушілерді таңдау

Қосалқы станция трансформаторын сыртқы және ішкі асқын кернеулерден қорғау мақсатында ОПН орнатамыз. [Ә8]

ЖК (110 кВ) жағы номиналдық кернеу бойынша: ОПН-II-110/70 УХЛ1;

ОК (35 кВ) жағы номиналдық кернеу бойынша: ОПН-35/38-10/400(I) УХЛ1;

ТК (10 кВ) жағы номиналдық кернеу бойынша: ОПН-II-10 УХЛ1.

## 1.5 Тоқ трансформаторларын таңдау

Келесі шарттар бойынша тоқ трансформаторларын таңдаймыз:

$$U_{ном} \geq U_{сети.ном}; \quad (1.34)$$

$$I_{ном} \geq I_{норм.расч}; \quad (1.35)$$

$$k_n \cdot I_{ном} \geq I_{прод.расч} = I_{раб.нб}; \quad (1.36)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд} \text{ немесе } \sqrt{2} \cdot I_{1ном} \cdot k_{дин} \geq i_{уд}; \quad (1.37)$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} \geq B_k, \text{ немесе } (I_{1ном} \cdot k_{тер})^2 \cdot t_{тер} \geq B_k; \quad (1.38)$$

$$Z_{2ном} \geq Z_{2расч}, \quad (1.39)$$

мұндағы  $k_{дин}$  және  $k_{тер}$  – термиялық және динамикалық тұрақтылыққа сәйкес біркелкілі тоғы;

$Z_{2ном}$  – ТТ-ның екіншілік тізбегіндегі номинал кедергісі, берілген дәлділік классына сәйкес жұмыспен қамтамасыз етеді, Ом;

$Z_{2расч}$  — екіншілік тізбектің есептік кедергісі, Ом.

ТТ дәлдік классын тағайындалуына сәйкес таңдалады. Егер ТТ-на электр энергиясының есептемелік счетчиктер орнатылса, онда оның дәлдік классы 0,5-тен кем болмау керек. Ал тек қалқанды өлшегіш құрал қосылатын болса, онда дәлдік классы 1 болса жеткілікті.

Дәлдік классымен алынған мән бойынша ТТ жұмыс істеуі үшін, екіншілік тізбектегі жүктеме номиналдық мәннен аспауы керек, яғни:

$$I_{2ном} = 5 \text{ А};$$

$$S_2 \approx I_{2ном}^2 \cdot Z_2 \approx 25 \cdot Z_2 \leq S_{2ном}. \quad (1.40)$$

ТТ есептемелік жүктемесі  $Z_{2расч}$  түйіспелер мен сымдардағы қуат шығынынан, өлшеуіш құралдардың жүктемелерінен құралады

трансформатордың екіншілік тізбегіне тізбектей қосылған құрал орамдарының қосынды кедергісі  $Z_{\Sigma \text{приб}}$ , фаза бойынша таралуы және қосылу сұлбесіне сәйкес есептейді. Өлшеуіш құралдардың үшсызықты қосылу сұлбесін құрастыру кезінде құралдың жалғану сұлбесін есепке алу қажет.

Екіншілік тізбек сымның кедергісі жолға орнатылған сымның  $L_{\text{Тр}}$  ұзындығынан, қимасынан және ТТ-ң қосылу сұлбесінен тәуелді

110 кВ Қ/Ст-ның екіншілік тізбегінде алюминді кабель қолданылады ( $\rho=0,028 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$ ). Сымның қимасын өлшеу дәлдік талаптарына сәйкес таңдайды.

ТТ-ның дәлдік классының жұмысын қамтамасыз ету үшін рұқсат етілген жүктеме шартына қарап сымның кедергісі мынадай болады:

$$Z_{\text{пров}} \leq Z_{2\text{ном}} - Z_{\Sigma \text{приб}} - Z_{\text{конт.}}, \quad (1.41)$$

мұндағы  $Z_{\text{конт}}$  – түйіспелер кедергісі;

$Z_{\text{пров}} \approx r_{\text{пров}}$  теңдігін тексерсек, онда сымның рұқсат етілген қимасы төмендегі өрнектен кем болмау керек,  $\text{мм}^2$ .

$$S = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}, \quad (1.42)$$

мұндағы  $\rho$  – сымның материалының меншікті кедергісі;

$L_{\text{расч}}$  – ТТ –ның қосылу сұлбасынан тәуелді сымның есептік ұзындығы.

### 1.5.1 110 кВ жағында ТТ-н таңдау:

#### 1.22 кесте – ТБМО-110 УХЛ [Ә9]

ТТ параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$ , кВ	110	$U_{\text{уст.ном}}$ , кВ	110
$I_{\text{ном}}$ , А	160	$I_{\text{раб.мах}}$ , А	140
$i_{\text{дин}}$ , кА	25	$i_{\text{уд}}$ , кА	18,36
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$ , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	100	$B_{\text{к}}$ , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4,96

#### 1.23 кесте – ТТ құралын таңдау

Құрал	Құрал түрі	Тоқ өлшегіш құралдардағы жүктеме, В*А		
Амперметр	ЦМ120	15	15	15
Санағыш Меркурий	200.02	2	2	2

T - көбірек жүктелген фазасы – A, B және C. Осы фазаларға қосылған құралдың жалпы кедергісі:

$$S_{\text{приб}} = 17B \cdot A;$$

$$I_2 = 5A;$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2};$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{17}{5^2} = 0,68 \text{ Ом}.$$

0,5 класс дәлдігінде номиналды екіншілік жүктемесі 2,5 Ом құрайды. Түйіспелердің кедергісін 0,05 Ом деп қабылдап, онда сымның кедергісі:

$$R_{\text{конт}} = 0,05 \text{ Ом};$$

$$R_{2\text{ном}} = 2,5 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{пров}} = R_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конт}};$$

$$R_{\text{пров}} = 1,77 \text{ Ом}.$$

Алюминий өзекшесі бар біріктірілетін сымның ұзындығын  $L_{\text{Тр}}=64$  метр деп қабылдап, екі фазаға ТТ орналасуын ескеріп, олардың қимасын анықтаймыз:

$$L_{\text{тр}} = 63 \text{ м}; \quad \rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \frac{\text{мм}^2}{\text{м}}; \quad L_{\text{расч}} = L_{\text{тр}} = 63 \text{ м};$$

$$S = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{R_{\text{пров}}} = \frac{0,0175 \cdot 63}{1,77} = 0,623 \text{ мм}^2.$$

Табылған қима бойынша 2,5 мм<sup>2</sup> қималы КРВГ маркалы бақылау кабелін таңдаймыз.

Таңдалынған ТТ барлық шартты қанағаттандырады.

Бұдан басқа 110кВ шинаға ТБМО-110-160/5 УХЛТТ таңдаймын және резервті ажырат-қышқа ТБМО-110-160/5ТТ таңдаймын. [Ә9]

1.5.2 35 кВ жағында ТТ-н таңдау [Ә9]:

1.24 кесте – Таңдаймын: ТЛК-35

ТТ параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	35	$U_{\text{УСТ.НОМ}}$ , кВ	35
$I_{\text{НОМ}}$ , А	300	$I_{\text{Н}}$ , А	218
$i_{\text{дин}}$ , кА	80	$i_{\text{вд}}$ , кА	10,46
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$ , кА <sup>2</sup> ·с	8930	$B_{\text{к}}$ , кА <sup>2</sup> ·с	1,69

1.25 кесте – ТТ құралын таңдаймын

Құрал	Құрал түрі	Тоқ өлшегіш құралдардағы жүктеме, В*А		
Амперметр	ЩМ120	15	15	15
Санағыш Меркурий	200,02	2	2	2

ТТ - көбірек жүктелген фазасы – А, В және С. Осы фазаларға қосылған құралдың жалпы кедергісі:

$$S_{\text{приб}} = 17B \cdot A;$$

$$I_2 = 5A;$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2};$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{17}{5^2} = 0,68 \text{ Ом}.$$

0,5 класс дәлдігінде номиналды екіншілік жүктемесі 2,5 Ом құрайды. Түйіспелердің кедергісін 0,05 Ом деп қабылдап, онда сымның кедергісі:

$$R_{2\text{ном}} = 2,5 \text{ Ом}; R_{\text{конт}} = 0,05 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{пров}} = R_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конт}} ;$$

$$R_{\text{пров}} = 1,77 \text{ Ом}.$$

Алюминий өзекшесі бар біріктірілетін сымның ұзындығын  $L_{\text{Тр}}=65$  метр деп қабылдап, екі фазаға ТТ орналасуын ескеріп, олардың қимасын анықтаймыз:

$$L_{mp} = 65 \text{ м};$$

$$\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \frac{\text{мм}^2}{\text{м}};$$

$$L_{расч.} = L_{mp} = 65 \text{ м};$$

$$S = \frac{\rho \cdot L_{расч.}}{R_{ном}} = \frac{0,0175 \cdot 65}{1,77} = 0,64 \text{ мм}^2.$$

Табылған қима бойынша 2,5 мм<sup>2</sup> қималы КРВГ маркалы бақылау кабелін таңдаймыз.

Таңдалынған ТТ барлық шартты қанағаттандырады.

Бұдан басқа 35 кВ шинаға ТЛК-35-300/5, ал 35 кВ желіге ТЛК-35-150/5 ТТ-ны таңдаймын. [Ө9]

1.5.3 10кВ жағында ТТ-н таңдау [Ө9]:

1.26 кесте – Таңдаймын: ТЛ-10-І

ТТ параметрлері		Есептелген мәндері	
U <sub>ном</sub> , кВ	10	U <sub>уст.ном</sub> , кВ	10
I <sub>ном</sub> , А	800	I <sub>раб.мах</sub> , А	769
i <sub>дин</sub> , кА	81	i <sub>уд</sub> , кА	28,26
I <sub>тер</sub> <sup>2</sup> · t <sub>тер</sub> , кА <sup>2</sup> · с	992	B <sub>к</sub> , кА <sup>2</sup> · с	12,06

1.27 кесте – ТТ құралын таңдаймын

Құрал	Құрал түрі	Тоқ өлшегіш құралдардағы жүктеме, В*А		
Амперметр	ЩМ120	15	15	15
Санағыш Меркурий	200.02	2	2	2

ТТ - көбірек жүктелген фазасы – А, В және С. Осы фазаларға қосылған құралдың жалпы кедергісі:

$$S_{приб} = 17B \cdot A;$$

$$I_2 = 5A;$$

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2};$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{17}{5^2} = 0,68 \text{ Ом}.$$

0,5 класс дәлдігінде номиналды екіншілік жүктемесі 1,04 Ом құрайды. Түйіспелердің кедергісін 0,05 Ом деп қабылдап, онда сымның кедергісі:

$$R_{2\text{ном}} = 1,04 \text{ Ом}; R_{\text{конт}} = 0,05 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{пров}} = R_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конт}} ;$$

$$R_{\text{пров}} = 0,314 \text{ Ом}.,$$

Мыс өзекшесі бар біріктірілетін сымның ұзындығын  $L_{\text{Тр}}=32$  метр деп қабылдап, екі фазаға ТТ орналасуын ескеріп, олардың қимасын анықтаймыз:

$$L_{\text{тр}} = 32 \text{ м};$$

$$\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \frac{\text{мм}^2}{\text{м}};$$

$$L_{\text{расч.}} = L_{\text{тр}} = 32 ;$$

$$S = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч.}}}{R_{\text{пров}}} = \frac{0,0175 \cdot 32}{0,312} = 1,79 \text{ мм}^2.$$

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

Таңдалынған ТТ барлық шартты қанағаттандырады.

Бұдан басқа 10 кВ шинаға ТЛ-10-І-800/5, ал 10 кВ желіге ТЛ-10-І-100/5 ТТ-ны таңдаймын.

## 1.6 Кернеу трансформаторларды (КТ) таңдау

Келесі шарттар бойынша таңдалады:

1.  $U_{1\text{ном}} \geq U_{\text{сети.ном}}$ ;
2.  $S_{\text{ном}} \geq S_{2\text{расч.}}$ ;
3. дәлдік класы бойынша;
4. құрылымы және қосылу сұлбасы бойынша.

мұндағы  $S_{2\text{ном}}$  – берілген дәлдік классының жұмысына сәйкес және КТ-ң екіншілік тізбегінде пайдаланылатын номинал толық қуат;

$S_{2\text{расч}}$  - екіншілік тізбегінде пайдаланылатын есептік толық қуат.

КТ-ң тізбегіндегі сымның қимасы механикалық беріктік және рұқсат етілетін кернеу шығынынан анықталады. Бұндайда алюминді сымның қимасы механикалық беріктік шарты бойынша  $2,5 \text{ мм}^2$  аспауы керек.

110кВ-ты шинаға кернеу трансформаторын таңдағанда, оған жалғанған секционды ажыратқыш, трансформатордың жоғарғы кірісі бөлігіндегі ажыратқыштар, айналмалы шинаның ажыратқышы, сонымен қатар 15,17,18,19,20,21-ші желілерге бірдей біркелкі Меркурий типті 10 санағышты таңдадым.

110 кВ НАМИ-110 типті кернеу трансформаторын таңдаймыз. [Ә10]

#### 1.28 кесте – Есептегіш құралдар

Құрал	Құрал түрі	Кернеу өлшегіш құралдардағы жүктеме, В*А		
Вольтметр	Е311	2,4	2,4	2,4
Санағыш Меркурий	200.02	2	2	2

Біздің шарт бойынша 10 бірдей санағыш болғандықтан:

$$10 \cdot S_{2p} = 10 \cdot 13,2 = 132 \text{ ВА};$$

0,5 класс дәлдігінде номиналды екіншілік жүктемесі 400 В\*А құрайды, ол есептік жүктемеден неғұрлым жоғары.

#### 1.29 кесте – Параметрлер

КТ параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$ , кВ	110	$U_{\text{уст.ном}}$ , кВ	110
$S_{\text{ном}}$ , ВА	400	$S_{2\text{расч}}$	132

35кВ-ты шинаға кернеу трансформаторын таңдағанда, секционды ажыратқышқа, трансформатордың ортаңғы кірісі бөлігіндегі ажыратқыштарға және 4-желіге Меркурий типті бірдей 7 санағыш таңдадым.

#### 1.30 кесте – 35 кВ НАМИ – 35 – УХЛ1 типті кернеу трансформаторын таңдаймыз [Ә10].

Құрал	Құрал түрі	Кернеу өлшегіш құралдардағы жүктеме, В*А		
Вольтметр	Е311	2,4	2,4	2,4
Санағыш Меркурий	200.02	2	2	2

Біздің шарт бойынша 7 бірдей санағыш болғандықтан:

$$7S_{2p} = 7 \cdot 13,2 = 92,4 \text{ ВА}.$$

#### 1.31 кесте – Параметрлер



КТ параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	35	$U_{\text{уст.НОМ}}$ , кВ	35
$S_{\text{НОМ}}$ , ВА	360	$S_{2\text{расч}}$	92,4

10кВ-ты шинаға кернеу трансформаторын таңдағанда, секционды ажыратқышқа, трансформатордың ортаңғы кірісі бөлігіндегі ажыратқыштарға және 20-фидерге Меркурий типті бірдей 23 санағыш таңдадым.

1.32 кесте – 10 кВ НАМИ –10–95–УХЛ 1 типті кернеу трансформаторын таңдаймыз [Ә10].

Құрал	Құрал түрі	Кернеу өлшегіш құралдардағы жүктеме, В*А		
Вольтметр	Е311	2,4	2,4	2,4
Санағыш Меркурий	200.02	2	2	2

Біздің шарт бойынша 23 бірдей санағыш болғандықтан:

$$23S_{2p} = 23 \cdot 13,2 = 303,6 \text{ ВА}$$

1.33 кесте – Параметрлер

КТ параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	10	$U_{\text{уст.НОМ}}$ , кВ	10
$S_{\text{НОМ}}$ , ВА	200	$S_{2\text{расч}}$	303,6

Бір КТ қуаты жетпегендіктен екі КТ қоямыз.

110 кВ НАМИ – 110 – 83Т1 типті кернеу трансформаторын таңдаймыз.

35 кВ НАМИ – 35УХЛ1 типті кернеу трансформаторын таңдаймыз.

10 кВ НАМИ –10–95 УХЛ 1 типті кернеу трансформаторын таңдаймыз.

## **2 Желі қорғанысы**

### **2.1 Желінің қорғанысы**

ПУЭ талаптары бойынша барлық қондырғылар релелік қорғаныс құрылғыларымен жабдықталуы тиіс. Олар арналған:

- ажыратқыш көмегімен бүлінген элементті қалғанынан, яғни бүлінбеген энергожүйе бөлігінен автоматты түрде сөндіру. Егер (нейтралы тұйықталмаған тораптардағы жерге тұйықталу) бүліну электр жүйелердің жұмысын бұзбаса, онда релелік қорғаныс тек сигналға жіберілуі рұқсат етіледі.

- энергожүйедегі элементтің қауіпті, яғни қалыпты емес жұмыс істеу режиміне оның релелік қорғанысы сигналға немесе істе қалған элементтің бүлінуге алып келмейтіндей сөндіруге әрекет жасау.

### **2.2 110 кВ желі қорғанысы**

-110-500 кВ - ғы тораптардағы желі үшін жерден тұйықталған және көпфазалы ҚТ –дан РҚ құрылғылары орнатылуы қажет.

-Асинхронды жүріс немесе тербеліс болатын жағдайда қорғаныстың артық істеп кетуіне тыйым салатын РҚ құрылысымен жабдықталуы қажет.

-110-220 кВ желілер үшін негізгі қорғанысты қарастырған кезде бірінші кезекте энергожүйесі жұмысының тұрақтылығын сақтау талабын ескеру қажет. Тұрақтылықты есептегенде басқа қатаң талаптар көрсетілмесе үш фазалы ҚТ кезінде электростасасы мен к/ст- ның шиналарындағы қалдық кернеу  $0,6-0,7U_{ном}$  –төмен деп қабылданып уақыт ұстамынсыз өшіріледі.

-110-220 кВ –ты желі үшін негізгі қорғаныс ретінде дистанциалық және нөлдік бағытталған ток қорғанысын аламыз, бұлар сезімталдық шарты бойынша тиімді.

## 2.3 Дистанциалық қорғаныс

### *REL 670 терминалының дистанциалық қорғанысының қолдану аймағы*

Интеллектуалды электронды құрылғы (ИЭҚ) REL670 мониторинг, қолданылуы оңай, функционалды, ауалық және кабельдік линияны максималды сенімді қорғанысты қамтамасыз етеді. Жоғары өнімділігі екісымдық, параллельдік және тізбектелген компенсеруші линияларды дистанциалық қорғаныспен қамтамасыз ете алады. Құрылғының функционалдылығы әрбір қорғанысқа өзіндік ерекше талаптары сәйкес жауап бере алады. Құрылғы желі қорғанысы үшін қажетті қызметті іске асырады және сол себепті жан жақты қолдануды рұқсат етеді.

Дистанциалық қорғаныстың REL 670 сандық микропроцессорлық құрылғысы шкаф құрамында берілген өзгерістермен немесе арнайы бір іске өзгертілген бола алады. Құрылғы берілген энергожүйеге байланысты жеңіл бейімделе алады. Ол жоғары сезімталдық пен линия соңындағы байланысқа қойылатын талабы аз. Алты группалық бес аймағын өлшеу және қондыру бір-бірінен тәуелсіз орындалып барлық линияларда сенімділікті арттырады. Тораптық нейтрал жермен қосылуы, өтемделуі немесе оқшаулануы мүмкін.

Қорғаныстың қызметі құрылғының негізгі қызметі дистанциалық өлшеу әдісімен қысқа тұйықталу жеріне дейінгі аралықты анықтау болып табылады. Бұл дистанциалық өлшеу аспаптары көп жүйелі болып табылады, әсіресе аралас көп фазалы зақымданулар үшін. Іске қосылудың әртүрлі әдістері құрылғыны тораптағы әртүрлі жағдайларға және пайдаланушылардың әр келкі сұранымдарына бейімдеуге мүмкіндік береді.

REL 670 құрылғысында өзгермелі кіріс шығыстары бар. Олар қатарынан бірнеше алгоритмдермен, объектілермен, интегралдық және таратылған архитектурамен жұмыс істеуге мүмкіндік береді. Осылайша, REL670 қосалқы стансаны сенімділік және функционалды жағын арттыратын құрылғы болып табылады.

### *Құрылғыдағы қызмет етулер көлемі*

Дистанциалық қорғаныстың REL670 сандық микропроцессорлық құрылғысы келесі қызметтерді іске асырады. Ең қажетті қорғаныс функциялары:

Дистанциалық қорғаныс:

- 5 аймақтық, толық схемалық жылдам іске асатын дистанциалық қорғаныс, сонымен қатар жүктеме режиміне байланысты импедансты полигональды характеристикасын немесе шеңбер характеристикасын логикалық түрде қолдану;

- логикалық түрде фазаны таңдау және логикалық түрде зақымданған жерде қосылу;

- таңдау бойынша «алға», «артқа» бағытталған немесе бағытталмаған алты дистанциалық сатылар, сатылардың біреуі аралық аумақ ретінде пайдаланауы мүмкін;

- іске қосылудың полигональды сипаттамасы арқасында торап шарттарына оптималды бейімделуі;

- тораптағы тербеліс кезінде дистанциалық қорғаныстан берілетін команда бойынша қажетсіз істен шығарулардың алдын алу.

*T-образдық фидерлердің қосылысын жоғары импеданстық дифференциалдық қорғаныс.*

Токтық қорғаныстар:

- жылдам әрекет етуші фаздық максималды ток қорғанысы (МТЗ) және нөлдік тізбектегі МТЗ;

- төрт сатылы бағытталған фаздық МТЗ және нөлдік тізбектегі МТЗ тәуелсіз және керібайланысты іске асу характеристикасымен;

- төрт сатылы бағытталған фаздық кері тізбектелген МТЗ;

- логикалық схема байланысымен бағытталған нөлдік тізбектелген МТЗ;

- жерден қысқа тұйықталудан сезімталды бағытталған қорғаныс;

- фаза үзілуінен қорғаныс;

- жылулық асқын кернеуден қорғаныс.

Басқару функциялары:

- 8 немесе 15 аппараттарды басқару;

- бірнеше резервтік нұсқалар;

- автоматты қайта қосу;

- селекторлы қозғалтқыш 32 өзгерісімен;

*Дистанциалық қорғаныс*

Дистанциалық қорғаныс құрылғының негізгі функциясы болып табылады. Ол өлшемдердің жоғарғы деңгейлі дәлдігімен, тораптағы әртүрлі жағдайларға икемді бейімделумен сипатталады және бірқатар қосымша функцияналды мүмкіндіктері бар.

Көп бұрышты іске қосылу сипаттамасы бар дистанциалық қорғаныс.

Әр дистанциалық зона үшін сәйкес зона сипаттамасын көрсететін жұмыстық көпбұрыш анықталады. Әр зақымдалған контур үшін барлығы 5 тәуелсіз зонасы және қосымша бір күйге келтірілген зонасы болады. Бұл жағдайда бірінші зонаның көпбұрышы (“алға” бағытталған зона ретінде) сұр түспен ерекшеленген. Үшінші зона “артқа” бағытталған зона ретінде келтірілген.

Көпбұрыш жалпы жағдайда R және X осьтері бар параллелограммен, сондай-ақ  $\varphi$  иілу бұрышынан беріледі.

R last және last параметрлері бар жүктеме секторы көпбұрыштан жүктеме импедансының ауданы бөліп шығарады. Осьтер әр зона үшін индивидуалы түрде (жеке) беріле алады. Желі, R last, last мәндері барлық зоналар үшін ортақ беріледі. Параллелограмм R-X координаталар жүйесіне қатысты симметриялы. Бағыт сипаттамасы қажетті квадрантта іске қосылу ауданын шектейді.

R ось бойынша кесінді фаза аралық ҚТ үшін бір жақтан және жерге ҚТ үшін екінші тоқтан жерге ҚТ кезінде активті кедергі бойынша үлкен қор алу үшін беріле алады.

Z1 бірінші зонасы үшін қосымша екі жақты қоректенетін желідегі ҚТ жағдайында ЖӘНЕ/НЕМЕСЕ бұрышының ауткуы садарынан ҚТ кедергісін өлшеуінің төмендеуінен сатының іске қосылуының алдын алатын аудан болады. Z1 және одан жоғары зоналар үшін бұл аудан болмайды.

Дистанциалық қорғаныста келесі сатылар (аймақтар) бар:

Тәуелсіз сатылар:

- бірінші саты R(Z1), X(Z1) (тез әрекет етеді), уақыт бойынша ұстанымы бар T11POL (бір фазалы ҚТ кезінде) немесе T1МЕНRPOL (көп фазалы ҚТ кезінде);

- екінші саты (резервті) R(Z2) X(Z2) Z2, уақыт бойынша ұстанымы бар T21POL (бір фазалы ҚТ кезінде) немесе T2МЕНRPOL (көп фазалы ҚТ кезінде);

- үшінші саты (резервті) R(Z3), X(Z3) Z3, уақыт бойынша ұстанымы бар T3;

- төртінші саты (резервті) R(Z4), X(Z4) Z4, уақыт бойынша ұстанымы бар T4;

Тәуелді саты (басқарылатын):

R(Z1B), X(Z1B) Z1B аралық саты, уақыт бойынша ұстанымы бар T1B1POL (бір фазалы ҚТ кезінде) немесе T1BМЕНRPOL (көп фазалы ҚТ кезінде).

*Бірінші сатыны есептеу.*

Дистанциалық қорғаныстардың есептеулерінде толық кедергі Z алынады, бірақ бұл есептеуде толық кедергінің орнына реактивті кедергі X-ті колданамыз, өйткені кернеуі 1000В-тан асатын желілерде активті кедергі реактивті кедергіден едәуір аз.

Бірінші сатыны қарама-қарсы қосалқы стансаның шинасының 3 фазалы қ.т қалыптастырады, біздің жағдайда 21 желінің бірінші сатысын есептейміз.

$$Z'_{21} = \frac{Z_{21}}{(1 + \delta + \beta)} = 0,85 \cdot Z_{21} = 0,85 \cdot 6,8 = 5,78 \text{ Ом.} \quad (2.1)$$

мұндағы  $\beta = 0.05$  кедергі релесі мен кернеу трансформаторының қателіктерін көрсететін коэффициент;

$\delta = 0.1$  бірінші реттік электрлік өлшемінің қателігін көрсететін коэффициент.

Бірінші саты уақыт ұстанымсыз жұмыс істейді.

*Екінші сатыны есептеу*

$Z''_{21}$  қорғаныстың екінші сатысы келесі шартты қанағаттандыруы, аралық желілердің тез жұмысымен сәйкестендірілуі қажет. Олар:

1) Трансформатордың релелік қорғанысы T10;

2) 24 желінің дистанциондық қорғанысының бірінші сатысы.

1-шарт бойынша:

T10 қосалқы стансасындағы трансформатор үшін  $U_{k\%} = 11,9$ ;

$$X_{mp10} = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{U_{cp}^2}{S_{ном\ mp}} \alpha^2 = \frac{11,90 \cdot 115^2 \cdot 0,84^2}{100 \cdot 63} = 17,63 \text{ Ом};$$

$$Z_{21}'' = 0,85 \cdot \left( Z_{21} + \frac{Z_{m10}}{K_{III}} \right); \quad (2.2)$$

$$K_{III} = \frac{I_{21}}{I_{m10}}; \quad (2.3)$$

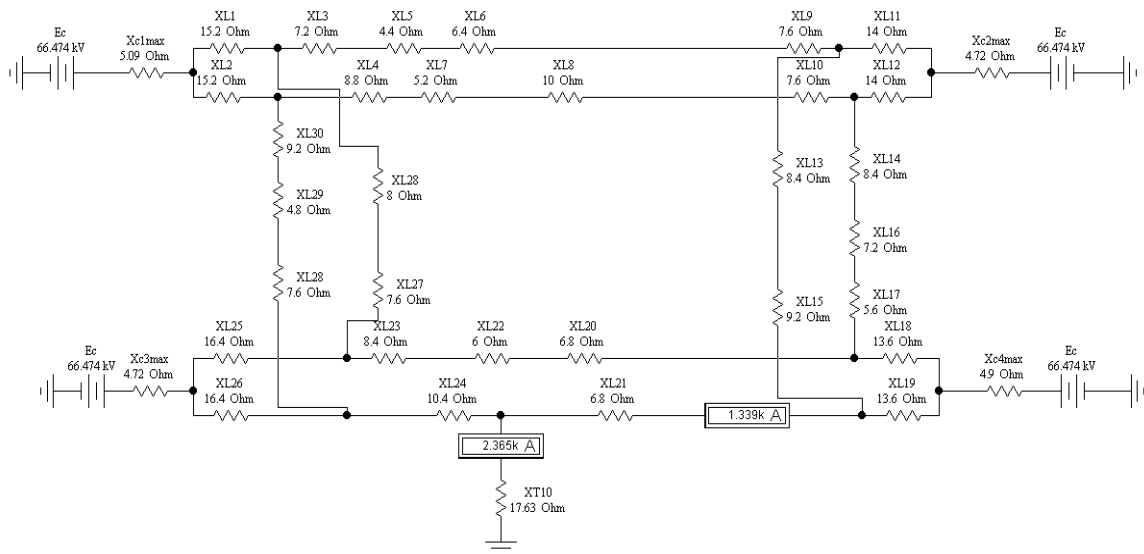
$$K_{III} = \frac{1,339}{2,365} = 0,57;$$

$$Z_{21}'' = 0,85 \cdot (6,8 + 17,63/0,57) = 32,01 \text{ Ом.}$$

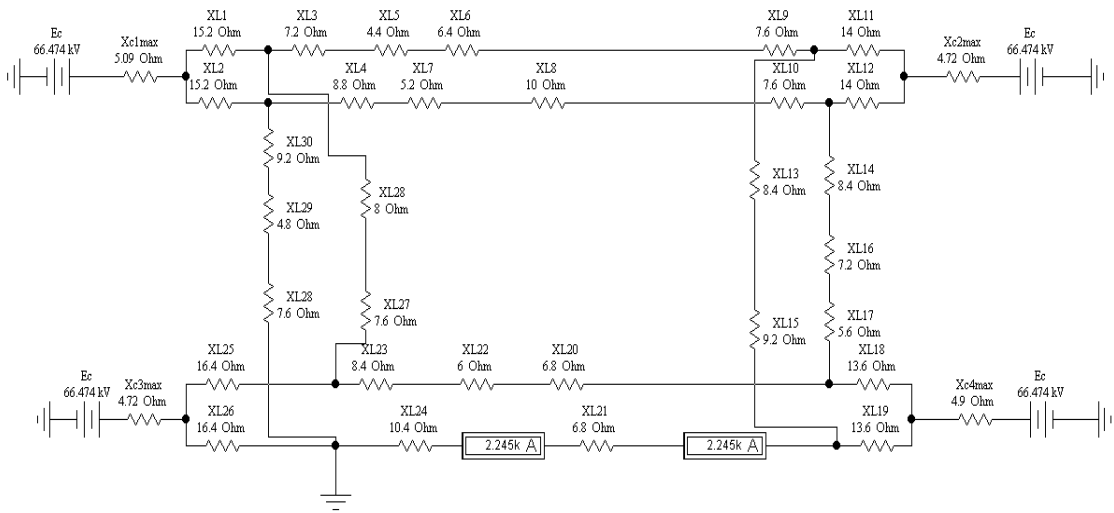
2 - шарт бойынша:

$$Z_{24}' = \frac{Z_{24}}{(1 + \delta + \beta)} = 0,85 \cdot Z_{24} = 0,85 \cdot 10,4 = 8,84 \text{ Ом};$$

$$Z_{21}'' = 0,85 \cdot Z_{21} + \frac{0,66}{K_{III}} \cdot Z_{24}.$$



Сурет 2.1 – Бірінші шарт бойынша, трансформатордың арғы жағындағы қ.т.



Сурет 2.2 – Дистационды қорғаныста 24 желісіндегі қ.т

$$K_{III} = \frac{I_{21}}{I_{24}} = \frac{2,245 \text{ кА}}{2,245 \text{ кА}} = 1;$$

$$Z_{21}'' = 0,85 \cdot Z_{21} + \frac{0,66}{K_{III}} \cdot Z_{24} = 0,85 \cdot 6,8 + 0,66 \cdot 10,4 = 12,64 \text{ Ом.}$$

Екі шарт ішінен ең төмен мәнді аламыз:

$$Z_{21}'' = 12,64 \text{ Ом.}$$

21 желінің екінші сатысының сезімталдығын есептеу:

$$k_{ч.з}'' = \frac{Z_{21}''}{Z_{21}} = \frac{12,64}{6,8} = 1,86 > 1,25. \quad (2.4)$$

Екінші сатыдағы кедергінің мәні сезімталдығы бойынша сай келеді. Уақыт ұстанымы  $t=0,15$  с.

*Үшінші сатыны есептеу*

Қорғаныстың үшінші сатысын іске асыратын қосқыш релелері жүктеменің жұмыс режиміндегі минималды кедергіден орнатылуы керек, яғни эксплуатацияда мүмкін болатын шарттардағы максималды жұмыс тоғы  $I_{\text{раб.макс}}$  және минималды кернеу:

$$U_{\text{раб.мин.}} = (0,9 - 0,95) U_{\text{ном.}}$$

Тезжелген қозғалтқыштардың өзіндік іске қосылу коэффициентін  $k_3=1,5$ , сенімділік  $k_n=1,2$  және қайтымдылық коэффициенттерін  $k_b=1,05 - 1,1$  ескеріп, реленің бірінші ретті іске қосу кедергісін келесідей анықтаймыз:

$$Z_{21}^{III} = \frac{U_{\text{раб.мин}}}{\sqrt{3} K_H K_3 K_6 I_{\text{раб.макс}} \cos(\varphi_{\text{м.ч.}} - \varphi_{\text{раб}})}; \quad (2.5)$$

мұнда  $\varphi_{\text{м.ч.}} = 75^\circ$  - максималды сезу бұрышы,  $\varphi_{\text{раб.}} = 37^\circ$  - жұмыс істеу бұрышы:

$$Z_{21}^{III} = \frac{0,9 \cdot 110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,5 \cdot 1,1 \cdot 300 \cdot \cos(75^\circ - 37^\circ)} = 121,95 \text{ Ом.}$$

Үшінші сатыны сезімталдыққа мына шарттар бойынша тексереміз:

1) Қорғайтын желінің соңындағы қ.т.

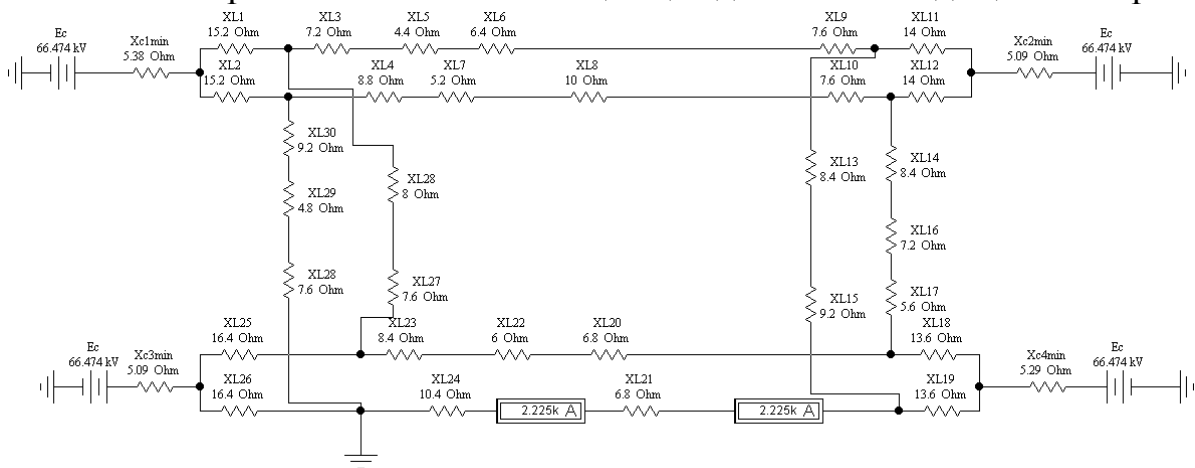
2) Резервті зонаның соңындағы қ.т.

Бірінші шарт бойынша сезімталдық коэффициентін анықтаймыз:

$$k_{\text{ч.з}}^{III} = \frac{Z_{21}^{III}}{Z_{21}}; \quad (2.6)$$

$$k_{\text{ч.з}}^{III} = \frac{121,95}{6,8} = 17,93 > 1,5.$$

Бірінші шарт бойынша үшінші саты сезімталдықты қанағаттандырады. Екінші шарт бойынша 24 желінің соңындағы сезімталдықты тексереміз.



Сурет 2.3 Минимал режимді дистаннды қорғаныста 24 желісіндегі ҚТ

$$k_{\text{чз}} = \frac{Z_{21}^{III}}{Z_{\text{макс}}}; \quad (2.7)$$

$$Z_{\text{макс}} = Z_{21} + Z_{24} / K_{\text{т.мин}}; \quad (2.8)$$



$$K_{т.мин} = \frac{2,225kA}{2,225kA} = 1;$$

$$K_{т.мин} = 1;$$

$$Z_{макс} = 6,8 + 10,4 = 17,2 \text{ Ом};$$

$$k_{чз} = \frac{Z_{21}^{III}}{Z_{макс}} = \frac{121,95}{17,2} = 7,09 > 1,2.$$

ПУЭ бойынша  $k_{чз}^{III}$  коэффициенттері сәйкесінше 1,5 және 1,2 шамадан үлкен болуы керек.

Үшінші сатының уақыт ұстанымын қарсысатылық принцип бойынша екінші қорғанысқа ұқсас уақыт ұстанымы селективтілік сатысына көбірек болады деп аламыз, яғни 2-желінің үшінші сатысының уақыт ұстанымы  $t_{ж2}^{III} = 0,8; \Delta t = 0,15 \text{ с};$

- 30-желінің үшінші сатысының уақыт ұстанымы  
 $t_{ж30}^{III} = t_{ж2}^{III} + \Delta t = 0,8 + 0,15 = 0,95;$

- 29-желінің үшінші сатысының уақыт ұстанымы  
 $t_{ж29}^{III} = t_{ж30}^{III} + \Delta t = 0,95 + 0,15 = 1,1;$

- 28-желінің үшінші сатысының уақыт ұстанымы  
 $t_{ж28}^{III} = t_{ж29}^{III} + \Delta t = 1,1 + 0,15 = 1,25;$

- 24-желінің үшінші сатысының уақыт ұстанымы  
 $t_{ж24}^{III} = t_{ж28}^{III} + \Delta t = 1,25 + 0,15 = 1,4;$

- 21-желінің үшінші сатысының уақыт ұстанымы  
 $t_{ж21}^{III} = t_{ж24}^{III} + \Delta t = 1,4 + 0,15 = 1,55.$

*Төртінші сатыны есептеу*

Төртінші саты алдыңғы желінің дистанционды қорғанысының бірінші сатысы қорғай алмайтын бөлігін қамтиды. 21 желінің төртінші сатысын келесі формуламен есептейміз:

$$Z_{21}^{IV} = 0,15 \cdot \frac{Z_{19}}{K_n};$$

$$Z_{21}^{IV} = 0,15 \cdot \frac{13,6}{1,2} = 1,7 \text{ Ом}.$$

Реленің іске қосылу кедергісі келесі формуламен анықталады:

$$Z_{с.р} = Z_{с.з} * n_T / n_H \quad (2.9)$$

$Z_{с.р}$  әніне қарап каталогтық мәліметтер бойынша реленің қойылымы таңдалынады.

Барлық сатылар үшін  $n_T=300/5$ ;  $n_H=110/0,1=1100$  деп қабылдап  $Z_{c.p}$  есептейміз:

$$Z_{cp}^I = 5,78 \cdot \frac{60}{1100} = 0,32 \text{ Ом}; \quad (2.10)$$

$$Z_{cp}^{II} = 12,64 \cdot \frac{60}{1100} = 0,68 \text{ Ом}; \quad (2.11)$$

$$Z_{cp}^{III} = 121,95 \cdot \frac{60}{1100} = 6,66 \text{ Ом}; \quad (2.12)$$

$$Z_{cp}^{IV} = 1,7 \cdot \frac{60}{1100} = 0,092 \text{ Ом}. \quad (2.13)$$

#### 2.4 Нөлінші реттік тоқ қорғанысын есептеу

ҚТ тоқтарын есептеу үшін тура ретті, кері ретті, нөл ретті орынбасу сұлбасын құрастырамыз, және "ELECTRONICSWORKBENCH" бағдарламасының көмегімен тоқтарды анықтаймыз.

*Бірінші сатыны есептеу*

Нөл ретті тоқтық қорғаныстың іске қосылу тоқтарын есептеу шарттары:

Бірінші сатының іске қосылу тогы – уақыт ұстанымынсыз тоқ үзіндісі  $I_{C3}^I$  оның селективті жұмыс істеуі үшін осы желінің соңындағы үш еселенген нөл ретті максималды металдық жерге Қ.Т. төмендегі өрнек бойынша орнатылуы қажет:

$$I_{C3}^I \geq k_H \cdot 3 \cdot I_{0max}, \quad (2.14)$$

мұнда  $K_H=1,2-1,4$ -реле қателігін, апериодикалық құраушының әсерін ескеретін коэффициент.

21 желінің нөл реттік бірфазалы қысқа тұйықталу тогының сұлбасы Қосымша А, сурет А1 көрсетілген.

21 желінің нөл реттік екіфазалы қысқа тұйықталу тогының сұлбасы Қосымша А, сурет А2 көрсетілген.

Төменде  $I_o^{(1)}$ -ді есептеу нәтижелері келтірілген:

$$I_{0жс21}^{(1)} = 539,1 \text{ А};$$

$$I_{0жс21}^{(1,1)} = 648,5 \text{ А};$$

$$I_{ж21}^I = K_H \cdot 3I_{кз};$$

$$I_{ж21}^I = 1,2 \cdot 3 \cdot 648,5 = 2334,6 \text{ А.}$$

*Екінші сатыны есептеу*

Қорғалатын желінің екінші сатысын келесі желінің бірінші сатысымен үйлестіреміз. 21 желіні үшке бөлгендегі мәнімен сәйкестендіріп 24 желінің мәнін аламыз. Ол үшін 24 желінің қысқа тұйықталу тоқтары есептейміз.

24 желінің нөл реттік бірфазалы қысқа тұйықталу тогының сұлбасы Қосымша А, сурет А3 көрсетілген.

24 желінің нөл реттік екіфазалы қысқа тұйықталу тогының сұлбасы Қосымша А, сурет А4 көрсетілген.

$$I_{0ж24}^{(1)} = 575,9 \text{ А;}$$

$$I_{0ж24}^{(1,1)} = 619,8 \text{ А;}$$

$$I_{0ж24}^I = K_H \cdot 3I_{кз};$$

$$I_{ж24}^I = 1,2 \cdot 3 \cdot 619,8 = 2231,3 \text{ кА.}$$

Бөлгендегі мәні:

$$I_{0ж24}^I = 2231,3 / 3 = 743,77 \text{ А.}$$

Екі фазалы қ.т кезіндегі 21 желінің мәнін алу сұлбасы Қосымша А, сурет А5 көрсетілген.

$$I_{0ж21}^{(1,1)} = 332,1 \text{ А;}$$

$$I_{ж21}^{II} = k_H \times 3 \times I_{0ж21}^I = 1,2 \cdot 3 \cdot 332,1 = 1195,56 \text{ А.}$$

Минималды режимдегі қорғалатын желінің соңындағы қысқа тұйықталу сұлбасы Қосымша А, сурет А6 көрсетілген.

$$K_{ч} = \frac{3 \cdot 571,5}{1195,56} = 1,43 > 1,257.$$

Сезімталдық коэффициенті  $1,43 > 1,25$  қанағаттандырады.

*Үшінші сатыны есептеу*

Үшінші сатының іске қосылу тогын  $I_{сз}^{III}$  сыртқы үш фазалы қысқа тұйықталу кезіндегі ТТ-ң нөлдік сымындағы небаланс тогынан орнатуымыз керек. Бұл анықтама әдетте трансформатордың төменгі жағындағы Қ.Т. кезінде небаланс тогынан орнатуға сәйкес келеді.

$$I_{жс21}^{IV} = K_H \cdot I_{нб}; \quad (2.15)$$

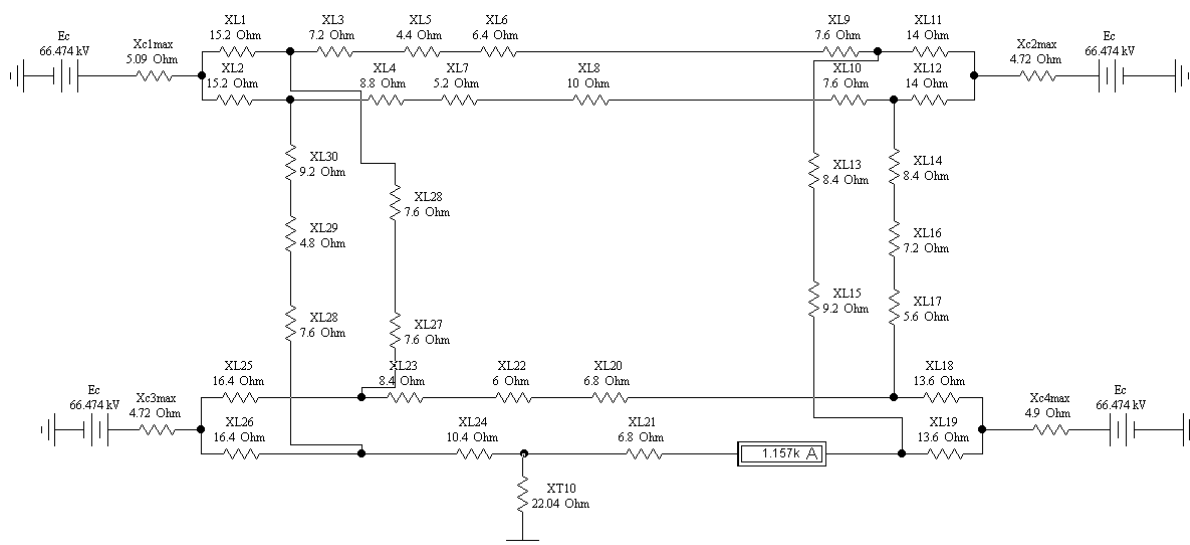
$$I_{нб} = K_A \cdot I_{КТ} \cdot K_{БК} \cdot \varepsilon, \quad (2.16)$$

мұндағы  $K_H=1,2$ - реледегі қателікті және қажетті қорды ескеретін реттеу коэффициенті;

$K_{БК}=0,5-1$  – ток трансформаторларының біркелкілік коэффициенті;

$K_A=1$ - апериодты құраушының коэффициенті;

$\varepsilon=0.1$  –ток трансформаторының қателігі;



Сурет 2.4 – Т10 трансформаторынан кейінгі қ.т.

$$I_{нб} = 1157 \cdot 0,1 \cdot 1 \cdot 0,5 = 57,85 \text{ A};$$

$$I_{жс21}^{III} = 1,2 \cdot 57,85 = 69,42 \text{ A}.$$

Сезімталдық коэффициентін анықтаймыз:

$$K_{\chi}^{III} = \frac{3I_{0,жс21}^I}{I_{жс21}^{III}}, \quad (2.17)$$

мұндағы  $I_{0,жс21}^I$  - резервтелетін желінің соңында бір фазалық ҚТ кезіндегі қорғаныс комплектінен ағатын тоқ.

Үшінші саты көршілес желілердің соңында орын алатын жерге ҚТ-лардың барлығын сезуі қажет.

24 желісінің соңындағы минималды режимдегі бір фазалы ҚТ сұлбасы Қосымша А, сурет А7 көрстеілген.

$$K_q^{\text{III}} = \frac{3 \cdot 288,8}{69,42} = 12,48 > 1,2.$$

Сезімталдық шарты қанағаттандырады

НРТҚ желіге тоқ трансформаторларынан құрастырылған  $3I_0$  фильтр арқылы қосылады. Сондықтан НРТҚ сатыларының іске қосылу токтары екіншілік токтарда берілуі қажет:

$$i_{cp}^I = I_{жс21}^I / n_{ТА}, \quad (2.18)$$

мұнда  $n_{ТА}$  – трансформатор тоғының трансформация коэффициенті.

$$n_T = 300/5 = 60;$$

$$i_{cp}^I = \frac{I_{жс21}^I}{n_{ТА}} = \frac{2334,6}{60} = 38,91 A;$$

$$i_{cp}^{II} = \frac{I_{жс21}^{II}}{n_{ТА}} = \frac{1195,56}{60} = 19,926 A;$$

$$i_{cp}^{III} = \frac{I_{жс21}^{III}}{n_{ТА}} = \frac{69,42}{60} = 1,157 A.$$

Үшінші сатының уақыт ұстанымын карсы-сатылы принцип бойынша (МТҚ сияқты) көршілес желінің үшінші сатысының уақыт ұстанымынан жоғарырақ алынады.

	- 2-желінің үшінші сатысының уақыт ұстанымы	$t_{жс2}^{III} = 0,8;$	
$t_{жс30}^{III} = t_{жс2}^{III} + \Delta t = 0,8 + 0,15 = 0,95;$	- 30-желінің үшінші сатысының уақыт ұстанымы		
$t_{жс29}^{III} = t_{жс30}^{III} + \Delta t = 0,95 + 0,15 = 1,1;$	- 29-желінің үшінші сатысының уақыт ұстанымы		
$t_{жс28}^{III} = t_{жс29}^{III} + \Delta t = 1,1 + 0,15 = 1,25;$	- 28-желінің үшінші сатысының уақыт ұстанымы		
$t_{жс24}^{III} = t_{жс28}^{III} + \Delta t = 1,25 + 0,15 = 1,4;$	- 24-желінің үшінші сатысының уақыт ұстанымы		
$t_{жс21}^{III} = t_{жс24}^{III} + \Delta t = 1,4 + 0,15 = 1,55.$	- 21-желінің үшінші сатысының уақыт ұстанымы		

Дистанционды қорғаныстың бірінші сатысының тағайын шамаларын енгізу суреті Қосымша А, сурет А8 көрсетілген.

Дистанционды қорғаныстың екінші сатысының тағайын шамаларын енгізу суреті Қосымша А, сурет А9 көрсетілген.

Дистанционды қорғаныстың үшінші сатысының тағайын шамаларын енгізу суреті Қосымша А, сурет А10 көрсетілген.

Дистанционды қорғаныстың төртінші сатысының тағайын шамаларын енгізу суреті Қосымша А, Сурет А11 көрсетілген.

Нөлдік реттік тоқ қорғанысын да АВВ фирмасының REL 670 сандық терминалымен қорғаймыз. Тағайын шамаларды енгізу үшін РСМ бағдарламасын қолданамыз. Нөлінші реттік тоқ қорғанысы бір фазалы немесе екі фазалы жерге қысқа тұйықталулардан қорғайды.

Жалпы тағайын шамалар суреті Қосымша А, Сурет А12 көрсетілген.

Нөлінші реттік тоқ қорғанысының бірінші сатысының тағайын шамалары суреті Қосымша А, Сурет А13 көрсетілген.

Нөлінші реттік тоқ қорғанысының екінші сатысының тағайын шамалары суреті Қосымша А, Сурет А14 көрсетілген.

Нөлінші реттік тоқ қорғанысын үшінші сатысының тағайын шамалары суреті Қосымша А, Сурет А15 көрсетілген.

### **3 Қосалқы станциядағы трансформатордың релелік қорғанысы**

ПУЭ талаптары бойынша барлық қондырғылар релелік қорғаныс құрылғыларымен жабдықталуы тиіс. Олар арналған:

- ажыратқыш көмегімен бүлінген элементті қалғанынан, яғни бүлінбеген энергожүйе бөлігінен автоматты түрде сөндіру. Егер (нейтралы тұйықталмаған тораптардағы жерге тұйықталу) бүліну электр жүйелердің жұмысын бұзбаса, онда релелік қорғаныс тек сигналға жіберілуі рұқсат етіледі.

Энергожүйедегі элементтің қауіпті, яғни қалыпты емес жұмыс істеу режиміне оның релелік қорғанысы сигналға немесе істе қалған элементтің бүлінуге алып келмейтіндей сөндіруге әрекет жасау.

ПУЭ-ға сәйкес жоғарғы кернеуі 220 кВ трансформатордың релелік қорғанысы келесідей бүлінулер мен қалыпты емес жұмыс істеуінен қарастырылуы тиіс:

- орамы мен шықпаларындағы көпфазды тұйықталу;
- нейтралы жерге тұйықталған жүйелерге қосылған орамы мен шықпаларындағы бірфазды жерге тұйықталу;
- орам арасындағы тұйықталу;
- сыртқы ҚТ туындаған орамдағы тоқтар;
- жүктемеден туындаған орамдағы тоқтар;
- май деңгейінің төмендеуі;
- магнит өткізгіштіктің «өртенуі».

Жоғарыдағыны ескере отырып және соған сәйкес жобаланатын қосалқы станцияның трансформаторына келесідей қорғаныстар қарастырылады.

Негізгі қорғаныс ретінде:

- трансформатордың дифференциалдық қорғанысы – трансформатордың орамы мен шықпаларындағы барлық түрдегі ҚТ қорғау;
- газдық қорғаныс – трансформатордың бағының ішіндегі ҚТ қорғау, яғни газдың бөліну нәтижесінде;

Қосымша қорғаныс ретінде:

- трансформатордың жоғарғы және төменгі кернеу орамдарын жүктемеден қорғайтын бірфазды максималды тоқ қорғанысы;
- жоғарғы және орта кернеудегі жерге ҚТ қорғайтын екі сатылы нөл ретті тоқтық қорғаныс;
- сыртқы ҚТ қорғайтын бағытталған кері ретті тоқ қорғанысы және үшфазды ҚТ қорғайтын кернеу түсумен максималды тоқ қорғанысы;

### **3.1 RET 670 дифференциалды қорғаныстардың функциялау принциптары және негізгі сипаттамалары**

#### *Қолданылуы*

RET 670 сандық дифференциалды қорғанысы кернеудің барлық деңгейлерінің трансформаторларындағы қысқа тұйықталулардан қорғайтын жылдам және селективті қорғаныс болып табылады. Терминалды трансформатордың қорғанысы ретінде қолдану кезінде құрылғы, әдетте күштік трансформатордың жоғарғы және төменгі кернеуі жағында орналасқан тоқ трансформаторларының шығыстарына қосылады. Фазалар ығысуы және трансформаторлар орамаларының қосылуынан пайда болатын тоқтардың өзара қосылуы (сцепление) құрылғыда есептік алгоритмдер көмегімен өңделеді.

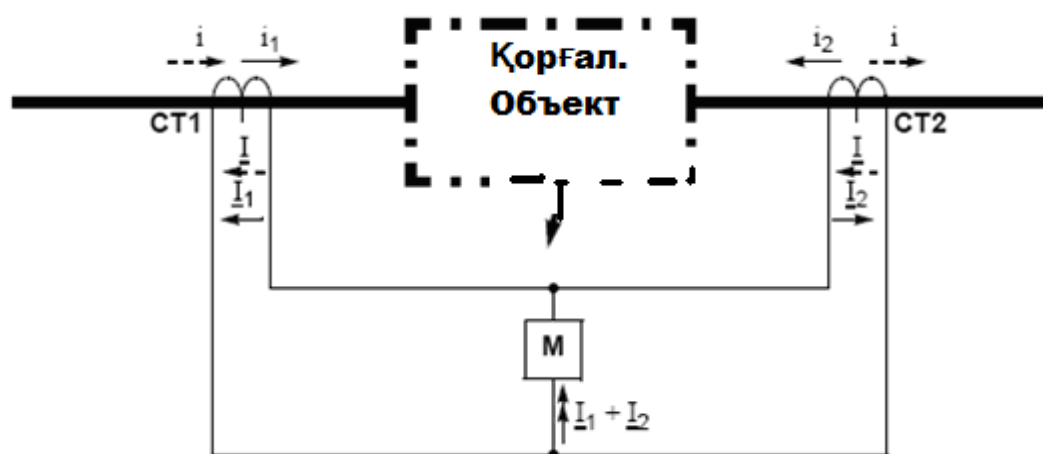
Бейтараптың жермен тұйықталу шарттары қолданушының талабы бойынша бейімделеді, олар есептеулер алгоритмінде автоматты түрде есепке алынады. Бейтарабы жерге тұйықталған трансформаторды қорғаған кезде бейтарап пен жер арасында ағатын тоқ өзгертіліп, жерге тұйықталудан қорғайтын жоғары жиілікті қорғаныста қолданыла алады. Қосымша тоқ бойынша жоғары сезімталдықты кіріс орнатылған. Ол, мысалы трансформатор немесе реактор бөлігінен аздаған тоқтарды үлкен кедергілер мәніндегі зақымдалулар кезіндегі жағдайлардың өзінде де анықтау үшін пайдаланылады.

Құрылғының қорғалынатын объектілерінің барлық типтері үшін уақыт ұстанымы бар максималды тоқ қорғанысы функциялары бар. Бұл функциялар кез-келген жақ үшін қолданылады. Асқын жүктемеден жылулық қорғау кез-келген машина түрін қорғау үшін тиімді. Ол май температурасын өлшеуге, сыртқы термодатчикті қолдану барысында қайнау нүктесі және ескіру жылдамдығын бағалауға арналған функциямен толықтырыла алады.

Балансталмаған жүктеме қорғанысы симметриялы емес тоқтарды анықтауға мүмкіндік береді. Оның көмегімен фазааралық зақымдалулар мен кері реттік тоқтарды анықтауға болады. Ажыратқыштың жұмыс жасаудан бас тартуынан қорғанысы оған ажырату командасы берілгеннен кейінгі, әрекетін тексереді. Ол қорғалатын объектінің кез-келген жағына қосылуы мүмкін.

*Дифференциалды қорғаныстың негізгі жағдайлары*

Өлшенеті мәндердің қалыптасуы дифференциалды қорғанысты қолданудан тәуелді. Бұл бөлімде қорғалынатын объектінің типінен тәуелсіз дифференциалды қорғаныстың жалпы жұмыс әдісі сипатталады. Суреттер бір желілі сұлбалар үшін келтірілген. Дифференциалды қорғаныс тоқтарды салыстыруға негізделген. Яғни қалыпты жұмыс кезінде қорғалынатын объектінің екі жартылары бойынша бірдей тоқ ағады (3.1-сурет, үзікті сызық). Бұл тоқ қарастырылатын аумақтың бір жағына ағып кіреді және басқа жағынан ағып шығады. Тоқтардың айырымы берілген аумақта зақымдалудың нақты индикаторы блып табылады. Егер трансформация коэффициенттері бірдей болса, онда қорғалынатын объектінің шеттері бойынша орналасқан ТТ-ың екіншілік орамдары СТ1 және СТ2 екіншілік тұйықталған тізбекке біріктірілуі мүмкін, бұл тізбекпен екіншілік тоқ ағады; электрлік баланс нүктесінде қосылған өлшеуіш элементі қалыпты жұмыс кезінде нөл көрсетеді.



Сурет 3.1 – Екі жақты аймақ үшін дифференциалды қорғаныстың әрекетінің негізгі принципі

Тоқ трансформаторларымен шектелген аумақта зақымдалу пайда болған кезде  $i_1 + i_2$  зақымдалу тоқтарына пропорционалды  $I_1 + I_2$  тоғы, М өлшеуіш элементі арқылы ағады. Нәтижесінде 3.1-суретінде көрсетілген қарапайым тізбек қорғаныстың сенімді істен шығаруын қамтамасыз етеді.

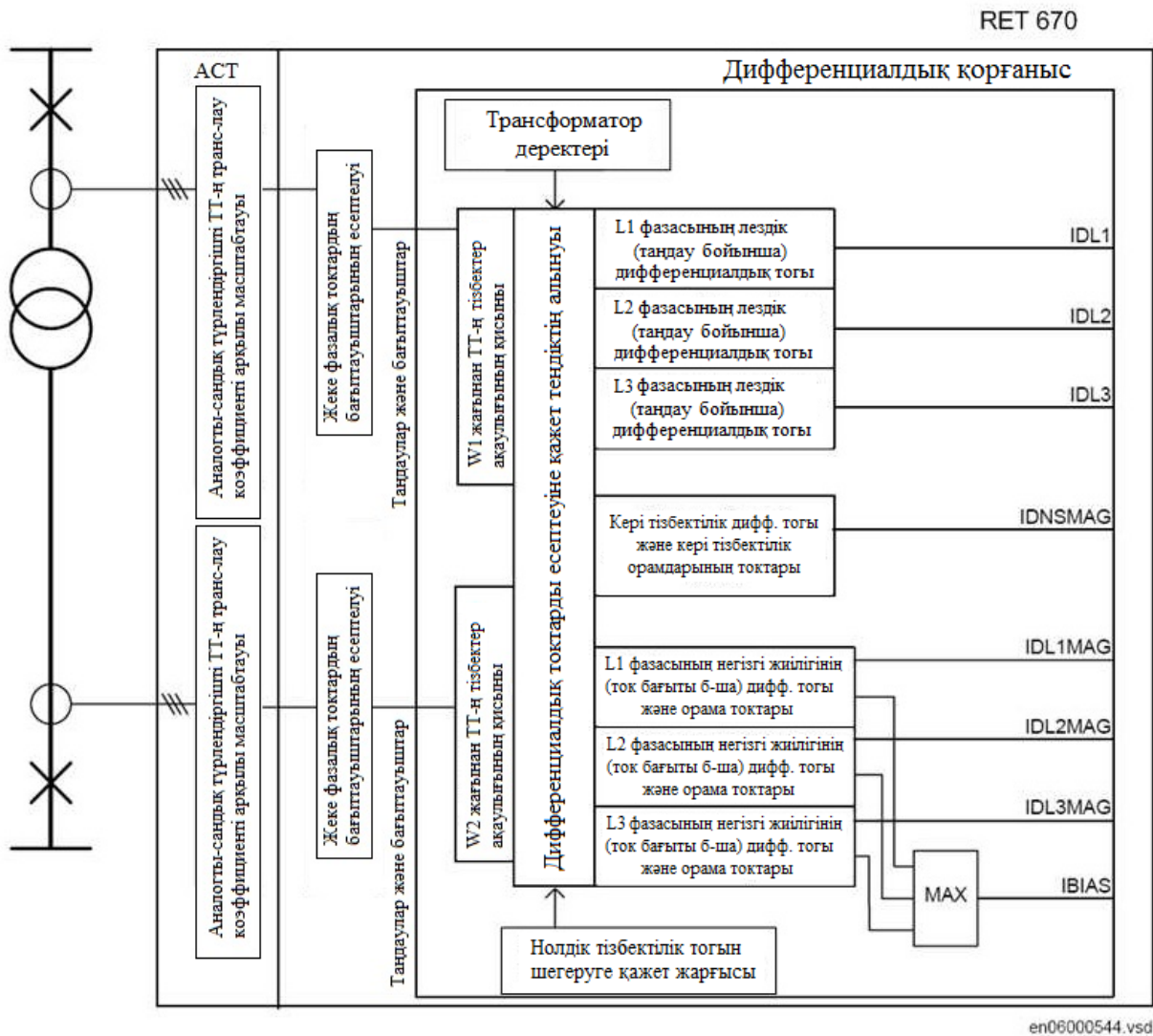
Қорғалынатын аумақта үлкен тоқтың ағуын қамтамасыз ететін сыртқы зақымдалу пайда болғандағы тежеу тоғы, қанығу кезіндегі СТ1 және СТ2 тоқ трансформаторларының магнитті сипаттамаларындағы айырмашылық М өлшеуіш элементі арқылы үлкен тоқтың ағуын тудыруы мүмкін. Егер бұл тоқтың ауытқуы сәйкесті орнатылған мәннен асып кетсе, зақымдалу қорғаныс аумағынан тыс орналасса да қорғаныс істен шығаруға сигнал беруі мүмкін. Төқпен тежеу қорғаныстың мұндай дұрыс емес әрекетінің алдын алады.

#### *RET670 дифференциалды қорғанысы*

RET670 терминалының дифференциалды қорғанысының алгоритмдері бірінші реттік ток мәнімен есептейді. Осы мақсатпен қорғаныстық ТТ трансформация коэффициенті есебімен аналогты-сандық түрлендіруді



масштаптау жүзеге асады. Бұдан кейін Фурье дискретті түрлендіру (ФДТ) базасында негізгі жиіліктегі кешенді (бағыттаушы) токтарды есептеу жүреді. RET670 терминалының жадына қорғаныс трансформаторының негізгі техникалық параметрлері енгізілу керек: номиналды кернеу және орамдардың номиналды токтары, сонымен қатар орамдардың қосылу схемалары (толығырақ «Уставки» кестесінде). Бұл базада дифференциалды және тежеуішті токтардың қалай лездік мәндерін болса, солай интегралды мәндерін есептеу де жүзеге асады. Дифференциалды ток әр фаза үшін бөлек есептеледі.



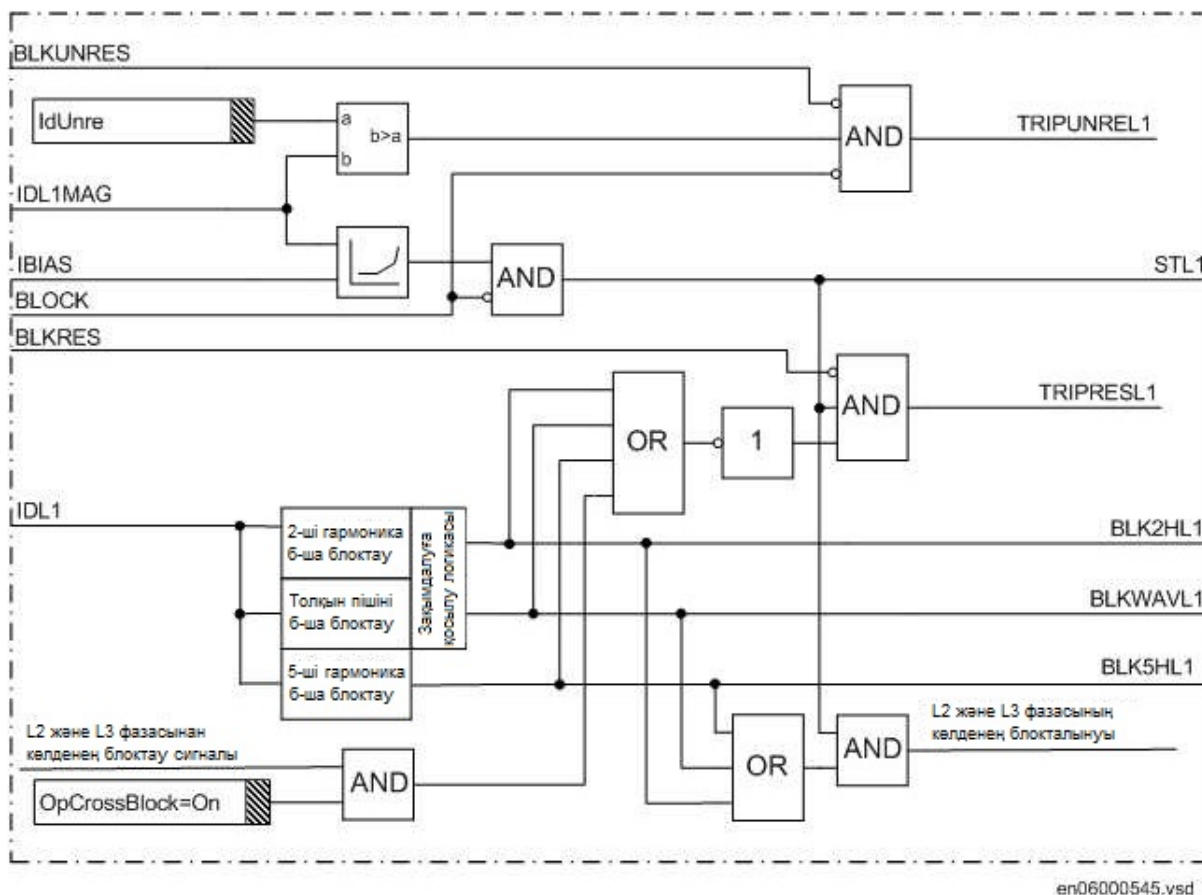
Сурет 3.2 – Трансформатордың дифференциалды қорғанысының өлшенген токтарын өңдеу

### Гармоникті тежеу

Жүктелген трансформаторды және шунттайтын реакторларды кернеудегі шинаға қосқан кезде үлкен магниттелу тоғы пайда болуы мүмкін (тоқ секіруі). Бұл тоқ секірулері бір соңнан қорек кезіндегі зақымдалу сияқты дифференциалды шамаларды тудырады. Кернеуді арттырғанда немесе жиілікті төмендеткендегі магниттелу тоқтарынан пайда болатын дифференциалды шамалар, трансформаторды параллель жұмысқа қосқанда

немесе күштік трансформаторды артық секіру тоғының шамасы қысқа тұйықталу кезінде болмайтын екіншілік гармониктің құраушыларымен сипатталады. Егер екінші гармониктің құраушысы таңдалынған шеттік шамадан артық болса, онда дифференциалды сатыға тиым салынады. Тиым салуды іске асыру үшін екінші гармониктен басқа гармониктер таңдалынуы мүмкін, мысалы үшінші немесе бесінші трансформатордың темірінің артық қоздырылуы тақ гармониктердің болуымен сипатталады. Сол себепті үшінші және бесінші гармониктер бұл құбылысты анықтау үшін жарайды. Бірақта, күштік трансформаторда үшінші гармоник алынып тасталынатындықтан негізінен бесінші гармониктер пайдаланады. Түрлендіргіш трансформаторда ішкі зақымдалу кезінде тақ гармониктер болмайды. Санды сүзбелер дифференциалды тоқтардың Фурье талдауын қамтамасыз ету үшін пайдаланады.

Дифференциалды қорғаныс гармоникті құраушылар орнатылған шамадан асқан кезде анықталады. Сүзбенің алгоритмдері динамикалық шарттарда тұрақтандыру үшін қосымша өлшеулер керек болмайтындай етіп орындалған. Гармоникті тежеу фаза бойынша орындалса да, қорғаныс толық үш фазасымен әрекет етеді, сондықтан секіру тоғы тек бір фазада болуы мүмкін.



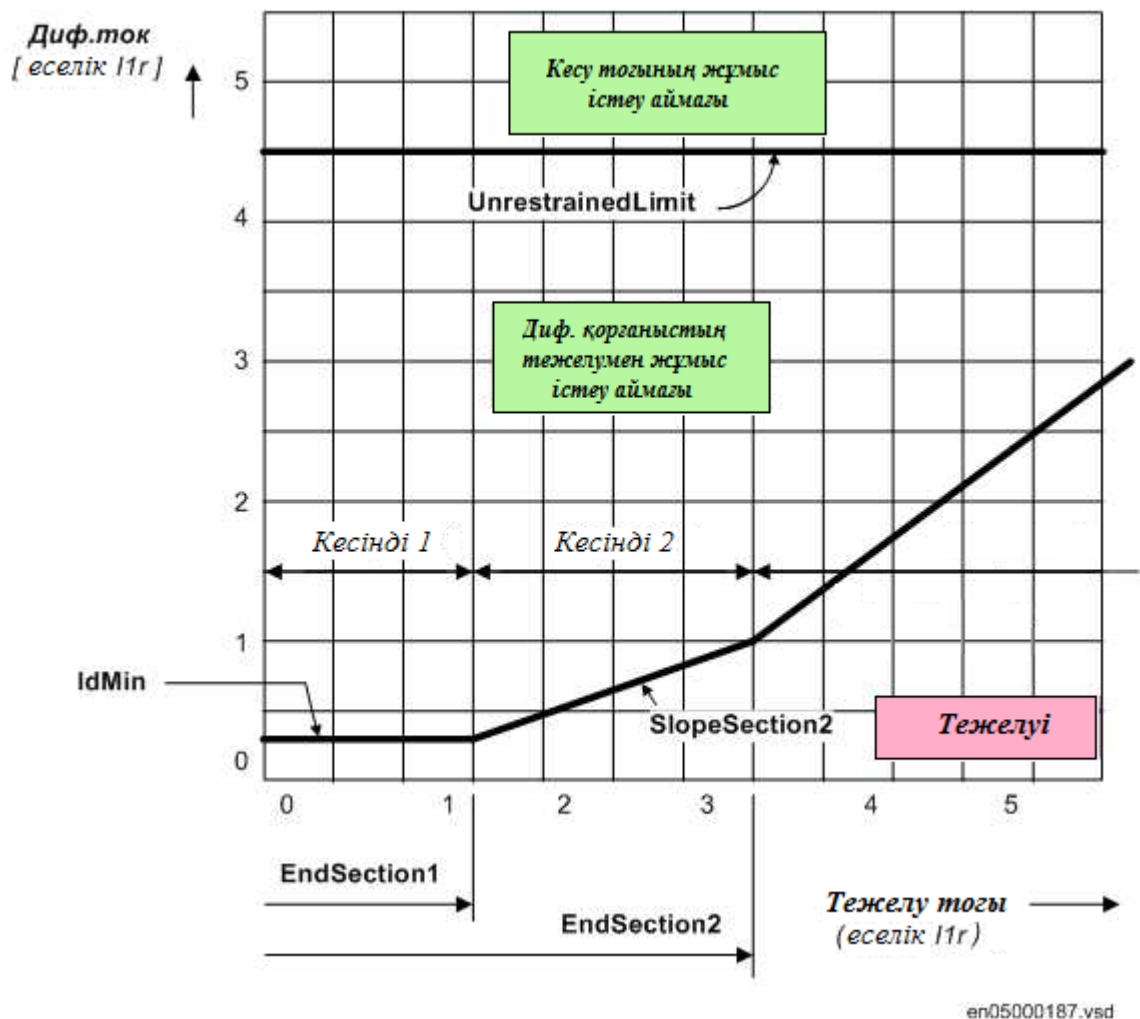
Сурет 3.3 – Трансформатордың L1 фазасының дифференциалды қорғанысының ықшамдалған логикалық сұлбасы

Ықшамдалған функционалды сұлба (3.3-сурет) дифференциалды үзіндіні (IdUnre) және тежеуіші бар сезімтал мүшені қосады. Дифференциалды үзіндінің (ДҮ) қызметі дифференциалды токтың негізгі гармоникасына базаланады. ДҮ қолдану үлкен еселі ҚТ тогы кездесетін қорғалатын аймақта PDIF, 87Т-ның тезәрекеттік және функционалдығының сенімділігін арттыруға мүмкіндік береді.

Тежелу сипаттамасы шығу блогының сигналы (STL1) іске қосу сигналы ретінде, және де AND (И) логикасы арқылы сөндіруге (TRIPSEL1) әрекет етеді.

Тежелу сипаттамасы (3.4-сурет) негізгі гармоникалар дифференциалдық және тежелу токтары базасында құрылады. Ол салыстырмалы бірліктерде беріліп және түзу сызықтық үш кесіндіден тұрады.

- біріншісі (көлденен) - EndSection1 тежелу тогына дейін;
- екіншісі (қисық) - EndSection2 тежелу тогына дейін.



Сурет 3.4 – Тежелу сипаттамасы

Тежеуішті тоқ барлық үш фаза үшін де бірдей болып табылады.

Тежеуішті ток ретінде барлық жағынан және барлық дифференциалды қорғаныс фазалар жағынан келтірілген ток қабылданады.

Қорғаныс трансформаторының әр жағы үшін ток кешенінің кері тізбектелуі де есептелінеді.

Базисті жағы үшін бірінші реттік ток мәнін есептеу барысында қорғаныс трансформаторының жоғары кернеу жағы қолданылады.

Дифференциалды ток екі әдіспен есептеледі:

а) тез есептік мәндерінің (отсчетов) қосындысы ретінде;

б) қорғаныс трансформаторының барлық жағы үшін есептік токтарының кешендерінің қосындысы ретінде;

Бұл екі жағдайда да шартты оң бағытта көрсетілген токтар қорғаныс аймағының ішіне кіреді.

### 3.2 Трансформатордың дифференциалды тоқтық қорғанысы

RET670 - Parameter Setting					
Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
T3WPDIF: 1					
RatedVoltageW1		110,00	kV	0,05	2000,00
RatedVoltageW2		35,00	kV	0,05	2000,00
RatedVoltageW3		10,00	kV	0,05	2000,00
RatedCurrentW1		141	A	1	99999
RatedCurrentW2		218	A	1	99999
RatedCurrentW3		770	A	1	99999
ConnectTypeW1		WYE (Y)			
ConnectTypeW2		wye = y			
ConnectTypeW3		delta = d			

Сурет 3.5 RET 670 құрылғысының жалпы параметрлері

✓	Setting Group1				
✓	Operation		On		
✓	IdMin		0,30	IB	0,10 0,60
✓	IdUnre		10,00	IB	1,00 50,00
✓	OpNegSeqDiff		On		
✓	IMinNegSeq		0,04	IB	0,02 0,20

Сурет 3.6 RET 670 дифференциалдық қорғанысының параметрлері

## 4 Трансформатордың резервті қорғанысы

### 4.1 REF 615 қорғанысы

Құрылғы бағытталған және бағытталмаған максималды тоқ қорғанысын және асқын жүктемеден қорғауды, бағытталған және бағытталмаған жерге тұйықталу қорғанысын қаматмасыз етеді. Трансформатордың резервті қорғанысы ретінде алғашқы екі қорғанысты қолданамыз.

Стандартты конфигурацияда А мен В бағытталған жерге тұйықталу қорғанысын көрсетеді. Егер фидерлерде фазалық тоқ трансформаторы болса осы қорғанысты қолданса болады.

Стандартты конфигурацияда С мен D бағытталмаған жерге тұйықталу қорғанысын көрсетеді. Ол да А мен В сияқты қолданыстарға ие.

Стандартты конфигурацияда Е мен F жерге тұйықталу қорғанысын және фазалық кернеу мен нейтрал кернеуінің өлшемін көрсетеді.

G стандартты конфигурациясы нөл реттік тоқтың стандартты кірісін ( $3I_0$ ) көрсетеді.

H стандартты конфигурациясы бағытталмаған максималды тоқ қорғанысын және бағытталмаған жерге тұйықталу қорғанысын көрсетеді.

J стандартты конфигурациясы бағытталған максималды тоқ қорғанысын және бағытталған жерге тұйықталу қорғанысын көрсетеді.

### 4.2 Максималды тоқ қорғанысы

*Трансформатордың 110 кВ жағындағы максималды ток қорғанысы (МТҚ)*

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

$$I_{C3} = \frac{K_{отс} K_{C3}}{K_{воз}} I_{РАБ.МАКС} А, \quad (4.1)$$

мұндағы  $I_{раб.макс}$  – трансформатордың максималды жұмыс тоғы, А;  
 $K_{C3} = 2$  – жалпылама жүктеменің өзіндік іске қосылу коэффициенті;

$K_{отс} = 1,1$  – реттеу коэффициенті (цифрлық терминалдар үшін);  
 $K_{воз} = 0,95$  – реленің қайту коэффициенті (цифрлық терминалдар үшін).

Трансформатордағы максималды жұмыс тоғын келесідей табамыз:

$$I_{НОМ.ТР} = \frac{S_{НОМ.ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ТР}} \text{ А};$$

$$I_{НОМ.ТР} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 200,8 \text{ А};$$

$$I_{РАБ.МАКС} = 1,4 \cdot I_{НОМ.ТР} \text{ А};$$

$$I_{РАБ.МАКС} = 1,4 \cdot 200,8 = 281,12 \text{ А};$$

$$I_{СЗ} = \frac{1,1 \cdot 2}{0,95} \cdot 281,12 = 651 \text{ А}.$$

Реленің іске қосылу тоғы:

$$I_{СР} = \frac{I_{СЗ}}{K_T} K_{СХ}. \quad (4.2)$$

110 кВ кернеудегі ток трансформаторының трансформация коэффициенті:

$$K_T = 150/5 = 30.$$

мұндағы  $K_{СХ} = 1$  – сұлба коэффициенті.

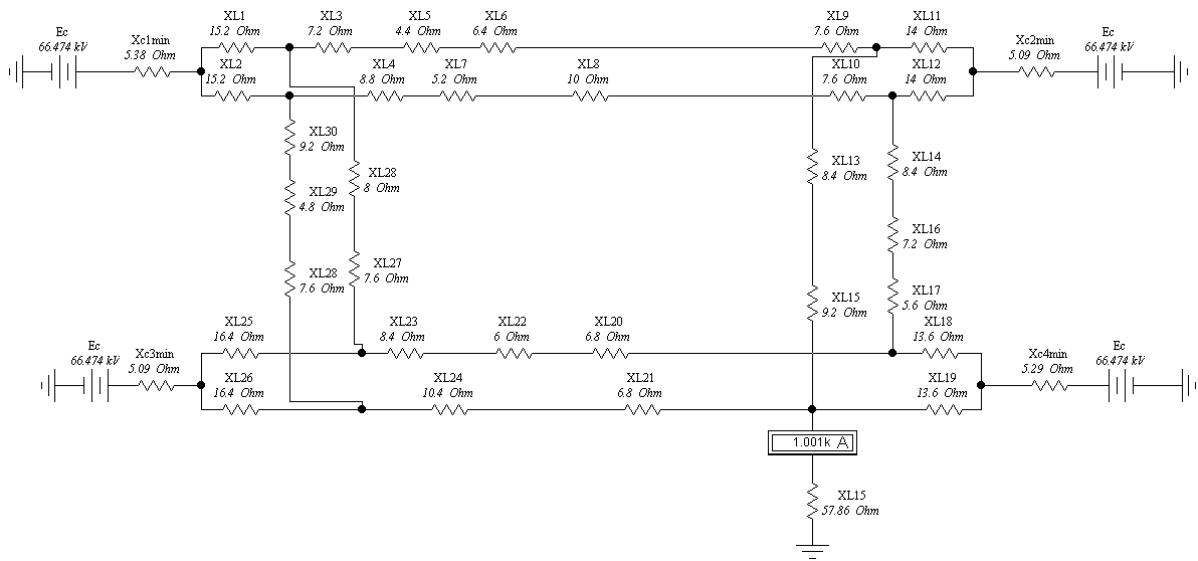
$$I_{СР} = \frac{651}{30} \cdot 1 = 21,7 \text{ А}.$$

Сезімталдыққа тексеру

Қорғаныстың сезімталдығын тексеру энергожүйенің минималды режімі кезіндегі трансформатордың орташа және төменгі кернеу жағындағы екі фазалық қ.т. бойынша жүргізіледі:

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1001 = 866,89 \text{ А};$$

$$K_q = \frac{866,89}{651} = 1,33 > 1,2.$$



Сурет 4.1 Минималды режимдегі Т9 трансформаторындағы ҚТ тоғы

Электр қондырғыларды орнату ережесі бойынша резервтеу зонасының соңындағы қ.т. кезіндегі сезімталдық коэффициенті 1,2 болуы қажет, біздің жағдайда бұл шарт қанағаттандырылады:

$$t_{\text{МТК}} = t_{\text{МТКфидер}} + \Delta t = 1 + 0,15 = 1,15 \text{ с.}$$

### 4.3 Асқын жүктеме қорғанысы

Жоғарғы кернеу жағындағы асқын жүктеме қорғанысының іске қосылу тоғы трансформатордың номиналды тоғынан келесі формула бойынша орнатылады:

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{омс.}} \cdot I_{\text{ном.}}}{K_{\text{вoз.}}} \text{ А,} \quad (4.3)$$

мұндағы  $K_{\text{омс.}} = 1,05$  – трансформатордың 5% - ке асқын жүктемеленуіне тең келетін орнатылу коэффициенті;

$K_{\text{вoз.}} = 0,95$  – реленің қайта қалпына келу коэффициенті.

$$I_{\text{сз}} = \frac{1,05 \cdot 200,8}{0,95} = 263,55 \text{ А.}$$

Тоқ бойынша тағайын шаманың екіншілік мәнін келесі формула бойынша анықтаймыз:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3} \cdot K_{CX}}{n_{TT}} \text{ A}; \quad (4.4)$$

$$I_{CP} = \frac{263,55 \cdot 1}{30} = 8,785 \text{ A};$$

$$t_{аж} = t_{аж} + \Delta t = 1,15 + 0,15 = 1,3 \text{ с.}$$

#### 4.4 Қосымша қорғаныстарды параметрлеу

Трансформатордың қосымша қорғаныстарын АВВ фирмасының REF 615 сандық терминалы арқылы орындаймыз. Бұл фирманың сандық терминалдары өте сенімді болып келеді. Сандық терминалдардың еркін логикасының арқасында, терминалдың мүмкіндіктері ұлғайа түседі. Атап айтсақ энергожүйеде болатын өзгерістерге тез әрекет етуге болады. Бірақ ондай өзгерістерді жоғары квалификациялы мамандар іске асыруы тиіс.

Жалпы тағайын шамалары суреті Қосымша А, Сурет А16 көрсетілген.

Максималды тоқ қорғанысы үшін тағайын шамалары суреті Қосымша А, Сурет А17 көрсетілген.

Асқын жүктеме үшін тағайын шамалары суреті Қосымша А, Сурет А18 көрсетілген.



## 5 Газдық қорғаныс

### 5.1 Газдық қорғаныстың жұмыс істеу принципі және оның тағайындалуы

Біздің елдің энергетикасы жоғары қарқынмен өсіп келеді. Техникалық прогресті анықтаушы ретінде ол болашақта алдыңғы қатарда дамитындығы қаралуда

Энергетикалық жүйенің негізгі мақсаты – тұтынушыларды электр энергиясымен үзіліссіз қамтамасыз ету, ол энергетикалық жүйелердің барлық элементтерін, әсіресе негізгі элементтерінің тек қана сенімді жұмысын қамтамасыз етеді. Энергожүйенің негізгі элементтеріне күштік трансформаторлар мен автотрансформаторлар жатады, сондықтан да олардың сенімді жұмыс істеуі өте маңызды.

Трансформаторлар мен автотрансформаторлардың түрлі релелік қорғаныстары бүліну немесе қалыпсыз режим кезінде өшіруге не сигнал беруге әрекет ету керек.

Іс жүзінде қолданылатын ережелер бойынша жоғарғы орамды 35 кВ кернеу, қуаты 6300 кВА және одан жоғары сыртқа орналастырылатын май толтырылған трансформаторлар газдық қорғаныспен жабдықталады. Егер кіші қуатты трансформаторлар панажайдың ішінде орналастырылған болса, газдық қорғаныспен жабдықтауға да болады. Егер 1000-4000 кВА қуатты трансформаторларда тез әрекет етуші қорғаныстар (дифференциалды, тоқкесер немесе Іс аспай әсер ететін максималды тоқ қорғанысы) болмаса, онда газдық қорғаныспен жабдықтау қарастырылады.

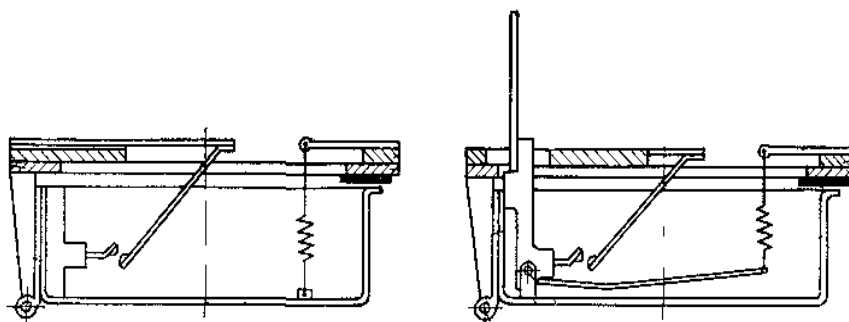
Қазіргі уақытта энергожүйелерде 10 мыңнан астам түрлері пайдаланылуда. РГЧЗ-66 газдық релесі және олардың саны тез қарқынмен өсуде. Газдық қорғаныс осы релемен орта есеппен алғанда 82-85% жағдайында ғана дұрыс жұмыс істейді. Олардың дұрыс атқарылмаған жұмысының жартысынан көбі қорғаныстың өзінің кемшіліктерінен емес, монтаждау мен пайдалану кезінде болған кемшіліктерінен болып отыр, сондықтан қорғаныстың монтаждауы мен пайдаланылуына аса көңіл бөлу қажет. Газ қорғанысын монтаждау мен пайдалану талаптары орындалған энергетикалық жүйелерде дұрыс жұмыс атқарылу пайызы (95-97%) өсуде.

Трансформаторлардың, автотрансформаторлардың және реакторлардың май жүйесі ұқсас орындалған және электр аппараттарында ішкі зақымдану ағыны тез өтеді. Сондықтан да төменде трансформаторлардың май жүйесінің құрылғысын қарастырамыз.

Газдық қорғаныс май толтырылған ұлғайтқыш бакта орналастырылған трансформаторларда, автотрансформаторларда, реакторларда және басқа да электр аппараттарда қолданылады; ол трансформатордың бағының ішіндегі барлық зақымдануларға: газдардың бөлінуінің пайда болуы, май ағынының үдеуі немесе газдың майлы қоспаларының бактан ұлғайтқышқа, сондай-ақ майдың деңгейінің төмендеуіне әсер етеді.

Трансформатордың жоғарыда қарастырылған зақымдануларынан басқа, біртіндеп пайда болатын әртүрлі фазада орамдар арасындағы тұйықталулар болуы мүмкін. Қысқа тұйықталу болған кезінде бүкіл трансформатор мен тұйықталған орамалардың теңселу нәтижесінде, кейбір бөліктері арқылы бактан ұлғайтқыштан май (немесе газбен араласқан май) құйылады. Фаза аралық тұйықталу кезінде трансформатордың дифференциалдық қорғанысы мен газдық қорғанысы бір уақытта жұмыс атқарады. Дифференциалдық қорғаныс жоғарыда қарастырылған бөлінулер кезінде жұмыс істемейді, себебі олардың тоқ тізбектерінде өзгеріс болмайды.

Реледе бір-бірінен тәуелсіз жұмыс істейтін екі элемент бар (4.1-сурет): жоғарғы элемент – белгі беруші, төменгі – сөндіруші. Әр элементтің өз түйіспесі бар. Реле майға толған кезінде, екі элементтің түйіспелері ажыратылып, қалқып жүрген күйде болады.



а) белгі беруші элемент; ә) сөндіруші элемент

Сурет 5.1 – РГЧЗ-66 газдық релесінің элементтері

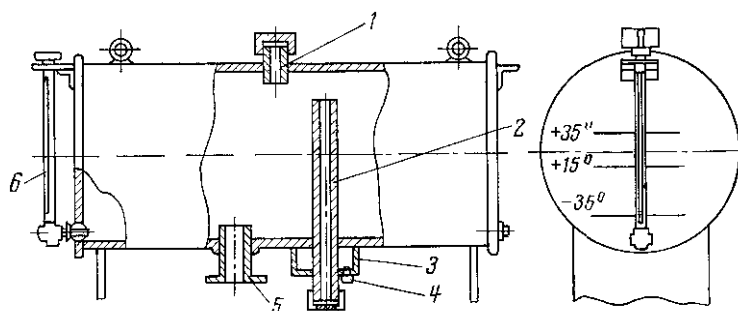
Бактан майдың жылыстауынан немесе май температурасының қатты түсіп кетуінен реледегі май деңгейі төмендейді. Егер май деңгейі рұқсат етілген мәннен аз болған жағдайда, белгі беруші элемент жұмыс істейді, өйткені өз уақытында май толық құйылмаған. Сипатталған жағдайда сөндіруші элемент майдың ішінде тұрып, жұмысын атқармайды. Трансформатордың маңызды бөлінулері кезінде құйынды газдың пайда болу әсерінен ұлғайтқышқа май лақтырылады (немесе газбен араласқан май), сол себептен сөндіруші элемент релесі май ағынының әсерінен бұрылады және оның түйіспелері тұйықталады. Май деңгейінің біртіндеп төмендеуі әсерінен ең алдымен белгі беруші элемент, содан кейін сөндіруші элемент майсыз қалады. Трансформатордың бөлінулерінің түрлеріне байланысты белгі беруші

және сөндіруші элементтерінің релелері тізбектей және бір уақытта жұмыс істеу мүмкіндігі бар.

#### *Трансформатордың май жүйесінің құрылғысы*

Трансформатордың ішкі бөлігі трансформаторлық май толтырылған бакта орналасқан. Ол трансформатордың орамалары мен магнит өткізгіштері үшін салқындату жүйесінің қызметін атқарады, сонымен қатар орамалардың оқшаулау деңгейін көтереді. Ұлғайтқыштың көмегі арқылы бакты үнемі маймен толтыруды қамтамасыз етеді. Ұлғайтқыш трансформатордың “тыныс алуына” мүмкіндік жасайды. Бактағы май көлемінің ұлғаюы кезінде (жүктеме көбейді және қоршаған орта ауасының температурасы жоғарылады) оның ұлғайтқыштағы деңгейі көтеріледі, ал көлемі азайғанда май деңгейі төмендейді. Ұлғайтқыштағы ауаның маймен жанасуының шағын беті, майдың ылғалдану мен тотығу деңгейін төмендетеді, яғни ол да трансформатордың сенімді жұмыс істеуі үшін қажет. Ұлғайтқыш көлемі (5.2-сурет) мынандай болу керек, яғни жазда істеп тұрған трансформатордың максималды температурасы кезінде де, сондай-ақ қыста ажыратылған трансформатордың минималды температурасы кезінде де ұлғайтқышта үнемі май болуы тиіс.

Ұлғайтқыштағы май деңгейін бақылау үшін металды шыны түтікше бейнесі іспеттес, ұлғайтқыштың торцпен бірлескен, 6 май көрсеткіш әйнегі қызмет етеді.



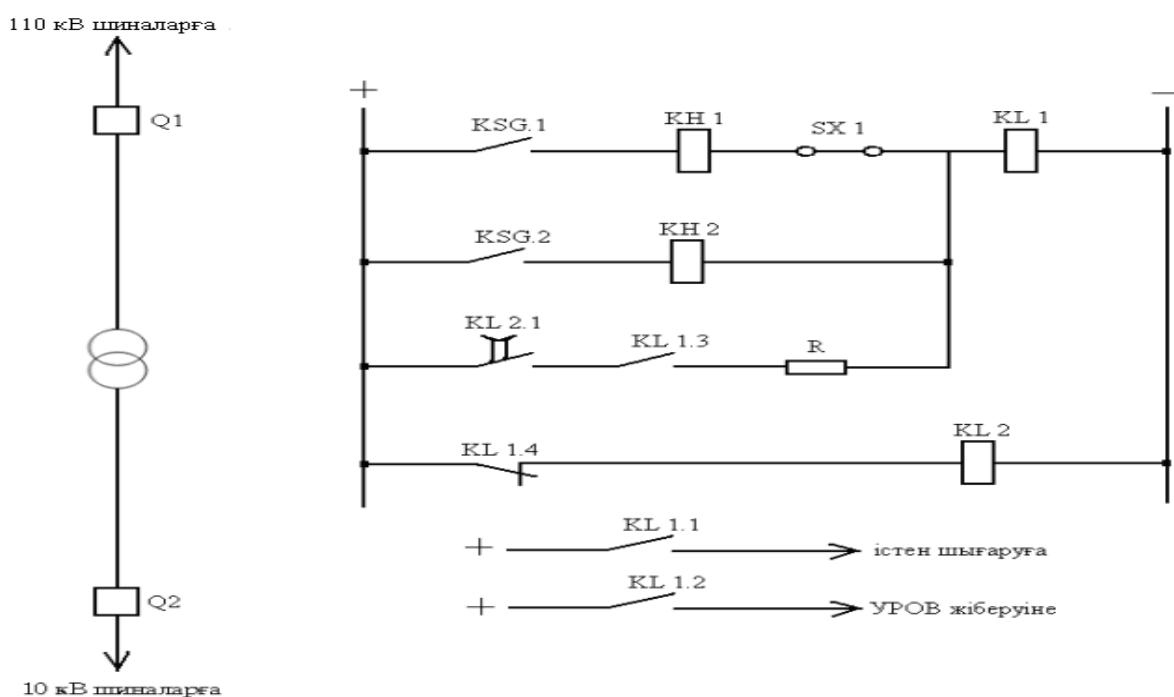
Сурет 5.2 – Трансформатордың ұлғайтқышы

МЕМСТ 11677-65[14] бойынша пайдалануға берілген трансформаторларда шынының май көрсеткіші жанындағы ұлғайтқыштың торцтық бөлігіне бояумен анықтап, үш бақылау сызықтары белгіленеді. Олар майдың температурасымен сәйкес  $-45^{\circ}\text{C}$ ,  $+15^{\circ}\text{C}$  және  $+40^{\circ}\text{C}$  (ескі МЕМСТ 401-41[15] бойынша пайдаланылған трансформаторлар үшін  $-35^{\circ}\text{C}$ ,  $+15^{\circ}\text{C}$  және  $+35^{\circ}\text{C}$ ).

Жаңа қуатты трансформаторларда май көрсеткіш шыны орнына бағыт беруші май көрсеткіштері бар. Ұлғайтқыштағы қалқыманың қалпы рычагты жүйелер арқылы ұлғайтқыштың сыртқы бөлігінде орналасқан бағыттаушы аспаптар арқылы беріледі.

#### *Газдық қорғаныстың принципалды сұлбасы*

Трансформатордың газдық қорғанысының оперативті тұрақты ток көзінде орындалаған принципіалды сұлбасы 4.3 – суретте келтірілген. Жоғарыда айтылғандай, газдық реленің РГ сөндіруші түйіспесі май ағының немесе газбен араласқан май қоспасының әсерінен дірілдеуі мүмкін. Сондықтан, ереже бойынша тізбектелген орамдары бар өзін өзі ұстап тұратын аралық реле РП қолданылады. Өзін өзі ұстап тұру В1 және В2 ажыратқыштарының өшірілуінен кейін автоматты түрде алынып тасталынады. Газдық қорғаныстың оперативті ток тізбектері өшіру әрекетімен байланысты трансформатордың қорек көзі жағынан В1 ажыратқышының сақтандырғышы арқылы беріледі. В1 және В2 ажыратқыштарының өшіру тізбектері аралық реле РП түйіспелеріне бөлінген және олар В1 ажыратқышының сақтандырғышы арқылы қоректенеді.

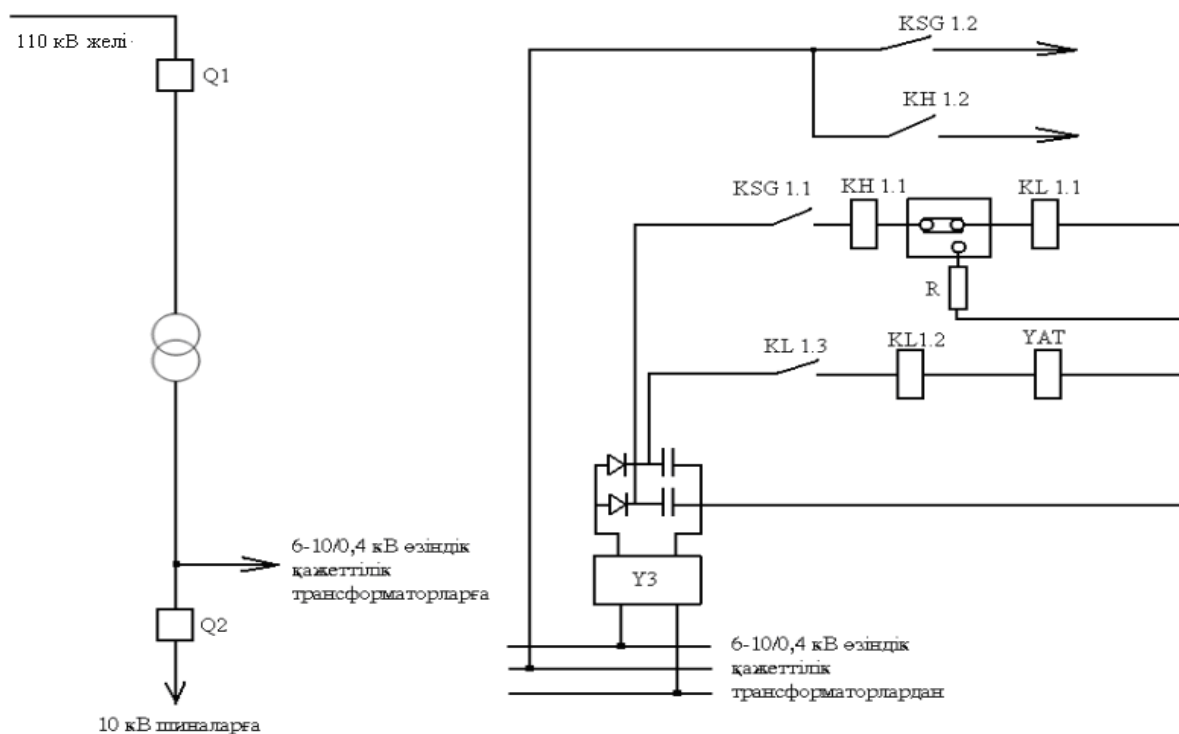


Сурет 5.3 – Трансформатордың газдық қорғанысының оперативті тұрақты ток көзінде орындалаған принципіалды сұлбасы

Реленің РГ белгі беруші түйіспелері бөлек сақтандырғыш арқылы қоректенеді; олар В1 ажыратқышынан В2 сигнал беру үшін қосылған күйде тәуелсіз жұмыс істеуі керек, мысалы, бак ағысының пайда болуы немесе басқа себептерден реледен РГ майдың кетуі кезінде. Бір фазалық трансформаторлардың үш топтық қорғанысы кезінде әр қайсысына газдық реле қойылады және ортақ шығыстық аралық реле арқылы трансформаторлардың топтық өшірілуіне әсер етеді.

Түпиктік қосалқы стансасындағы трансформатордың газдық қорғанысының оперативті айнымалы ток көзінде орындалаған принципіалды сұлбасы 4.4 – суретте келтірілген; оперативті ток көзі ретінде әдетте өлшеуіш

кернеу трансформаторлары немесе қорек көзіне зарядтаушы құрылғы УЗ қосылған конденсатор батареялары қолданылады. Газдық қорғаныс қысқа тұйықтауыштың КЗ қосылуына әсер етеді, содан кейін бас учаскеде желі қорғанысы өшіріледі. Желінің қосылуы кезінде бірнеше тармақталған қосалқы стансалардың соңғылары бөліктеуіш көмегімен желілерге қосылады.



Сурет 5.4 – Трансформатордың газдық қорғанысының оперативті айнымалы тоқ көзінде (түптік қосалқы станса) орындалаған принципіалды сұлбасы

Трансформатордың қорек көзі жағынан жалғанған жағдайында, бөліктеуіш пен қысқа тұйықтауыштың көмегі арқылы трансформатордың газдық қорғанысы қысқа тұйықтауыштың қосылуына әсер етеді. Осыдан кейін желі қорғанысы жұмыс істейді және қорек көзі жағынан желінің ажыратқыштары өшіріледі. Қысқа тұйықтағыш арқылы жерге тұйықталу тогы ағып кеткеннен кейін зақымдалған трансформатордың бөліктеуіші сөндіріледі, яғни желінің ажыратқышы өшірілгеннен кейін. Ары қарай желі АПВ құрылғысы арқылы қосылады да, осы желіге қосылған басқа қосалқы стансалардың қоректенуі қайта қалпына келеді.

## **6 Арнайы бөлім**

### **6.1 (VCTR) Кернеуді реттеу**

Кернеуді реттеудің функциясы (VCTR) ЖАР бар күштік трансформаторлардың жетегінің қозғалтқышын басқаруға арналған. Функция күштік трансформатордың екінші жағындағы кернеуді реттеу үшін немесе электрлік желідегі жүктеме шоғырланған нүкте үшін арналған. Функция қалай бір трансформатордың кернеуін автоматты реттеу болса, дәл солай параллель қосулы сегіз трансформаторға дейін жүзеге асыруға мүмкіндік береді. Күштік трансформаторлармен параллельді басқару үшін үш альтернативті әдістер бар: "бастапқы-көрінген" әдісі, "айналушы ток" әдісі және "кері реактивті кедергі" әдісі. Екі негізгі әдістер IEC-61850-8-1 стандарты көмегімен қамтылған, параллель жұмыс жасайтын трансформаторлармен ақпарат алмасуды талап етеді.

Кернеуді реттеу функциясы көптеген қосымша мүмкіндіктерге ие, мысалға мыналар:

- параллель жұмыс жасайтын трансформаторлар тармақтарының ауыстырып-қосқыштарының бір уақытта жұмыс жасауынан алшақтау;

- төменгі жағындағы (резервті трансформатор) сөндірулі ажыратқышы бар трансформатор тармақтарының ауыстырып-қосқышын басқару, егер бұл трансформатор параллель жұмыс жасап тұрған топта болса. Уақыттың кез-келген кезінде берілген трансформатордың ауыстырып-қосқышының дұрыс жағдайы осымен қамтамасыз етіледі. Егер кенеттен бұндай трансформаторларды жүктеу керек болса, онда ауыстырып-қосқыш бұл топтағы басқа ауыстырып-қосқыштарының орнына сәйкес келетін орнында болады;

- трансформатордың төменгі жағында мүмкін болатын конденсаторлы батареяларды өтеу;

- тармақтардың ауыстырып-қосқышының кеңейтілген мониторингіне келесілер кіреді: тармақтардың ауыстырып-қосқыш орындары мен ауыстырып-қосу аралығын тексеру және түйісулер тозуын анықтау;

- трансформатордағы қуат ағыны мониторингі, мысалы, кернеуді бақылау функциясы қуат реверсі кезінде блоктануы мүмкін.

Қолмен қосу режимінде ауыстырып-қосқыш жетегіне Үдету/Кеміту командаларын генерация жасау мүмкіндігі үшін, терминал Адам-Машина үлкен интерфейсімен тапсырыс берілуі керек.

### 6.1.1 Жұмыс істеу принципі

Кернеу бақылау функциясы екі функционалды блоктан құралған. Берілген блоктар IEC-61850-8-1 стандартының логикалық түйіні болып табылады:

- тармақтардың ауыстырып-қосқашын автоматты бақылау (АТСС);
- тармақтар ауыстырып-қосқышының интерфейсі (YLTC).

АТСС функциясы - күштік трансформатордың төменгі жағындағы кернеуді автоматты демеу, шамамен берілетін уставкамен кернеу диапазонында. Үдету/Кеміту командалары өлшенетін кернеу берілетін уставкадағы кернеуден сол уақыт периодында ауытқиды, сезімтал емес зонаның бекітілген шамасын асыра отырып генерацияланады. Уақыт ұстанымы (кері тәуелді немесе тәуелсіз) қысқа мерзімді кернеу тербелісі кезінде тармақтарды ауыстырып-қосу кезінде қажет емес операциялардан аулақтау үшін, немесе қысқа тұйықталу кезінде, немесе жүйедегі кернеуді басқа автоматты реттеуіштермен жұмысты үйлестіру үшін қондырылады.

YLTC - бұл АТСС бақылауыш-реттеуіші және трансформатор тармақтарының физикалық ауыстырып-қосқышы аралығындағы интерфейс. Бұл YLTC-тың АТСС-дан ақпарат алатынын білдіреді және бұл ақпаратқа сүйене отырып, тармақтардың моторлы жетегінің ауыстырып-қосқышына импульсті команда береді, сондай-ақ, ауыстырып-қосқыш қалпына орай (дәнекерлеу), жетек және командаларды орындау дәрежесіне сай ақпарат алады.

YLTC интерфейсі сонымен қатар ЖАР жағдайы туралы трансформатордың дифференциалды қорғанысы үшін ақпарат жібереді, егер берілген функционалды мүмкіндік қолданылса. Ауыстырып-қосқыштың нақты позициясын, сондай-ақ нақты трансформация коэффициентін қолдана отырып, дифференциалды қорғаныс функциясы балансталмаған тоқты (дифференциалды тоқты) есептейді. Сәйкесінше, бұл дифференциалды ток шамасы трансформация коэффициенті ескерілмей есептелінетін шамаға қарағанда әрқашан төмен.

## **6.2 (АТСС) тармақтардың ауыстырып-қосқышын автоматты бақылау функциясы**

Берілген функция трансформатордың төменгі жағындағы кернеуді қалай автоматты түрде болса, солай қолмен бақылауға мүмкіндік береді. АТСС функциясы қалай бір трансформатор үшін болса, солай параллель жұмыс жасайтын трансформаторлар тобы үшін қызмет ете алады.

### 6.2.1 Жұмыс істеу принципі

Трансформатордың төменгі жағындағы кернеу - берілген кернеу уставкасымен салыстыру үшін өлшенетін шама ретінде, кернеуді автоматты

реттеу функциясы ретінде қолданылады. Егер керек болса, екінші орамдағы ток желідегі реттеу түйініне дейін (жүктемелер қосылу түйіні) кернеу құлауын компенсациялау үшін жүктеме тогы ретінде қолданыла алады. Бұл ток сол сияқты айналушы ток әдісімен параллель жұмыс жасайтын трансформаторлардың топтық бақылауы кезінде қолданылады.

Сонымен қатар, жоғары кернеулі барлық үш фазалық орама тогы (ЖАР ауыстырып-қосқыш тармағының орналасуы ) трансформаторды ток бойымен жүктеу кезінде блоктау үшін АТСС функциясын қолданады.

MeasMode өлшеу режимі бір фазалық желілі кернеуді немесе тіке тізбектелген кернеуді өлшеу үшін таңдалады. Бұл өлшеу режимі төмен кернеу жағында ток және кернеуді өлшеу үшін қолданылады. Сонымен қатар, істегі фазалық кернеулер таңдалады. Төменгі кернеу жағында бір фазалық, екі фазалық немесе үш фазалық өлшеулерді токқа таңдаған сияқты кернеуге таңдауға болады.

Берілген аналогті кіру сигналдары терминалдағы басқа функциялармен сәйкес қолдану мүмкін, мысалы, қорғау функциясымен.

Тірек кернеуінің төменгі жағы UB белгіленеді, IL-жүктеме тогы сияқты және UL-жүктеме кернеуіндегі нүкте сияқты белгілейміз. Болашақта бұл белгілер жұмыс принципін шешу үшін пайдаланылады.

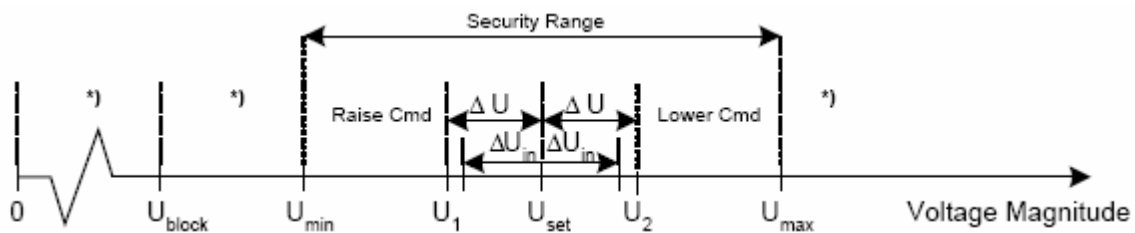
### **6.3 Бір трансформаторға арналған автоматтық кернеудің бақылауы**

АТСС функциясы UB-да жиналған тіректегі кернеу шамасын өлшейді. Егер қосымша мүмкіндіктер қажет болмаса (кернеудің желіге түскен компенсациясы сияқты), онда сол кернеу болашақта автоматтық реттегішке қолданылады.

АТСС функциясы бұл кернеуді Uset кернеуімен салыстыра отырып және бір жұмыс жүргізу үшін шешім қабылдайды. Артық ауыстырып-қосқыштан қашу үшін диапазонда, сезбейтін зона еңгізілді. Сезбейтін зона Uset кернеуіне симметриялы орналасқан және ішкі және сыртқы сезбейтін зоналардан тұрады. Егер өлшеуіш кернеу сезбейтін зона шегінен шықса, онда таймер қосылады, уақыт өте, ауырып-қосқыш процессі басталады. Егер уақыт ұстанымына дейін кернеу сезілмейтін зонаға қайтып келсе, онда таймер тоқтатылады, ал ауыстырып-қосқыш процессі болмайды.

Ары қарай, ішкі зонаның әрбір бөлшегі,  $\Delta U$  ретінде белгіленетін болады.  $\Delta U$  мағынасы ауыстырып-қосқыштың тармағы күштік кернеуге жақын болған шамамен берілу керек (әдеттегідей 75-125%).





Сурет 6.1 АТСС функциясының жұмыс диаграммасы

Қалыпты жұмыс шарттарында тірек UB кернеуі, ішкі сезімтал емес зонасында қалады ( $U_1$  және  $U_2$  араларындағы интервал 1-суретте көрсетілген). Бұл жағдайда АТСС ешқандай шара қолданбайды. Бірақ, егер UB  $U_1$  кіші немесе  $U_2$  үлкенірек болса, кернеуді үдету немесе кеміту уақыт ұстанымына қосылады. Кернеу сезімтал емес ішкі зонасында өлшеніп болғанша таймер іске қосылып тұрады. Егер бұл жағдай берілген уақыттан ұзақ шыдаса, онда АТСС функционалды ҮЛТС блогынан трансформатордың ауыстырып-қосқыш тармағына жіберілетін, кернеуге сәйкес ҮДЕТТУ немесе КЕМІТУ команда жүргізеді. Егер қажет болса, онда бұл іс-әрекет UB шамасы сезімтал емес ішкі зонасына қайтпағанша қайталаынады. Енді, сезімтал емес ішкі зона бөлшегін  $\Delta U_{in}$  деп белгілейміз, ол  $\Delta U$ -дан төмен болуы қажет. Сезімтал емес ішкі зонасы  $\Delta U$  шамасынан 25-70% құрау керек.

АТСС қолданған бұл жұмыс тәсілі, UB тірегіндегі кернеу қауіпсіз мөлшерде болу керек [ $U_{min}$ ,  $U_{max}$ ]. UB бұл шектерден шыққанда, дұрыс емес жағдай ретінде қарастырылады.

Қосалқы станциялардағы тірек кернеуінің төменгі жағын бақылау, трансформатор артында орналасқан желі жүгіндегі кернеуді бақылауға мүмкіндік бар. Кернеудің желіге түскен өтемі орнатылатын параметр сияқты таңдау мүмкін. Жұмыс принципі желіде кернеудің түсіп кетуін трансформаторды орналастыру нүктесінен жүк нүктесін қосқанша есептеу, өлшенген ток жүгін және толық желілі кедергілерде негізделеді.

ЖАР қажет емес іс-әрекеттерінің алдын-алсақ, желідегі кернеудің тербеліс кезінде, ЖАР-ді ауыстырып-қосу командалары үшін уақыт ұстанымы қолданылады, радиалды желідегі ЖАР іс-әрекетін қолдау керек. Уақыт ұстанымы тәуелді немесе тәуелді емес болу мүмкін, уақыттың екі қондырғысы қолданылады, біріншісі ( $t_1$ ) ауыстырып-қосу командасын орындау үшін, екіншісі ( $t_2$ ) реттелген ауыстырып-қосу командасы үшін.

#### 6.4 Ауыстырып-қосқыш тармағының интерфейсі (ҮЛТС)

ҮТСС функциясы ауыстырып-қосқыш тармағына және бұл командалар дұрыс орындалуына бақылау үшін ауыстырып-қосқышқа команда берумен жүзеге асады. Бұл функция ауыстырып-қосқыштың тармағын өлшеу үшін, мониторингті басқаруға көптеген құрылған мүмкіндіктері бар. Бұл

мүмкіндіктер кернеуді бақылау кезінде және функционалды блоктағы трансформаторды дифференциалды қорғап, ауыстырып –қосқыш тармағының жағдайы жайлы мәлімет бере алады.

#### 6.4.1 Жұмыс принципі

Ауыстырып-қосқыш тармағының жағдайын анықтау

Ауыстырып-қосқыш тармағы жайлы мәлімет функционалды YLTC блогында үш әдіспен жеткізіледі:

бинарлы кіріс сигналдары арқылы, бір сигнал бір орынға (не бары 32 орын);

бинарлы кодталған сигнал арқылы, VCD матрица кодымен немесе GRAY код көмегі арқылы (кодталған бинарлы сигнал);

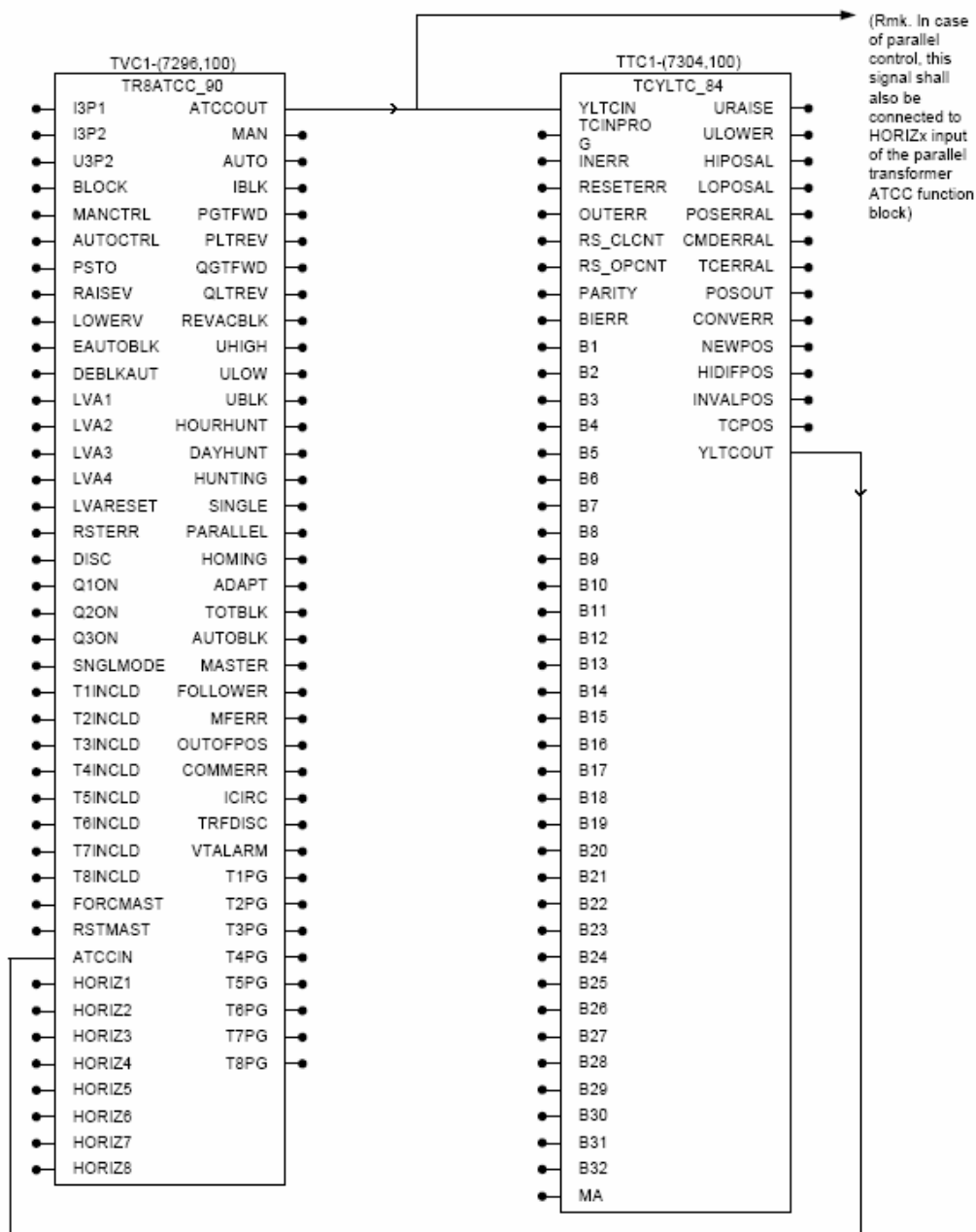
мА аналогті сигнал арқылы.

#### **6.5 АТСС және YLTC арасындағы байланыс**

АТСС және YLTC екі функционалды блоктары САР конфигурация көмегімен 12- суретте көрсетілгендей бір-бірімен бірігулері қажет.

АТСС функционалды блогы АТССОУТ шығысына ие. Бұл шығыс екі сигналдан тұрады. Біріншісі - YLTCIN жіберілетін ақпараттар жиынтығы, ал келесісі - АТСС қатарлас топтың трансформаторларының блогына жіберілетін ақпараттар жиынтығы, егер қатарлас бақылау айналушы токта және басқарушы тәсілімен жүзеге асса.

АТССОУТ-тан YLTCIN-ға жіберілетін ақпараттар жиынтығы, 5 бинарлы сигналдан тұрады, бір «сөз» 10 бинарлы сигналдан және 1 аналогті сигналдан тұрады.



Сурет 6.2 АТСС және ҮЛТС арасындағы байланыс

6.1 кесте – Бинарлы сигналдар: АТССОУТ/ҮЛТСІН. [Ә11]

Сигнал	Сигнал сипаттамасы
raiseVolt	ҮЛТС тобы кернеу жоғарлауына
lowerVolt	ҮЛТС тобы кернеу төмендеуіне
automaticCtrl	Автоматты режимде реттеу
extRaiseBlock	Топты кернеуді арттыруға тыйым салуы
extLowerBlock	Топты кернеуді төмендетуге тыйым салуы

6.2 кесте – Дабыл және тыйым салу бинарлы сигналдары: АТССОУТ/ҮЛТСІН.

Сигнал	Сигнал сипаттамасы
CircCurrB	Дабыл сигналы / Тармақтардың ауыстырып-қосқыш

	жұмысына тыйым салу. Жоғары айналушы ток
CmdErrBl	Дабыл сигналы / Тармақтардың ауыстырып-қосқыш жұмысына тыйым салу. Команда орындау қатесі
OCBl	Дабыл сигналы / Тармақтардың ауыстырып-қосқыш жұмысына тыйым салу. Ток бойынша асқын жүктелу
MFPosDiffBl	Дабыл сигналы / Тармақтардың ауыстырып-қосқыш жұмысына тыйым салу. Жүргізетін және жүргізілген трансформатор тармақтарының арасындағы айырмашылығы берілген шамадан да үлкен
OVPartBl	Дабыл сигналы / Топты кернеуді арттыруға тыйым салуы. Жинақтағыш шинаның кернеуі $U_{max}$ асады
RevActPartBl	Дабыл сигналы / Топты кернеуді арттыруға тыйым салуы. Кернеу келесі екі "кернеуді көтеру" командасы орындалғаннан кейін төмендеді
TapChgBl	Дабыл сигналы / Тармақтардың ауыстырып-қосу жұмысына тыйым салу. Тармақтар ауыстырып-қосқышының қатесі
TapPosBl	Дабыл сигналы / Бір бағыттағы командаға тыйым салу Тармақтар ауыстырып-қосқышы соңғы бағытқа жетті, Дабыл сигналы / Тармақтар ауыстырып-қосқышының жұмысына тыйым салу, тармақтар ауыстырып-қосқышының позиция қатесі
UVBl	Дабыл / Тармақтар ауыстырып-қосқышының жұмысына тыйым салу. Жинақтағыш шинаның кернеуі $U_{block}$ аспайды
UVPartBl	Дабыл сигналы / Топты кернеуді төмендетуге тыйым салуы. Шина кернеуі $U_{min}$ және $U_{block}$ аралығында

### 6.3 кесте – Аналогты сигнал: ATCCOUT/YLTCIN.

Сигнал	Сигнал сипаттамасы
currAver	Токты асыру сигналы

Трансформаторды параллель бақылау жағдайында, ATCCOUT-тан басқа ATCC блоктарына жіберілетін деректер жинағы топтағы HORIZx кірісіне бір сөзді қосады. Ол 10 бинарлы сигналдан және 6 аналогты сигналдан тұрады:

### 6.4 кесте – ATCCOUT/HORIZx статусын көрсететін бинарлы сигналдар:

Сигнал	Сигнал сипаттамасы
TimerOn	Таймері қосулы трансформатордан сигнал беріледі, аяқталу бойынша бұл трансформатор тармақтар ауыстырып қосуын бастайды
automaticCTRL	Трансформатор автоматты режимде қосулы тұрғанда қосылады
mutualBlock	Автоматты бақылауға тыйым салу қосулы тұрғанда қосылады

disc	Трансформатордың төменгі кернеуді ажыратқыш сөндірулі тұрғанда қосылады
receiveStat	Ақпаратты көлденең айырбаспен қолдану сигналы
TermIsForcedMaster	Трансформатор жүргізілетін-жүргізілген әдіспен, параллельді бақылау кезінде, жүргізілген элементпен таңдалған кезде қосылады
TermIsMaster	Жүргізілетін-жүргізілген әдіспен, параллельді бақылау кезінде, жүргізілген элементпен таңдалған трансформатор үшін қосылады
TermReadyForMSF	Трансформатор жүргізілетін-жүргізілген әдіспен, параллельді бақылауға дайын болғанда қосылады
raiseVoltageOut	Тармақтарды жоғарға ауыстырып-қосу үшін басты элементтен қалған команда
lowerVoltageOut	Тармақтарды төменге ауыстырып-қосу үшін басты элементтен қалған команда

6.5 кесте – Аналогты сигналдар: ATCCOUT/HORIZx

Сигнал	Сигнал сипаттамасы
voltageBusbar	Мына трансформатор үшін шинаның өлшенетін кернеуі
ownLoad Currim	Мына трансформатор үшін өлшеулі токтың жалған бөлігі
ownLoad Curre	Мына трансформатор үшін жүктеме өлшеулі тогының ақиқат бөлігі
reacSec	Төменгі кернеу жағына келтірілген, біріншілік Ом-дағы трансформатордың реактивті кедергісі
relativePosition	Трансформатор тармақтарының ауыстырып-қосқышының ағымдық позициясы
voltage Setpoint	Автоматты бақылау үшін трансформатордың төменгі кернеу жағына берілген уставка

YLTC функционалды блогында “YLTCOUT” шығысы бар. 9-суретте көрсетілгендей, бұл шығыс “ATCCIN” кірісімен жалғануы керек және 10 бинарлы сигналды және 4 айнымалы INTEGER типін құрайды.

6.6 кесте – Бинарлы сигналдар: YLTCOUT/ATCCIN

Сигнал	Сигнал сипаттамасы
tapInOperation	Тармақтар ауыстырып-қосқышының жұмысы, тармақтар ауыстырып-қосқыш ағытының өзгеруі
directio	Тармақтар ауыстырып-қосқышындағы ең соңғы орындалған команда үшін мәні
tapInHighVoltPos	Тармақтар ауыстырып-қосқышы соңғы жоғары жағдайда
tapInLowVoltPos	Тармақтар ауыстырып-қосқышы соңғы төменгі

	жағдайда
tapPositionError	Тармақтар ауыстырып-қосқыш жағдайын анықтау кезіндегі қате (яғни, ауыстырып-қосқыш жағдайы минималды жіне максималды позиция шамасында жатыр, команда орындалғаннан кейін позиция бір қадамға алға өзгерді, VCD кодының қатесі, mA-дегі ток шамасы берілген диапазон шамасынан тыс)
tapChgError	Тармақтар ауыстырып-қосқышы берілегн уақыт арасында үдету/кеміту командасын аяқтай алмайды немесе тармақтар ауыстырып-қосқышы өз жұмысын командасыз бастаған кездегі жағдайы
cmdError	Үдету/кеміту командасы берілген уақыт аралығында тармақтар ауыстырып-қосқыш жағдайының өзгеруі тиіс емес болған кезде туындайды
raiseVoltageFb	АТСС-дағы кері байланыс кернеуді үдету командасы орындалуы тиіс екенін айтады
lowerVoltageFb	АТСС-дағы кері байланыс кернеуді кеміту командасы орындалуы тиіс екенін айтады
timeOutTC	“tTCTimeout” таймерінің берілген шамасы

#### 6.7 кесте – INTEGER типінің сигналы (Толық сан): YLTCOUT/ATCCIN

Сигнал	Сигнал сипаттамасы
tapPosition	Біріккен ЖАР тармақтар ауыстырып-қосқышының шын жағдайы
numberOfOperation	Тармақтар ауыстырып-қосқышы операциясының сомалық саны
tapPositionMax Volt	Кернеудің максималды мәні үшін ауыстырып-қосқыш жағдайы
tapPositionMin Volt	Кернеудің минималды мәні үшін ауыстырып-қосқыш жағдайы

### 7 Өміртіршілік қауіпсіздігі

#### 7.1 Еңбек шарттарын талдау

110/35/10 қосалқы станциясының еңбек шарттарын талдау. Бұл дипломдық жұмысымдағы №9-қосалқы стансасы Қазақстан Республикамыздың оңтүстік бөлігінде орналасқан. Қосалқы станса қаланың сырт жағында, яғни жергілікті тұрғындарға кедергі жасамайды және оған арнайы шарттар қойылады. Қосалқы стансада үш фазалық ТДТН-40000/110/35/10 үш орамды тармақталған трансформатор орнатылған. Өзіндік қажеттілікке қорек ететін 10/0,4 кВ-ты трансформатор бар.

Еңбек шарттары адамның денсаулығын және жұмыс қабілетін анықтайды. Жұмыс шартының жағдайы өндірістік факторлардың болуымен

анықталады.

Жалпы қосалқы стансада көптеген факторлар бар. Физикалық өндіріс факторларына: қозғалмалы механизмдер, өндіріс жабдықтарының қозғалатын бөліктері, орын ауыстыратын бұйымдар, жұмыс орнының орналасуының жерден айтарлықтай биіктіктегі өткір жиектері, жоғары шаңдылық және ауаның газдануы; жабдықтар беттерінің, ауаның температурасының жоғарылауы; шу деңгейінің жоғарылауы, діріл.

Еңбек шартын талдау қосалқы стансадағы факторларын зерттеудің барлық кешенін болжайды. Әр әсер ету параметрін өлшеу әдісі сәйкес нормативті құжаттармен және әр түрлі әдістермен, мысалы практикаға пайдалы дәлдікпен дерексіз сандарда көрсетілген мәндерді қолдана отырып, эксперттік (мамандық) әдіспен айтылады. Мұнда шарттың әр элементі оның түріне және жұмыс істеп тұрған адамға әсер ету уақытындағы қандай да бір балл санымен бағаланады. Осы қосалқы станцияда 2 қызметкер жұмыс істейді. Біздің қосалқы станса заманауи электр қондырғыларымен жабдықталғандықтан, ол көп адам санын қажет етпейді және ондағы жұмыс ауырлығы жеңіл болып саналады. Жұмысшылар сменмен 8 сағат жұмыс жасайтын болады.

#### *Микроклимат.*

Қосалқы станса еліміздің оңтүстігінде орналасқан. Жалпы ол жақтың климаты континенталды болып келеді. Бірақ кейбір уақыттарда климаты кенет өзгермелі континенталдылық байқалады. Ол жақта қысы қысқа әрі шамалы жылы болып келеді. Көп жағдайда шамамен 22°C болады. Ең қатты суық дегенде -15°C болуы мүмкін. Ал жазы ұзақ әрі ыссы болады. Кейде +49°C шамасына жетуі мүмкін. Жауын-шашын түрі жаңбыр немесе су аралас қар көлемі 100-200мм болады. Ауа ылғалдылығы орта есеппен 70%.

#### *Табиғи және жасанды жарықтану.*

Біздің қосалқы стансаның жарықтану түрі аралас болады, яғни табиғи және жасанды жарықты пайдаланамыз. Себебі қосалқы стансамыздың айырғыштары, ажыратқыштары, трансформаторлары ашық жерде орналасқан, ал тарату құрылғы ұяшықтары және басқару орындары жабық бөлмеде орналасады. Ашық тарату құрылғылары күндіз күн жарығымен жарықталып, түнде 4 ДРЛ шамдарымен жарықтанатын болады. Ал жабық тарату құрылғыларының жарықтануына келетін болсақ, оларды күндіз де түнде де люминесценттік лампалар жарықтандыратын болады.

#### *Өрт қауіпсіздігі.*

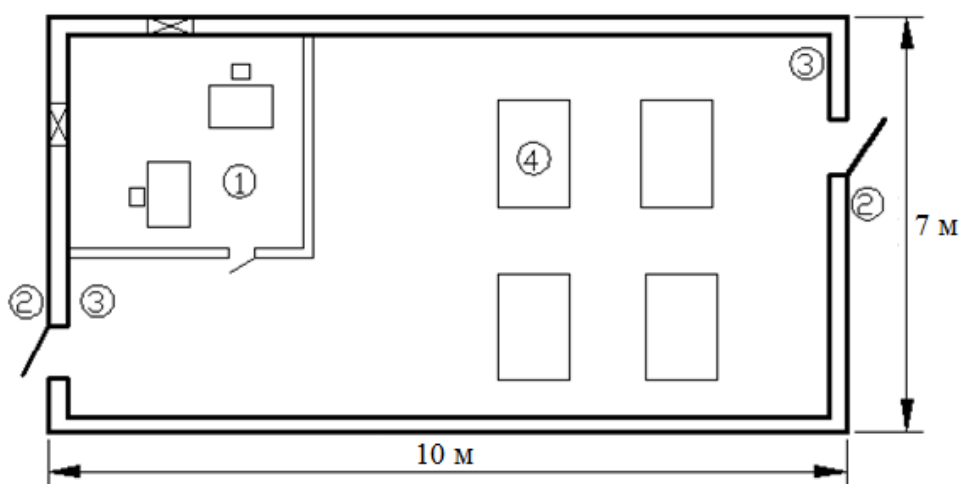
Өрт қауіпсіздігі Қазақстан Республикасында белгіленген талаптарына сәйкес жасалынатын болады. Өртсөндіргіштер қызметкерлерге көрнекті және оңай жетімді жерде орналасуы тиіс. Және апаттық жағдайда тез арада бөлмеден шығу жолдары көрсетілген бөлме схамасы болуы керек.

Электр қауіпсіздігі дегеніміз – ол, электромагниттік өрістің, статикалық электрленудің, электрлік доға мен электр тоғының зиянды және қауіпті әсерінен адамдарды қорғауды қамтамасыз ететін ұйымдастырылған және техникалық жұмыстар мен шаралардың жүйесі.

### *Шу көздері.*

Шу және дірілмен күресуді өнеркәсіпті, жұмыс орнын, жабдықтарды жобалау барысында қарастыру керек. Ұйымдастырушылық шараларға өндірістік бөлімдердің, жабдықтар мен жұмыс орындарының рационалды орналастыру, жұмысшылардың еңбегі мен дем алысын үнемі бақылау, жабдықтарды және санитарлық-гигиеналық талаптарға сай емес жұмыс орындарын қолдануды шектеу. Біздің қосалқы стансамыздағы жабық тарату құрылғысында шудың көзі электронды аппараттарды қызуынан сақтайтын желдеткіштерден болуы мүмкін. Оның шу нормадағы талаптарға сай келеді және уақытылы шаң тозаңнан тазартылып тұрады. Қосалқы станса жаңадан және де соңғы техникалармен қамтамасыз етілгендіктен трансформатор барлық талаптарға еркін жауап бере алады.

Мен осы өміртіршілік қауіпсіздігі бөлімінде жасанды жарықтану және жерлендіру тақырыптарын қарастыра отырып, есептеулер жүргіздім.



1 – жұмыс орны; 2 – есіктер; 3 – өотсөндіргіштер; 4 – ұяшықтар.

Сурет 7.1 Бөлме жоспары

## **7.2 Есептеулер**

### **7.2.1 Диспетчерлік бөлмеде жасанды жарықтану жүйесіне есеп жүргізу**

Жұмыс орынын жарықтандыру – қолайлы еңбек жағдайларын жасаудың маңызды факторы. Табиғи жарық ( күн сәулесі ) тәуліктің күндізгі уақыты және ол ғимараттардың терезе, шатыр ойықтарынан түседі. Жасанды жарық үшін жасанды сәуле шығаратын қондырғылар пайдаланылады. Жасанды жарық түнгі еңбекті күндізгі еңбекке жақындату үшін аса қажетті фактор болып табылады. Жарықтың жеткіліксіз жағдайы адам ағзасына ынталылық сезімін азайтады.

Қосалқы станцияның диспетчерлік бөлмесіне жасанды жарықтандыруды жүргізу үшін пайдалану коэффициенті тәсілі арқылы есеп жүргіземіз. Жалпы есептеудің екі тәсілі бар: пайдалану коэффициенті тәсілі



және нүктелік тәсіл. Пайдалану коэффициент тәсілі арқылы жатық беттерді біркелкі жалпы жарықтандыруды есептейді.

Нүктелік әдіс арқылы жалпы локалды және жалпы біркелкі жарықтандыруды есептейді.

#### *Шамдарды орналастыру*

Бөлмелерде шамдарды орналастыру кезінде келесі негізгі шарттарды ескеру керек: қалыпты жарықтандыруды тиімді жолмен құру, жарықтандыру сапасына қойылатын талаптарды сақтау, қызмет ету үшін ыңғайлы және қауіпсіз болу керек, топтық желіде жөндеу ыңғайлы және тез өту қажет, сенімді бекітулік.

Сонымен қатар бөлменің құрылыс жағын, оның биіктігін және жабдықтың болуын ескеру қажет.

#### *Пайдалану коэффициент тәсілі*

Қарастырылатын тәсіл есептік бетке түсетін жарықтық ағын қатынасына тең  $\eta$  коэффициент мәнін анықтау болып табылады. Практикада  $\eta$  шамасын бөлменің геометриялық көрсеткіштерін (төбенің, қабырғаның, еденнің шағылу коэффициентімен  $\rho_{пот}$ ,  $\rho_{стен}$ ,  $\rho_{пол}$ ) байланыстыратын кестеден анықтайды.

Жасанды жарықтандыру өндірісте адамдардың моральды және физикалық жағдайына, еңбек өнімділігіне, өнім сапасына, еңбек қарқындылығына үлкен ықпалын тигізеді. Диспетчерлік бөлмедегі жарықтандыру желісіндегі жарықтандыруды нүктелік әдіс бағалап, нормалық шамамен салыстыру керек.

Диспетчерлік бөлме: ұзындығы  $A=10$  м; ені  $B=7$  м; биіктігі  $H=4$  м;

Шағылысу коэффициенттері:

Төбеден:  $\rho_{ном} = 50\%$  ;

қабырғадан:  $\rho_{нд} = 50\%$  ;

еденнен:  $\rho_{ном} = 10\%$  ;

Жарықтандыру нормасы:  $E_n=300$ лк;

Шамдардың іліну биіктігі:  $h_{сл}=0,5$  м;

Еден деңгейінен жұмыс кеңістігінің биіктігі:  $h_c=1$  м;

Есептік биіктігі  $h=H-(h_c+h_{нл})=4-(0,5+1)=2,5$ м;

Жасанды жарықтандыру есебін коэффициентті пайдалану әдісі бойынша жүргіземін.

КСС тип Г 0,8÷1,1. Мен таңдаған ЛЛ үшін  $\lambda_s = 0,8$  (из справочной книги для проектирования электрического освещения под редакцией Г.М. Кнорринга.)

$$\lambda = L \div H_{ec} \rightarrow L = \lambda \cdot H_{ec} = 0,8 \cdot 2,5 = 2 \text{ м.}$$

Шамдардың қатарларын анықтаймыз:

$$R = \frac{B - 2l}{L} + 1; \quad (7.1)$$

$$l = 0,3 * L = 0,3 * 2 = 0,6 \text{ м};$$

$$R = \frac{B - 2l}{L} + 1 = \frac{7 - 2 \cdot 0,6}{2} \approx 3 \text{ қатар},$$

$$N_R = \frac{A - 2l}{L} + 1 = \frac{10 - 2 \cdot 0,6}{2} \approx 4 \text{ дана},$$

$$N_{III} = N_R * R = 4 * 3 = 12 \text{ дана} .$$

Демек, бөлмедегі шамдар саны  $N_{III} = 12$  дана

Практикада  $\eta$  мәнін бөлменің геометриялық көрсеткіштеріне  $i$  және олардың сипаттамаларымен ( $\rho_{ном} = 70\%$  ;  $\rho_{см} = 50\%$ ;  $\rho_{ном} = 30\%$ ) байланысты кестеден алынады. Бөлменің индексін анықтаймыз:

$$i = \frac{AB}{h(A + B)}, \quad (7.2)$$

мұндағы  $A$  – бөлме ұзындығы, м;

$B$  – бөлме ені, м;

$h$  – есептік биіктік, м.

$$i = \frac{10 \cdot 7}{2,5 \cdot (10 + 7)} = 1,65 \approx 1,7$$

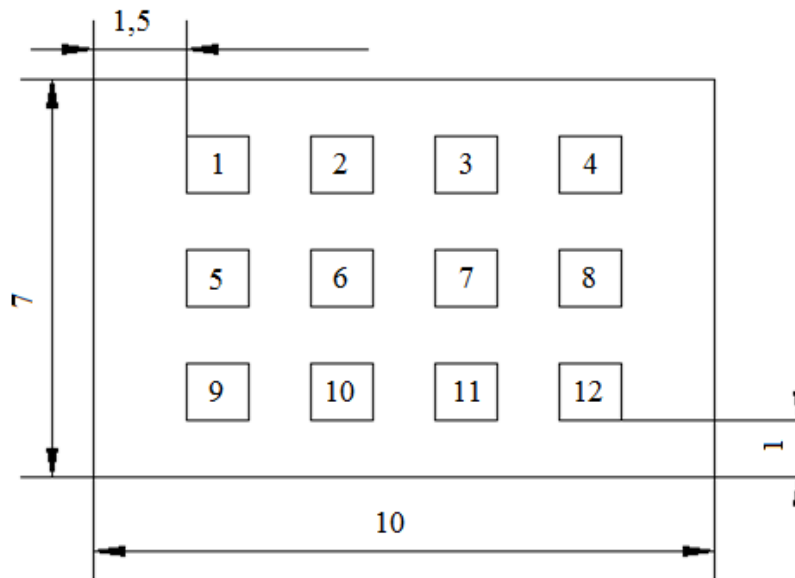
Бөлменің жарықтану коэффициентіне сүйене отырып, пайдалану коэффициентін анықтаймыз (таблица 5-12 справочная книга для проектирования электрического освещения. Г.М. Кнорринг)  $\eta = 0.61$  немесе 61%

$$\Phi = \frac{E_n K_3 SZ}{N\eta}, \quad (7.3)$$

мұндағы  $\Phi$  – берілген шамдардың жарық ағыны, лм;

$E_n = 300 \text{лк}$  – жарықтандыру нормасы  $N$ -шамдардың саны;

$S$  – бөлме ауданы, м<sup>2</sup>;



Сурет 7.2 Шамдарды бөлмеге орналастыру жобасы.

$$\Phi = \frac{300 \cdot 0,8 \cdot 70 \cdot 1,1}{12 \cdot 0,61} = 2524,59 \text{ лм} .$$

Жоғарыдағы есептеудің нәтижесінде диспетчерлік бөлмеге ЛД 40-2 40Вт типті 2250 лм ағынды 12 дана шам орналастырамыз.

Шамдардың сипаттамасы:

- кернеу – 127В;
- қуаты – 40 Вт;
- жарық ағыны – 2525 лм;
- шамның толық ұзындығы – 1214 мм;
- орташа жану ұзақтығы – 15 мың сағат.

Тексеріс жүргіземіз:

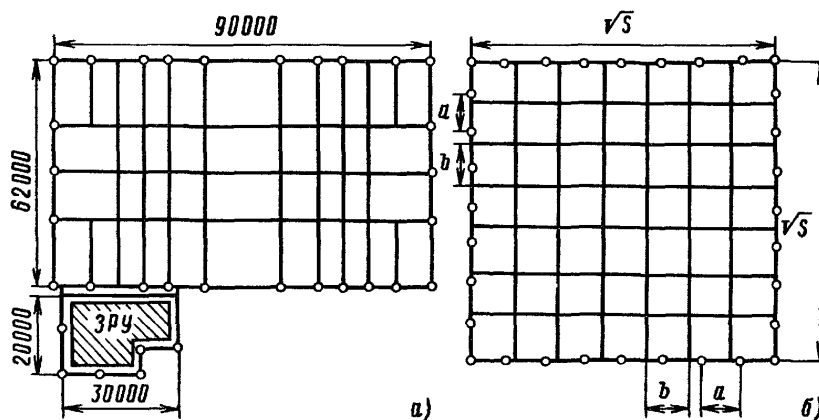
$$-10\% \leq \frac{\Phi_{ст} - \Phi_{есепт.}}{\Phi_{ст}} \leq +20\%;$$

$$-10\% \leq 16,6\% \leq +20\% .$$

7.2.2 Жерлендіргішті екі қабатты жерде бағытталған потенциалдар әдісімен ұйғарынды кедергі бойынша есептеу.

Бастапқы деректер: 1) 110/35/10 кВ екі трансформатор, өзіндік мұқтаждықтың қорегі үшін кернеуі төмен жағынан тікелей жерлендірілген 10/0,4 кВ трансформатор; 110 және 35 кВ - ашық түрдегі, 10 кВ-жабық түрдегі тарату құрылғылары. 2) қосалқы станцияның аумағы  $S=6300 \text{ м}^2$ ; 3) жерлендіргішті электрдрдардың көлденең тілме қимасымен 4x40мм және ұзындығы  $l_b=5\text{м}$ , диаметрі  $d=12\text{мм}$ , электродтарды жерге орналастыру тереңдігі  $t=0,8 \text{ м}$ ; 4) жердің беткі және төменгі қабатының

есептеу үлесті кедергісі  $p_1=230 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $p_2=80 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ; жердің беткі қабатының қуаты  $h_1=2,8 \text{ м}$ . 5) табиғи жерлендіргіш ретінде арқансым жүйесін қолданамыз – 110 кВ ӘЖ, ұзындығы  $l=250\text{м}$ -ге тең болатын металлды тірек; әр желіде бір болаттың қимасы  $s=50\text{мм}^2$  найзағай қорғаныстық жерлендіру тірегі бар; бір тіректің жерлендіруін есептеу кедергісі  $r_{\text{оп}}=12 \text{ Ом}$ ; әр желідегі арқансымды тіректің саны 20 көп; 6) 110 кВ жақтағы қысқа тұйықталудың есептеу тогы 5кА, 35кВ – 40 А, 10 кВ жақтағы – 30 А құрайды.



а) жерлендірудің жобаланған сұлбасы; б) есептеу үлгісі

Сурет 7.3 – Жерлендіру аумағы

Шешуі:

ЭЖЕ талаптары бойынша жерлендіргіш кедергісінің жайылу  $R_3$  тогы 0,5 Ом-нан артық болмау керек.

Екі желі үшін  $R_3$  табиғи жерлендіргіштің кедергісін келесі формуламен анықтаймыз:

$$R_e = \frac{1}{2} \sqrt{r_{\text{он}} \frac{0,15l}{sn_T}} = \frac{1}{2} \sqrt{12 \frac{0,5 \cdot 250}{50 \cdot 1}} = 1,50 \text{ Ом.}$$

Жасанды жерлендіргіштің қажет  $R_{\text{и}}$  кедергісін табамыз,  $R_3=0,5 \text{ Ом}$  және  $R_e=1,50 \text{ Ом}$  деп есептегенде:

$$R_{\text{и}} = \frac{1,50 \cdot 0,5}{1,50 - 0,5} = 0,75 \text{ Ом.}$$

Үлгінің бір жағындағы ұяшықтар саны:

$$m = \frac{1310}{2 \cdot 80} - 1 = 7,2; \quad m = 7 \text{ деп аламыз.}$$

Көлденең электродтардың жалпы ұзындығын анықтаймыз:

$$L_r = 2(7 + 1) \cdot 80 = 1280 \text{ м.}$$

Үлгідегі ұяшықтың ұзындығы:

$$b = 80/70 = 11,4 \text{ м.}$$

Электродтар арасындағы қашықтық:

$$a = 4 \cdot 80/32 = 10 \text{ м.}$$

Тік электродтардың жалпы ұзындығы:

$$L_B = 32 \cdot 5 = 160 \text{ м.}$$

Тік электродтардың жерге батуының салыстырмалы тереңдігі:

$$t_{отн} = (5 + 0,8)/80 = 0,0725.$$

Салыстырмалы ұзындығы

$$L_{отн} = (2,8 - 0,8)/5 = 0,4.$$

Жердің есептеу эквивалентті салыстырмалы кедергісін  $p_3$  анықтаймыз.  
Алдын-ала  $p_1/p_2$  және  $k$  табамыз:

$$p_1/p_2 = 230/80 = 2,87.$$

$1 < p_1/p_2 < 10$  болғандықтан,  $k$  мәнін келесі жолмен табамыз:

$$k = 0,43 \left( 0,4 + 0,272 \ln \frac{10\sqrt{2}}{5} \right) = 0,294.$$

Енді  $p_3$  анықтаймыз:

$$p_3 = \left( \frac{p_1}{p_2} \right)^k = 80 \left( \frac{230}{80} \right)^{0,294} = 80 \cdot 2,87^{0,294} = 80P.$$

$P$  мәнін табамыз:

$$\ln P = 0,94 \ln 2,87 = 0,31; \quad P = 1,36.$$

Демек,  $p_3 = 80 \cdot 1,36 = 108 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ .

Қарастырылған жасанды жерлендіргіштің есептеу кедергісін  $R$  шығарамыз.  $0 < t_{\text{отн}} \leq 0,1$  болғандықтан, алдын-ала  $A$  коэффициентін табамыз:

$$A = 0,444 - 0,84;$$

$$t_{\text{отн}} = 0,444 - 0,84 \cdot 0,0725 = 0,4.$$

Сонда

$$R = A \frac{p_3}{\sqrt{S}} + \frac{p_3}{L_{\Gamma} + L_{\text{В}}} = 0,4 \frac{108}{80} + \frac{108}{1280 + 160} = 0,62 \text{ Ом}.$$

Бұл мән  $R$  жасанды жерлендіргішке қажет кедергімен сәйкес келеді ( $0,75 \text{ Ом}$ ), кейбір айымашылықтарға рұқсат етіледі, бұл жағдайда ол қауіпсіздік жағдайын жоғарылатады.

$$R_3 = \frac{R \cdot R_e}{(R + R_e)} = \frac{0,62 \cdot 1,5}{(0,62 + 1,5)} = 0,44 \text{ Ом}.$$

Апат кезіндегі жерлендіргіш құрылғыларының потенциалын анықтаймыз:

$$\varphi_{3,y} = I_3 R_3 = 5000 \cdot 0,44 = 2200 \text{ В}.$$

Бұл  $10 \text{ кВ}$  аз болғандықтан, бұл потенциал жіберіледі.

## 8 Экономикалық бөлім

### 8.1 Жалпы мәліметтер

Бизнес-жоспар немесе техника-экономикалық негіздеу энергетика саласындағы жаңадан құрылатын кәсіпорынға немесе істеп тұрған кәсіпорындарға инвестицияны салудың экономикалық тиімділігі бағаланады. Негіздеменің мақсаты:

- электр энергиясын сенімді таратумен, оның мақсаттылығын қамтамасыз ететін  $110/35/10 \text{ кВ}$  қосалқы стансаны модернизациялаудың тиімді екендігін техника-экономикалық негіздеу;

- несиелік құралдардың берілген шарттары бойынша және несиенің белгіленген уақытында қайтарылатындығының мүмкіндігін дәлелдеу.

Қосалқы стансаны модернизациялаудың нәтижесінде келесідей мақсаттарға қол жеткізіледі:

- электрмен жабдықтаудың сенімділігін және тұтынушыларға көрсетілетін қызметтің сапасын көтеру;

- олардың апаттылығын төмендететін моральді және физикалық тозған жабдықтарды, электр қондырғыларды жаңарту;

- жабдықтардың жөндеу-эксплуатациялық қызмет көрсетуімен байланысты тікелей шығындарды төмендету.

Қосалқы станса Алматы облысында орналастырылады. Оның негізгі қызметі сол облыстағы тұтынушыларды сапалы электр энергиясымен қамтамасыз ету. Оның электр тарату желілерін темірбетон тіректерден салу арқылы максималды эксплуатациялық шығындарды азайту жобалануда. Негіздеудің негізгі есебі жобаның экономикалық тиімділігін, инвестициялық ұтымдылығын, қаржылық салымдардың қарапайым өтелу мерзімін, таза келтірілген құнды және рентабелділік индексін анықтау болып табылады.

Қосалқы стансаның басты қызметі – тұтынушыларды электр энергиясымен сенімді және үздіксіз қамтамасыз ету. Сол себепті «Арай» ЖШС заманға сай жаңа қосалқы стансаны салуға жоспарлады.

Қосалқы стансаның мақсаты – электр энергиясын тұтынушыларға таратып пайда түсіру. Электр энергиясының құнын қосалқы станса белгілейді. Электр энергиясының құны өзіндік құн, шығын және минималды пайдадан тұрады. Өзіндік құн неғұрлым төмен болса, соғұрлым өндіруші құны төмен болады, егер өндіруші құны тауардың нарықтық құнынан неғұрлым төмен болса, соғұрлым таратушы көп пайда түсіруі мүмкін.

110/35/10 кВ 2х40 МВА қосалқы стансаны салудың негізі электр энергиясын тораптарға тарату, жеткізу және жергілікті халықты электр энергиясымен қамтамасыз ету болып табылады. Қосалқы станса қызмет көрсету арқылы жоба шығындарын ақтап, нарық тұрғысынан мекемеге пайда түсіруі қажет. Түскен пайда орташа табыстан төмен болмауы керек, себебі басқа жағдайда мекеме құлдырауға ұшырайды.

Қазақстанның «Халық банк» банкінен 13 жылдық пайызы бар несие алынады.

Қосалқы стансаның элементтерінің едәуір физикалық және моральдық тозуы зардапқа әкеледі. Бұл зардап электр тоғымен жабдықтаудың жиі бұзылуы және электр энергиясының толығымен жіберілмеуі түрінде болуы мүмкін. Бұл қосалқы станса шамамен 30-40 жылдан астам уақыт бойы пайдаланыста болуы тиіс және де түбегейлі қайта құру мен модернизациялауды қажет етеді. Орта есеппен оның тозуы шамамен 70-80 пайызды құрайды. Осыдан былай қосалқы стансаны пайдалану мүмкіндігі төмендейді. Бұл оның қайта қалпына келтіру мен жөндеу жұмыстарына кеткен шығындардың өсуіне байланысты болады.

Электр тораптарының жабдықтарының тозуы желінің немесе трансформатордың өшірілуіне әкеп соғуы мүмкін. Жобада қосалқы стансаның ажыратқыштарын майды аз қолданатын немесе элегазды ажыратқыштармен

алмастыру нұсқалары қарастырылған. Электр стансасының модернизациялануына кететін капиталдық салымды анықтайық.

## 8.2 Қосалқы стансаны салуға кететін қаржы салымдарын анықтау

Қосалқы сатнсаға кететін қаржы салымдары келтірілген анықтамаларда жалпылама қосынды құндары келесідегідей құраушылармен анықталады:

- РУ барлық кернеу бойынша тарату құрылғылары;
- трансформаторлар (автотрансформаторлар(АТ));
- компенсациялық құрылғыжәне реакторлар;
- шығындардың тұрақты бөліктері.

Қосалқы сатнсаны салуға қажетті қаржы төмендегідей анықталады:

$$K_{к/ст} = \sum K_i \cdot n_i + K_{тұр.}, \quad (8.1)$$

мұндағы  $K_i$  – таратушы құрылғалардың, трансформаторлардың, ток шектеуіш реакторлардың құндық көрсеткіштері, сонымен қатар жоғары жылдіктік байланыспен жабдықталған сызықты ұяшықтарға қосымша қаржы салымдары;

$n_i$ — ондағы жабдықтар бірлігінің саны;

$K_{тұр.}$  – қосалқы стансаның қуатына аз тәуелді болып келетін қосалқы станса бойыша шығындардың тұрақты бөлігі.

ТҚ ұяшығының құнына ажыратқыштардың, айырғыштардың, ток пен кернеу трансформаторларының, қайта кернеуленуді шектеуіштің, басқару аппаратурасының, сигнал берудің, ЖҚ және А, бақылау кабельдерінің, шиналық өткізгіштердің, құрылыс конструкцияларының, фундаменттердің, сондай-ақ құрылыс-монтаждық жұмыстардың құндары кіреді.

8.1 кесте – Қосалқы стансаға қажетті барлық қаржы салымдары бойынша есептеулер

ТҚ немесе жабдық	$U_n$ , кВ	Ячейка саны немесе жабдық элементтері	Бір ячейканың құны немесе жабдық бірлігі, млн.теңге.	Жалпы құны, млн.тенге.
Вакуумды ажыратқыш: 3 дана ТТ, айырғыш 2 жерлендіргіш пышағымен, асқын кернеуді шектеуші 3 дана.	35	7	7,500	52,500



Элегазды ажыратқыш: 3 дана ТТ, айырғыш 2 жерлендіргіш пышағымен	110	3	19,150	57,450
Комплектілі тарату құрылғысы	10	23	5,000	115,000
Күштік трансформатор: 1 жерлендіргіш пышағы бар айырғыш, бейтарапта орналасқан айырғыш, 3 дана ТТ, 3 дана асқын кернеуді Трансформатордың РҚЖА	110/ 35/ 10	2	186,350	372,700
Трансформатордың РҚЖА		2	12,500	25,000
Желінің РҚЖА	110	6	18,500	111,000
Желінің РҚЖА	35	7	18,500	129,500
Желінің РҚЖА	10	23	12,000	276,000
Синхрондыкомпенсаторлар	110	4	9,400	37,600
Шунттік реакторлар	110	2	2,750	5,500
Токты шектеуіш реакторлар	110	2 2 2	1,900 160 720	3,800 320 1,440
Тұрақты шығындар	-	-	-	2,700
Барлығы:				1190,510

8.2 кесте – Электр энергиясын тасымалдау желілері бойынша барлық қажетті қаржы салымдарды есептеулер

Желі	Желі саны	Жалпы желінің ұзындығы, км	Бір км желінің құны, млн.теңге.	Желінің жалпы құны, млн.теңге (жөндеу базасы мен байланыс желісін қоса есептегенде)
ВЛ 35 кВ	4	10	3,500	14,000
ВЛ 10 кВ	20	10	1,917	38,340
Барлығы:				52,340

### 8.3 Инвестициялық жоспар

110/35/10 кВ 2x40 МВА № 9 қосалқы стансасының релелік қорғанысы және автоматты іске қосылу резерві қарастырылған. Бұл қосалқы станса 4 энергия жүйесінен қоректенеді. Ортаңғы кернеу жағынан жергілікті тұтынушыларға 4 желі шығып жатыр, төменгі кернеу жағынан 20 фидер шығып жатыр. Осы нұсқаға қажетті инвестицияны анықтаймыз. Инвестиция мөлшері желінің құны мен қосалқы стансаның жабдықтарының құнының қосындысынан табылады:

$$\Sigma K = K_0 + K_c + K_m + K_{пр}; \quad (8.2)$$

$$K_0 = 1190,510 + 52,340 = 1242,850 \text{ млн.тг,}$$

мұндағы  $K_0$ -қондырғылар сатып алуға кететін ақша жұмсау қаражаты,  $\Sigma K$ -ның 73 %-ын құрайды;

$K_c$ -құрылыс жұмыстарына кететін ақша жұмсау қаражаты,  $\Sigma K$ -ның 14%-ын құрайды;

$K_m$ -монтаждау және іске қосу, баптау жұмыстарына кететін ақша жұмсау қаражаты,  $\Sigma K$ -ның 7 %-ын құрайды;

$K_{пр}$ -басқа да шығындарға кететін ақша жұмсау қаражаты,  $\Sigma K$ -ның 6%-ын құрайды.

Қондырғылар сатып алуға кететін қаражат:

$$K = (1242,850 \cdot 100) / 73 = 1702,534 \text{ млн.тг.}$$

Құрылыс жұмыстарына кететін қаражат:

$$K = (1702,534 \cdot 14) / 100 = 238,355 \text{ млн.тг.}$$

Монтаждау және іске қосу, баптау жұмыстарына кететін қаражат:

$$K = (1702,534 \cdot 7) / 100 = 119,177 \text{ млн.тг.}$$

Басқа да шығындарға кететін қаражат:

$$K = (1702,534 \cdot 6) / 100 = 102,152 \text{ млн.тг.}$$

$$\Sigma K = 1242,850 + 238,355 + 119,177 + 102,152 = 1702,534 \text{ млн.тг.}$$

Зауыттың қосалқы стансасында қуаты 40 МВА екі трансформатор орнатылған. Сонда толық қуатымыз  $S = 80$  МВА болады,  $\cos \varphi = 0,8$  деп аламыз. Сонда:

$$P = S \cdot \cos \varphi, \text{ MBm}; \quad (8.3)$$

$$P = 80 \cdot 0,8 = 64 \text{ MBm},$$

мұндағы  $\cos \varphi$  – активті қуат коэффициенті.

Келісімді қуат  $W$  – энергожабдықтау құрылымымен келісілген максималды жүктеме кезіндегі абоненттің есептік сағаттық қуаты. Трансформатор үш ауысымдық режимде жұмыс істейді. Сондықтан трансформаторлардың максимум қолдану сағат саны  $T_m=(4800-6000)$ . Максимумды қолдану уақыты  $T_m = 5500$  сағат деп таңдадым. Осыдан:

$$W = P \cdot T_m, \text{ мың кВт} \cdot \text{сағ}; \quad (8.4)$$

$$W = 64 \cdot 5500 = 352000 \text{ мың кВт} \cdot \text{сағ}.$$

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

$$Z_{amp} = K_0 \cdot \frac{h_0}{100}, \quad (8.5)$$

мұндағы  $Z_{amp}$  – амортизациялық аударылымдар сомасы, млн теңге;

$K$  – негізгі қорлар құны, млн теңге;

$h_0$  – амортизациялық аударылымдар нормасы, %.

$$Z_{amp} = \frac{6 \cdot 1242,850}{100} = 75,571 \text{ млн теңге}$$

Амортизациялық аударылымдар нормасын 6% деп қабылдаймыз. Амортизациялық аударылымдар нормасы негізгі қорлардың нысандарының әрқайсысы үшін олардың нормативтік қызмет ету мерзімдеріне байланысты орнатылады:

$$h_0 = 100 \cdot \frac{1}{t}; \quad (8.6)$$

немесе

$$h_0 = \frac{C_{\text{ныс}} - C_{\text{л}}}{t} \cdot 100, \quad (8.7)$$

мұндағы  $C_{\text{ныс}}$  – негізгі қорлар нысандарының құны, млн теңге;  
 $C_{\text{л}}$  – нысанның ликвидациялық құны, өндірісте шығарылып тасталатын нысанды толығымен немесе бөлшектеп (материалдарын, бөлшектерін) сатудан түскен қаржы, млн теңге.

Кәсіпорынның кейбір негізгі қорларына амортизациялық аударылымдар нормасы келтіріледі. Негізгі қорлардың нысанның амортизацияланып бітпеген бөлігінің құны тозу мен моральдық тозу салдарынан нысан нормативтік мерзімнен ерте істен шығарылып тасталған кезде пайда болады. Ликвидациялық құн өндірістен шығарылатын нысанның оны сатып жібергеннен түскен қаржыны білдіреді. Өндірістің тиімділігі негізі қорлардың ғылыми-техникалық деңгейіне байланысты ғана емес, сонымен қатар ғылым мен техниканың қазіргі заманғы жетістіктеріне сәйкестігі және оларды өндірістік үрдісте толық қуатында пайдалануына да байланысты болады.

Эксплуатациялық шығындарды анықтайық. Амортизация жұмыстарына кеткен шығындарды есептейік. Электр қондырғыларының физикалық немесе моральді тозуына байланысты олардың тозуына кеткен шығындардың орнын толтыру үшін электр қондырғыларының құнының бөлігінен ақша бөлінеді. Бұл бөлінетін ақша амортизациялық шығын деп аталады. Ол барлық шығынның 51%-ын құрайды. Шығынның қалған 49%-ын келесілер құрайды:

- іс-сапар шығындары. Іс-сапар шығындары дұрыс толтырылған құжаттарға сай жол жүру, тәуліктік және пәтер шығындарынан тұрады;
- кеңсе шығындары. Әр ай сайын немесе әр тоқсан сайын барлық бөлімдерде кеңсе тауарларының қажеттілігі туындайды. Кеңсе шығындары осы қажеттіліктерді қосып шығу арқылы анықталады;
- еңбек қорғанысы. Еңбек қорғанысының талаптарына байланысты кез-келген компанияда арнайы жұмыс киімдері, аяқ-киімдері, комплектілері болуы тиіс. Қажетті заттардың барлығын штаттық мамандықтар мен санына байланысты сатып алады;
- құрылғыларды тексеру. Жұмыс және бастапқы эталондарды тексеру тиіс. Келісімшартқа сай бұл іспен арнайы ұйымдар айналысады;
- баспа шығындары. Бұл шығындар әр түрлі есеп беру және күнде қолданатын бланктарды (журналдар, карточкалар, ведомость, актілер, нұсқаулар, ережелер, сұранымдар) сатып алудан құралады;
- кадрларды дайындау. Компания жұмысшылары біліктілікті көтеру үшін баратын ұйымдармен келісімшартқа тұруға кететін шығындардан құралады;
- сәтсіз оқиғалардан сақтандыру. Қазақстан Республикасында сақтандыру міндетті болып табылады. Бұл жерде тек сақтандыру түрін таңдау керек;

- еңбекақы төлеу. Өнеркәсіптік және әкімшілік қызметкерлер еңбекақысын төлеуден құралады;

- байланыс қызметін көрсету. Бұл шығындарға телефон үшін абоненттік төлем, қалааралық және халықаралық төлемдер, жоғары жиілікті байланыс төлемдері кіреді;

- коммуналдық қызмет көрсету. Бұл шығындар салқын су мен канализация, қоқыс лақтыру, жылу энергиясының бағаларын қамтиды;

- банк қызметі. Барлық банктар өз қызметі үшін белгіленген пайыз мөлшерінде айналым сомасынан комиссиялық (еңбекақы, іссапар, есептік қағаздарен операциялар) төлемдер алады;

- шаруашылыққа қажет энергия. Бөлме, монтер пунктін жылыту, барлық ғимараттарды, кәсіпорын бөлмелерін, жөндеу базаларын және т.б. жарықтандыру шаруашылық қажеттіліктеріне жатады.

Шығынның қалған 49%-ын келесідей табамыз:

$$Z_{дон} = Z_{амп} \cdot \frac{49}{51} = \frac{75,571 \cdot 49}{51} = 72,607 \text{ млн тенге.} \quad (8.8)$$

Сонда толық шығын келесідей болады:

$$Z_{пол} = Z_{амп} + Z_{дон}, \text{ млн тенге;} \quad (8.9)$$

$$Z_{пол} = 75,571 + 72,607 = 148,178 \text{ млн тенге.}$$

Осыдан өзіндік құнды табуға болады:

$$S = \frac{Z_{пол}}{W}, \frac{\text{тенге}}{\text{кВт} \cdot \text{саг}}; \quad (8.10)$$

$$S = \frac{148,178}{352} = 0,421 \frac{\text{тенге}}{\text{кВт} \cdot \text{саг}}.$$

Өзіндік құнға тағы 10% қосамыз, өйкені табыс ескерілуі керек. Ол келесідей анықталады:

$$S_{ПС} = S \cdot 1,1 = 0,421 \cdot 1,1 = 0,463 \frac{\text{тенге}}{\text{кВт} \cdot \text{саг}}$$

Жылдық кірісті анықтаймыз. Қосалқы станса арқылы кірістік налогты 20% құрайды деп аламыз:

$$\sum \Pi_z = W_{год} \cdot 0,1 \cdot S_{ПС} \cdot 0,8 \quad (8.11)$$

$$\sum \Pi_z = 352 \cdot 0,1 \cdot 0,463 \cdot 0,8 = 13,038 \text{ млн теңге}$$

Алматы қаласындағы электр энергиясы 2014 жылдың наурыз айындағы тарифіне сәйкес 14,36 теңге/кВт·сағ құрайды. Қосалқы стансаның баға түрлену механизімін және оның құрамаларын қарастырайық:

- электр стансасынан электр энергияны сатып алу (5,5 теңге/кВт·сағ);
- КЕГОК ҰЭТ тарифі (1,4 теңге/кВт·сағ);
- «АЖК» тарифі (5,31 теңге/кВт·сағ);
- «Арай» ЖШС жеке тарифі (1,37 теңге/кВт·сағ).

Сол кезде қосалқы стансаның электр энергиясының өзіндік құны 13,58 теңге/кВт·сағ құрайды. Электр энергияны тұтынушыларға 14,36 теңге/кВт·сағ бағасымен сатқан кезде, ЖШС 0,78 теңге/кВт·сағ көлемінде кіріс алады. Кіріс салығын есептеген кездегі берілген түрдегі жылдық кіріс келесіні құрайды:

$$\sum \Pi_{\text{кп}} = W_{\text{год}} \cdot 0,78 \cdot 0,8 = 352 \cdot 0,78 \cdot 0,8 = 219,65 \text{ млн теңге.} \quad (8.12)$$

Өнеркәсіптің екі түрінен де алынған суммалық кірісі келесіні құрайды:

$$\sum \Pi = \sum \Pi_{\text{кп}} + \sum \Pi_{\text{г}} = 219,65 + 13,038 = 232,688 \text{ млн теңге.} \quad (8.13)$$

#### **8.4 Финансты-экономикалық тиімділіктің инвестициялық көрсеткіштері**

*NPV анықтау (таза әдеттегі құн)*

Берілген әдіс келесіден тұрады:

- Керекті шығын бағасы анықталады, яғни берілген жоба үшін неше қаражат керек екені анықталады.
- Жобадан келешекте түсетін ақшалай түсілімдердің қазіргі бағасы есептелінеді. Әр жылдағы табыс CF (кэш-флоу) қазіргі уақытта беріледі.

$$PV = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n}, \quad (8.14)$$

мұндағы CF – жыл сайынғы ақшалай түсім;  
n – жобаны тарату жылдары;  
r – банктің пайыздық қойылымы.

Берілген шығын бағасы ( $I_0$ ) берілген табыс бағасымен салыстырылады. Олардың айырымы жобаның таза әдеттегі құнының бағасын береді. Берілген жобаны тұтастай инвестициялауды бағалауды таза әдеттегі құн (NPV) әдісімен жүргіземіз. Инвестиция анализінің осы әдісі инвестициялаушы

жобаны ұсыну нәтижесінде фирманың құндылығының өсу шамасын көрсетеді, ол екі сілтемеден тұрады:

- Кез-келген өнеркәсіп өзінің нарықтық құнының өсуіне ұмтылады;
- Әр түрлі уақыттағы шығындардың біркелкі емес құны болады.

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

Таза келтірілген құн келесідей анықталады:

$$NPV = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0, \quad (8.15)$$

мұндағы CF – жыл сайынғы ақшалай түсім;

n – жобаны тарату жылдары;

$I_0$  – толық қосынды инвестиция;

r – банктің пайыздық қойымы.

Ақша ағымы келесі формуламен анықталады:

$$CF = \Pi_q + I_{ao}, \quad (8.16)$$

мұндағы  $\Pi_q$  – таза кіріс, млн.тенге;

$I_{ao}$  – амортизациялық аударымдар, млн.тенге.

$$CF = 232,688 + 75,571 = 308,259 \text{ млн.тенге};$$

$$PV = 308,259 \cdot 0,88 = 271,268 \text{ млн.тенге};$$

$$NPV = -1242,850 + 271,268 = -971,582 \text{ млн.тенге}$$

8.3 кесте – Берілген нұсқа үшін NPV есебінің нәтижесі

Жылдар	CF, млн теңге	$1/(1+r)^n$	NPV, млн теңге
0	1242,850	1	-1242,850
1	308,259	0,88	-971,582
2	308,259	0,78	-731,14
3	308,259	0,69	-518,441
4	308,259	0,61	-330,403
5	308,259	0,54	-163,943
6	308,259	0,48	-15,979
7	308,259	0,42	113,49

Есептеулер бойынша біздің салған инвестиция 7 жылдан кейін бізге пайда алып келеді.

$$PV = 308,259 \cdot (0,88 + 0,78 + 0,69 + 0,61 + 0,54 + 0,48 + 0,42) = 1356,34 \text{ млн. теңге}$$

Рентабелділік индексі - profitability index (PI) – таза дисконтталған пайданы инвестицияға бөлу арқылы анықталады.

Егер:

PI > 1, онда жобаны қабылдау керек;

PI < 1, онда қабылдаудың қажеті жоқ;

PI = 1, жоба пайда да және шығында әкелмейді.

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

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{PV / (1+r)^t}{K_0} = \frac{1356,34 / 0,42}{1242,850} = 2,598. \quad (8.17)$$

PP анықтау (орнын толтыру мерзімі):

$$PP^1 = \frac{I_0}{CF} \quad (8.18)$$

$$PP = \frac{1702,534}{308,259} = 5,523 \approx 6 \text{ ЖЫЛ}$$



## Қорытынды

Ғылыми-техникалық прогресс энергетика саласында айналып өтпеді. Жаңа электрониканың микропроцессорлық демі релелік қорғаныс пен электроавтоматика саласында кеңінен қамтып жатыр. Кезінде үлкен ауданды алатын релелік қорғаныс құрылғылары қазір микропроцессорлық платаларда орын тепті. Осындай энергетикадағы заманауи ауысуды Siemens, ABB сияқты ірі компаниялар бастап алып келе жатыр.

Дипломдық жұмыста қазіргі бағдарламалық қамтамасыздандыру құрылғыларын пайдаланып жобаланатын ҚС негізгі коммутациялық құрылғыларын ҚТ тогын есептеп таңдадық. Siemens құрылғыларын пайдаланып есептелінген мәндер бойынша дистанционды қорғаныс пен НРТҚ 7SA6 құрылғысында жобаладық. ҚС трансформатордың негізгі қорғаныс түрлерін, яғни дифференциалды қорғаныс пен газдық қорғаныстың бір нұсқасын баяндадым.

Жұмыстың өзектілігі желі қорғанысы мен трансформатор қорғанысын қазіргі заманға сай құрылғылармен жобалау болып табылады. Сонымен қатар жаңа құрылғылардың сенімділігі жоғары болуына байланысты бұл жұмыстың экономикалық жағынан тиімді екендігі дәлелденді.

Жобаның арнайы бөлімінде кернеуді реттеу, (АТСС) тармақтардың ауыстырып-қосқышын автоматты бақылау функциясы, бір трансформаторға арналған автоматтық кернеудің бақылауы, ауыстырып-қосқыш тармағының интерфейсі (YLTC) және АТСС және YLTC арасындағы байланысты талдадым.

Барлық есептеулер мен талдау сұлбалары AutoCad 2007 бағдарламасында орындалды.

Өміртіршілік қауіпсіздігі бөлімінде электрқауіпсіздігі есептелді.

Бітіру жұмысының экономикалық бөлімінде қосалқы станцияның электр энергиясын жеткізу қызметі қарастырылды.

Бітіру жұмысында келесі бағдарламаларды қолдандым:

1) ElectronicsWorkbench:

- қондырғылар таңдау үшін қ.т.тоқтарын өлшеу үшін;
- НРТҚ-ғы қ.т.тоқтарын өлшеу үшін;
- дистанциалық қорғаныстағы тоқ таралу коэффициентін анықтау үшін;
- дифференциалды қорғаныстағы қ.т. тоқтарын өлшеу үшін.

2) А1 форматта алты сызба жұмысын орындау үшін AutoCad бағдарламасын қолдандым.

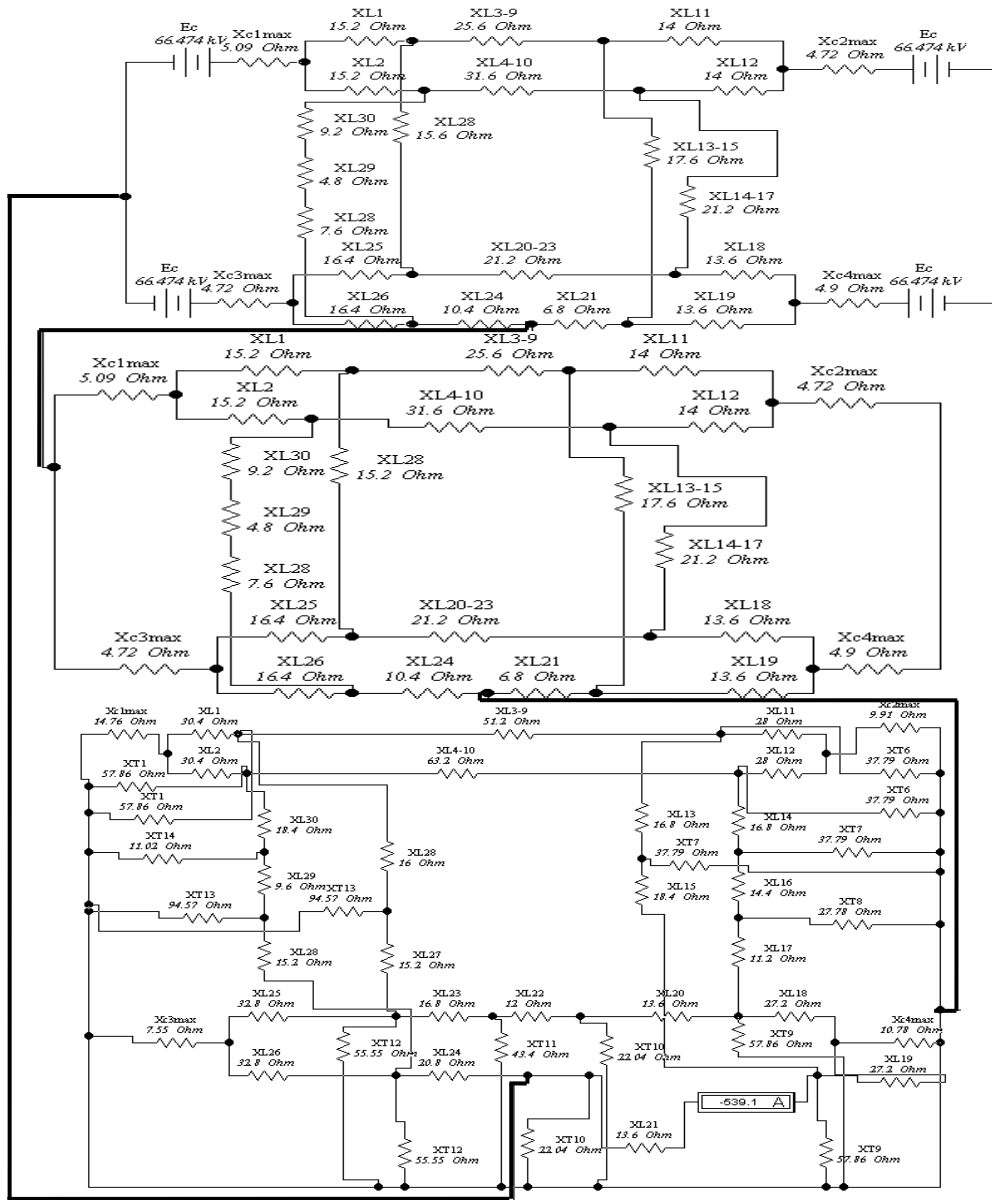
3) Есептеу формулаларын жазу үшін MathCad бағдарламасын қолдандық.

4) Селективтік карталарды жасау үшін Excel бағдарламасын пайдаландым.

## Әдебиеттер тізімі

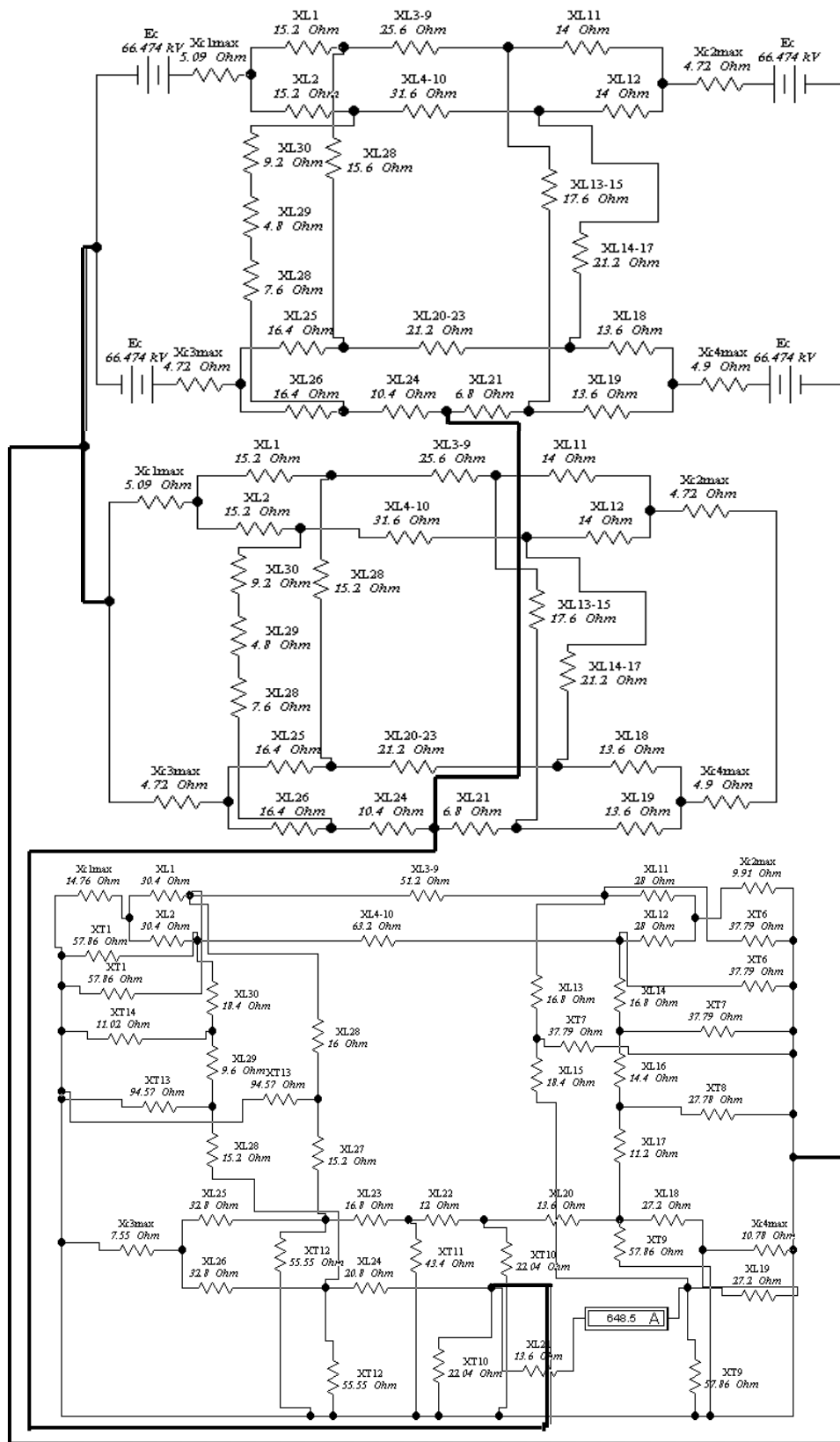
1. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – 4-е изд., стер. М.: Академия, 2007. - 448 с.
2. Дюсебаев М.К., Хакімжанов Т.Е. Адам өмірінің қауіпсіздігінің негізі. Дәрістер конспектісі. – Алматы: АЭЖБИ, 2004.
3. Г.Ж. Даукеев, А.А. Жакупов, К.К. Токтибахиев, Б.И. Тузелбаев. Методология формирования тарифов в секторе электроэнергетики Казахстана: состояние, проблемы, перспективы. - Энергетика и топливные ресурсы Казахстана. – 2005.– №2. – С.17-25.
4. Постановление Правительства Республики Казахстан № 1126 от 15 октября 2002 года «Об утверждении Программы совершенствования тарифной политики субъектов естественных монополий на 2002-2004 годы».
5. Бюллетень ABB Power T&D Company Inc. – Высоковольтные выключатели. Отделение силовых выключателей Гринсбург, Пенсильвания 15601. – 45 с.
6. Бюллетень ABB Power T&D Company Inc. – Вакуумный выключатель типа VD4. Отделение силовых выключателей Гринсбург, Пенсильвания 15601. – 16 с.
7. Бюллетень ABB Power T&D Company Inc. – Элегазовые выключатели типа «PM». Отделение силовых выключателей Гринсбург, Пенсильвания 15601. – 6 с.
8. М.В. Башкиров, Н.Н. Арыстанов. Микропроцессорные реле и современные системы защиты сетей высокого напряжения. Методические указания к расчетно-графическим работам №1,2 для студентов специальности 050718-Электроэнергетика.- Алматы, 2008г.
9. Интеллектуальное электронное устройство защиты трансформатора RET670. Техническое справочное руководство. ООО “АББ Силовые и Автоматизированные Системы”, 2011.
10. Хожин Г.Х. Электр станциялары мен қосалқы станциялар (Оқулық) Алматы: «Ғылым» ғылыми орталығы, 2002.-312 б.
11. Инструкция по оперативному обслуживанию протвоаврийной автоматики южной зоны ЕЭС Казахстана. – Алматы, 2000.
12. [www.sozdik.kz](http://www.sozdik.kz) сайты
13. [www.incotextcom.ru](http://www.incotextcom.ru) сайты
14. [www.rtc-electro-m.ru](http://www.rtc-electro-m.ru) сайты
15. [www.forca.ru](http://www.forca.ru) сайты
16. [www.abb.com](http://www.abb.com) сайты
17. [www.rzia.ru](http://www.rzia.ru) сайты

## Қосымша А



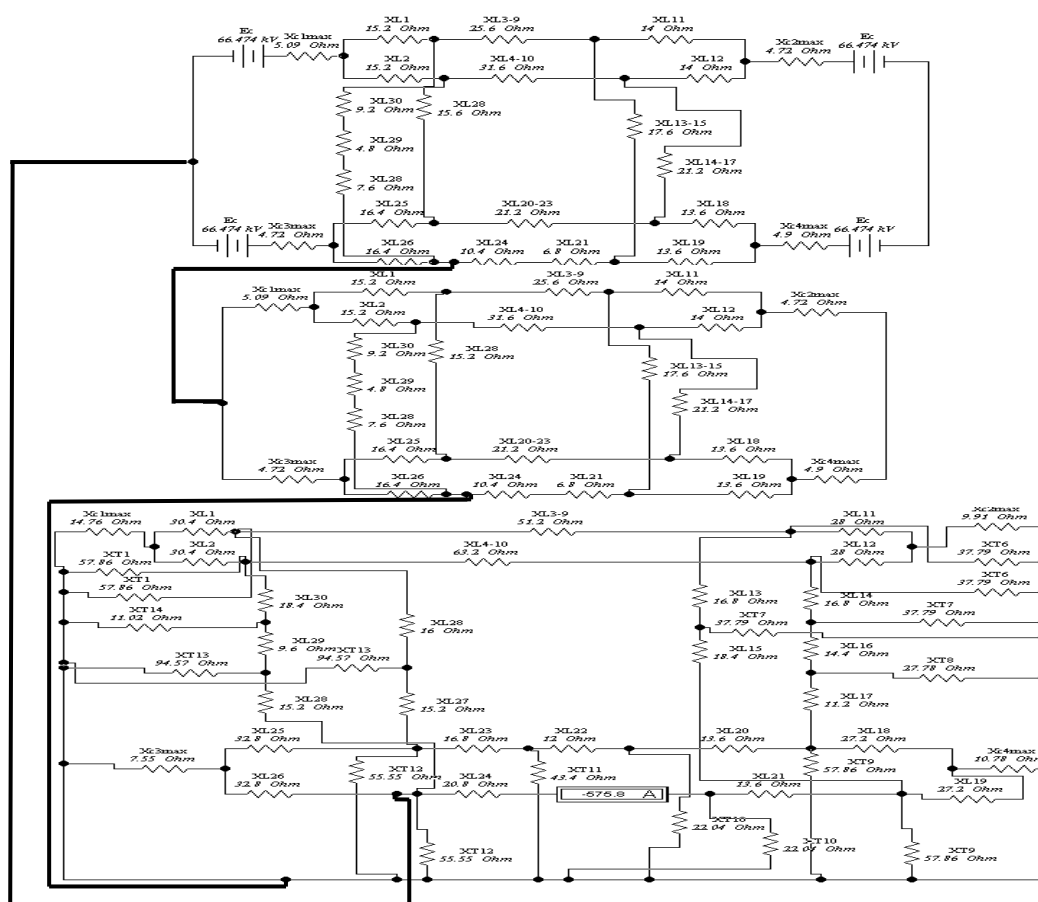
Сурет А1 – 21 Желінің нөл реттік бірфазалы қысқа тұйықталу тогының сұлбасы

## Қосымша А жалғасы



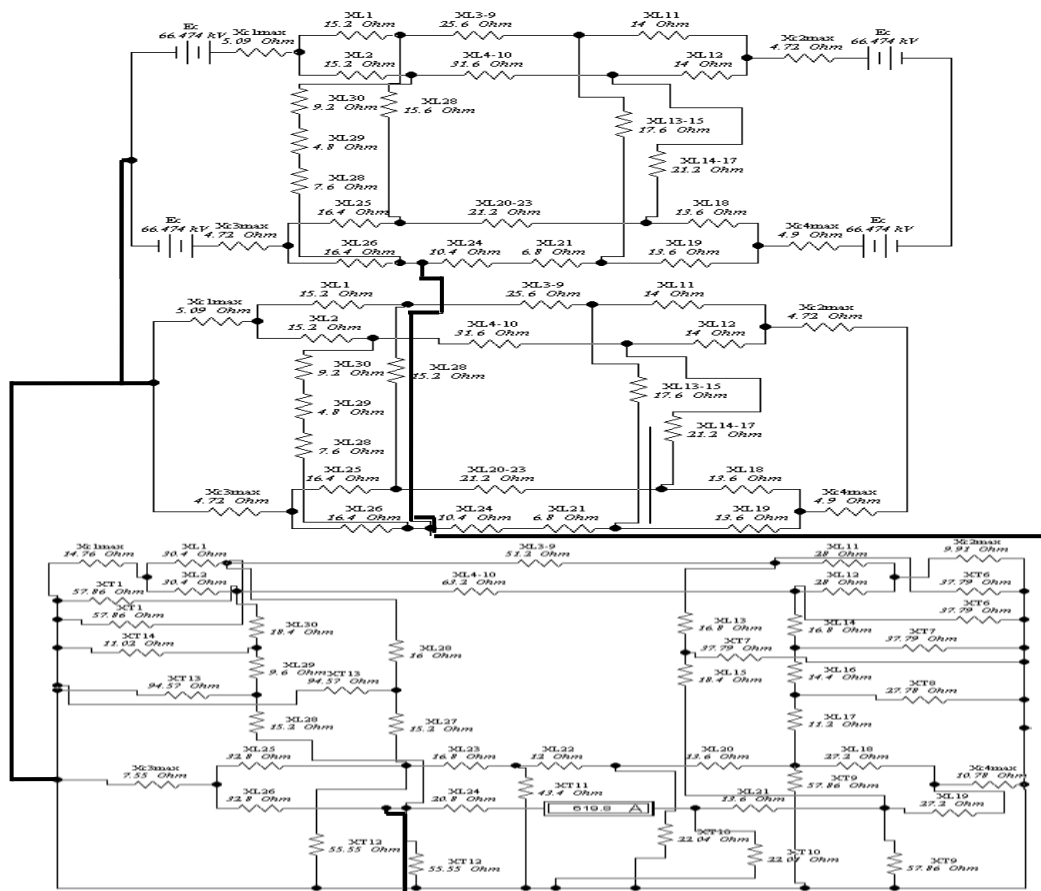
Сурет А2 – 21 желінің нөл реттік екі фазалы жерге қысқа тұйықталу тогының сұлбасы

## Қосымша А жалғасы



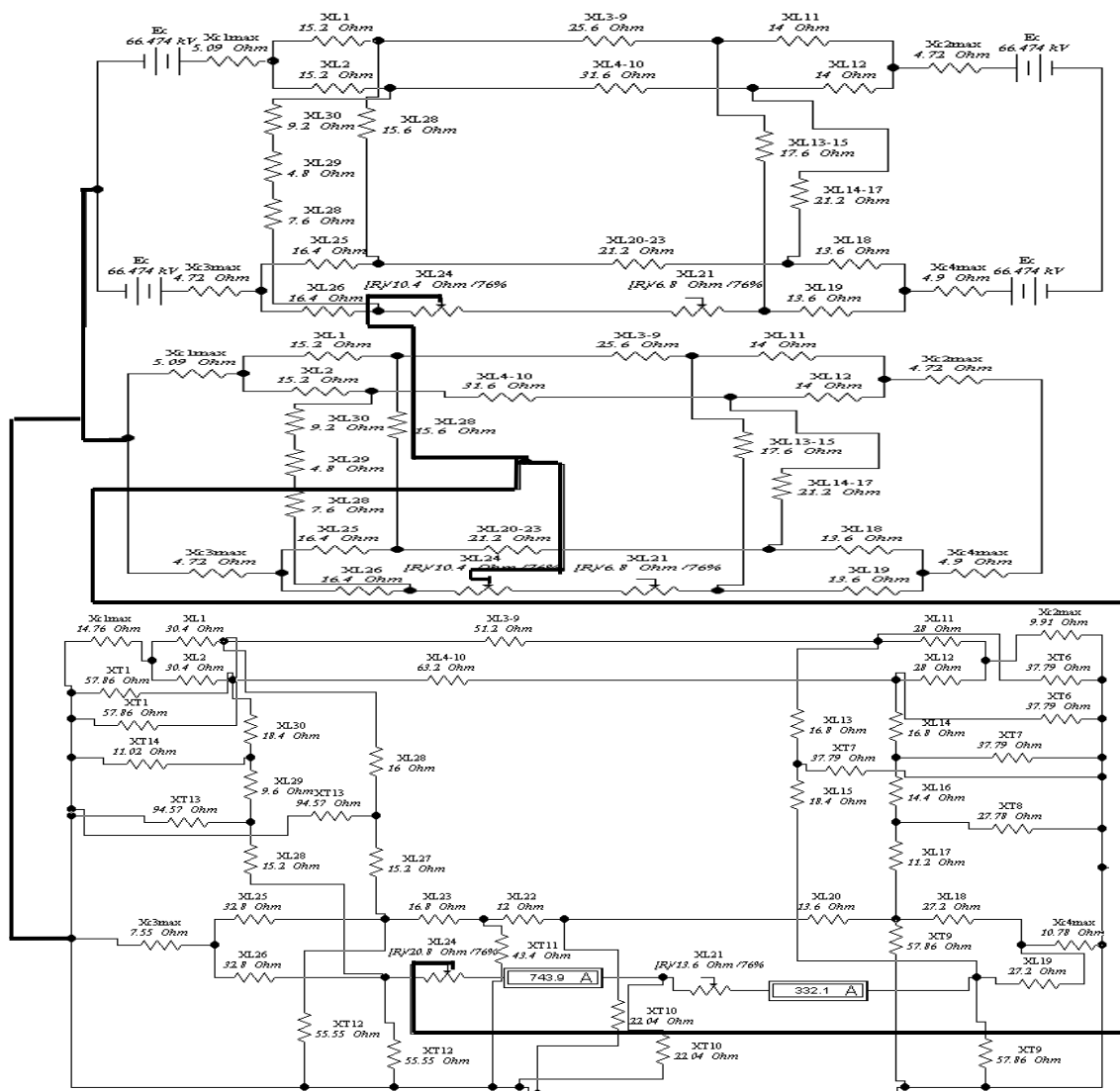
Сурет А3 – 24 желінің нөл реттік бірфазалы қысқа тұйықталу тогының сұлбасы

## Қосымша А жалғасы



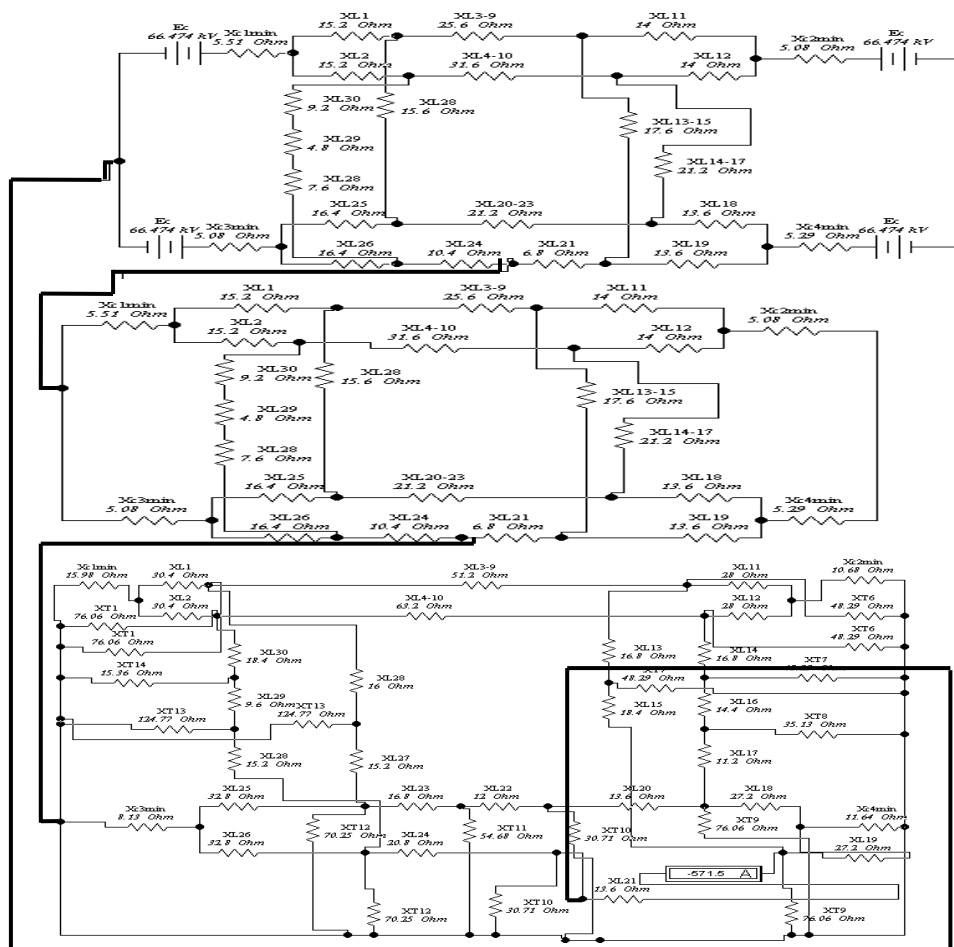
Сурет А4 – 24 желінің нөл реттік екі фазалы қысқа тұйықталу тогының сұлбасы

## Қосымша А жалғасы



Сурет А5 – Екі фазалы қ.т кезіндегі 21 желінің мәнін алу сұлбасы

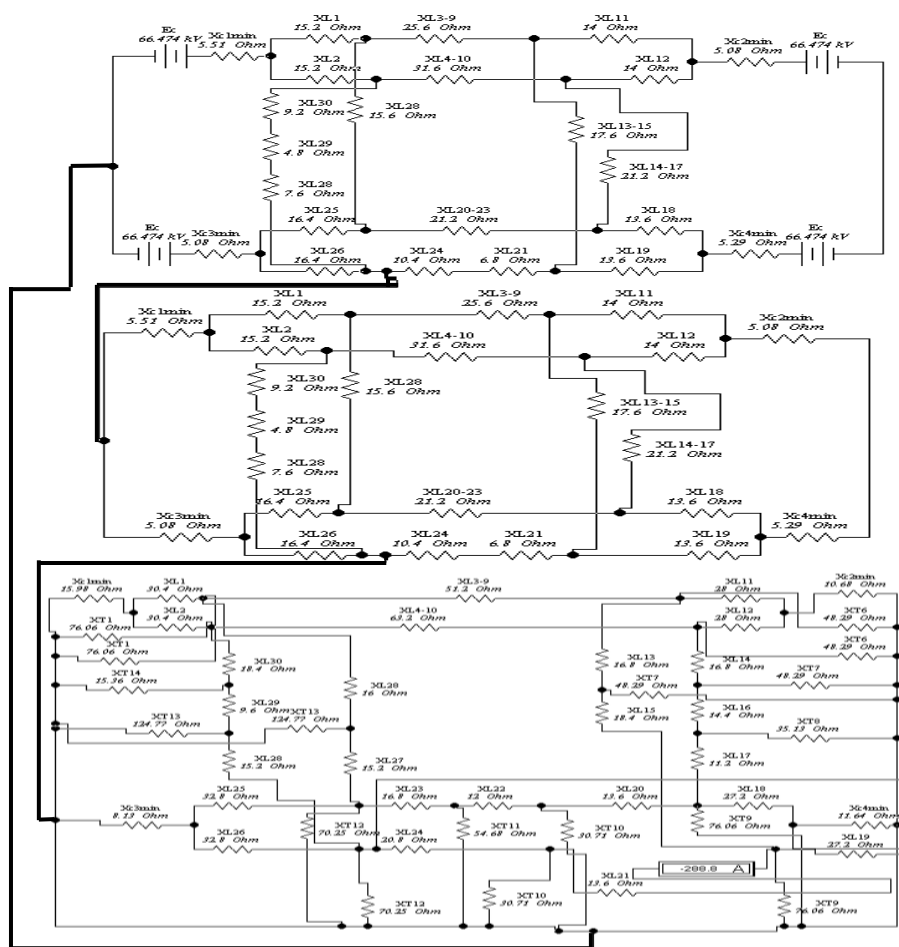
## Қосымша А жалғасы



Сурет А6 – Минималды режімдегі қорғалатын желінің соңындағы қысқа түйықталу



## Қосымша А жалғасы



Сурет А7 – 24 желісінің соңындағы минималды режимдегі бір фазалы ҚТ

## Қосымша А жалғасы

REL670 - Parameter Setting					
Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
✓ ZMQPDIS: 1					
✓ Setting Group1					
✓ Operation		On			
✓ IBase		300	A	1	99999
✓ UBase		110.00	kV	0.05	2000.00
✓ OperationDir		Forward			
✓ X1		5.78	ohm/p	0.10	3000.00
✓ R1		4.86	ohm/p	0.01	1000.00
✓ X0		100.00	ohm/p	0.10	9000.00
✓ R0		15.00	ohm/p	0.01	3000.00
✓ RFPP		30.00	ohm/l	0.10	3000.00
✓ RFPE		100.00	ohm/l	0.10	9000.00
✓ OperationPP		On			
✓ Timer tPP		On			
✓ tPP		0.000	s	0.000	60.000
✓ OperationPE		Off			
✓ Timer tPE		On			
✓ tPE		0.000	s	0.000	60.000
✓ IMinOpPP		20	%IB	10	1000
✓ IMinOpPE		20	%IB	10	1000
✓ IMinOpIN		5	%IB	5	1000

Сурет А8 – Дистанционды қорғаныстың бірінші сатысының тағайын шамаларын енгізу

REL670 - Parameter Setting					
Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
✓ ZMQPDIS: 1					
✓ Setting Group1					
✓ Operation		On			
✓ IBase		300	A	1	99999
✓ UBase		110.00	kV	0.05	2000.00
✓ OperationDir		Forward			
✓ X1		12.64	ohm/p	0.10	3000.00
✓ R1		10.62	ohm/p	0.01	1000.00
✓ X0		100.00	ohm/p	0.10	9000.00
✓ R0		15.00	ohm/p	0.01	3000.00
✓ RFPP		30.00	ohm/l	0.10	3000.00
✓ RFPE		100.00	ohm/l	0.10	9000.00
✓ OperationPP		On			
✓ Timer tPP		On			
✓ tPP		0.150	s	0.000	60.000
✓ OperationPE		Off			
✓ Timer tPE		On			
✓ tPE		0.000	s	0.000	60.000
✓ IMinOpPP		20	%IB	10	1000
✓ IMinOpPE		20	%IB	10	1000
✓ IMinOpIN		5	%IB	5	1000

Сурет А9 – Дистанционды қорғаныстың екінші сатысының тағайын шамаларын енгізу

## Қосымша А жалғасы

REL670 - Parameter Setting					
Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
✓ ZMQPDIS: 1					
✓ Setting Group1					
✓ Operation		On			
✓ IBase		300	A	1	99999
✓ UBase		110,00	kV	0,05	2000,00
✓ OperationDir		Forward			
✓ X1		121.95	ohm/p	0,10	3000,00
✓ R1		102.48	ohm/p	0,01	1000,00
✓ X0		100,00	ohm/p	0,10	9000,00
✓ R0		15,00	ohm/p	0,01	3000,00
✓ RFPP		30,00	ohm/l	0,10	3000,00
✓ RFPE		100,00	ohm/l	0,10	9000,00
✓ OperationPP		On			
✓ Timer tPP		On			
✓ tPP		0.300	s	0,000	60,000
✓ OperationPE		Off			
✓ Timer tPE		On			
✓ tPE		0,000	s	0,000	60,000
✓ IMinOpPP		20	%IB	10	1000
✓ IMinOpPE		20	%IB	10	1000
✓ IMinOpIN		5	%IB	5	1000

Сурет А10 – Дистанционды қорғаныстың үшінші сатысының тағайын шамаларын енгізу

REL670 - Parameter Setting					
Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
✓ ZMQPDIS: 1					
✓ Setting Group1					
✓ Operation		On			
✓ IBase		300	A	1	99999
✓ UBase		110,00	kV	0,05	2000,00
✓ OperationDir		Reverse			
✓ X1		1,70	ohm/p	0,10	3000,00
✓ R1		1,43	ohm/p	0,01	1000,00
✓ X0		100,00	ohm/p	0,10	9000,00
✓ R0		15,00	ohm/p	0,01	3000,00
✓ RFPP		30,00	ohm/l	0,10	3000,00
✓ RFPE		100,00	ohm/l	0,10	9000,00
✓ OperationPP		On			
✓ Timer tPP		On			
✓ tPP		0,150	s	0,000	60,000
✓ OperationPE		Off			
✓ Timer tPE		On			
✓ tPE		0,000	s	0,000	60,000
✓ IMinOpPP		20	%IB	10	1000
✓ IMinOpPE		20	%IB	10	1000
✓ IMinOpIN		5	%IB	5	1000

Сурет А11 – Дистанционды қорғаныстың төртінші сатысының тағайын шамаларын енгізу

## Қосымша А жалғасы

REL670 - Parameter Setting						
Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max	
EF4PTOC: 1						
General						
Setting Group1						
Operation		On				
IBase		300	A	1	99999	
UBase		110,00	kV	0,05	2000,00	
AngleRCA		65	Deg	-180	180	
polMethod		Voltage				
UPolMin		1	%UB	1	100	
IPolMin		5	%IB	2	100	
RNPol		5,00	ohm	0,50	1000,00	
XNPol		40,00	ohm	0,50	3000,00	
IN>Dir		10	%IB	1	100	
2ndHarmStab		20	%	5	100	
BlkParTransf		Off				
UseStartValue		IN4>				
SOTF		Off				
ActivationSOTF		Open				
StepForSOTF		Step 2				
HarmResSOTF		Off				
tSOTF		0,200	s	0,000	60,000	

Сурет А12 – Жалпы тағайын шамалары

REL670 - Parameter Setting						
Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max	
Step 1						
Setting Group1						
DirMode1		Forward				
Characterist1		ANSI Def. Time				
IN1>		778	%IB	1	2500	
t1		0,000	s	0,000	60,000	
k1		0,05		0,05	999,00	
IMin1		100,00	%IB	1,00	10000,00	
t1Min		0,000	s	0,000	60,000	
IN1Mult		2,0		1,0	10,0	
ResetTypeCrv1		Instantaneous				
tReset1		0,020	s	0,000	60,000	
HarmRestrained1		On				
tPCrv1		1,000		0,005	3,000	
tACrv1		13,500		0,005	200,000	
tBCrv1		0,00		0,00	20,00	
tCCrv1		1,0		0,1	10,0	
tPRCrv1		0,500		0,005	3,000	
tTRCrv1		13,500		0,005	100,000	
tCRCrv1		1,0		0,1	10,0	

Сурет А13 – Нөлінші реттік тоқ қорғанысының бірінші сатысының тағайын шамалары

## Қосымша А жалғасы

REL670 - Parameter Setting					
Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
✓ Step 2					
✓ Setting Group1					
✓ DirMode2		<b>Forward</b>			
✓ Characterist2		ANSI Def. Time			
✓ IN2>		<b>398</b>	%IB	1	2500
✓ t2		<b>0.150</b>	s	0,000	60,000
✓ k2		0,05		0,05	999,00
✓ IMin2		50,00	%IB	1,00	10000,00
✓ t2Min		0,000	s	0,000	60,000
✓ IN2Mult		2,0		1,0	10,0
✓ ResetTypeCrv2		Instantaneous			
✓ tReset2		0,020	s	0,000	60,000
✓ HarmRestrained2		On			
✓ tPCrv2		1,000		0,005	3,000
✓ tACrv2		13,500		0,005	200,000
✓ tBCrv2		0,00		0,00	20,00
✓ tCCrv2		1,0		0,1	10,0
✓ tPRCrv2		0,500		0,005	3,000
✓ tTRCrv2		13,500		0,005	100,000
✓ tCRCrv2		1,0		0,1	10,0

Сурет А14 – Нөлінші реттік тоқ қорғанысының екінші сатысының тағайын шамалары

REL670 - Parameter Setting					
Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
✓ Step 3					
✓ Setting Group1					
✓ DirMode3		<b>Forward</b>			
✓ Characterist3		ANSI Def. Time			
✓ IN3>		<b>23</b>	%IB	1	2500
✓ t3		<b>1.550</b>	s	0,000	60,000
✓ k3		0,05		0,05	999,00
✓ IMin3		33,00	%IB	1,00	10000,00
✓ t3Min		0,000	s	0,000	60,000
✓ IN3Mult		2,0		1,0	10,0
✓ ResetTypeCrv3		Instantaneous			
✓ tReset3		0,020	s	0,000	60,000
✓ HarmRestrained3		On			
✓ tPCrv3		1,000		0,005	3,000
✓ tACrv3		13,500		0,005	200,000
✓ tBCrv3		0,00		0,00	20,00
✓ tCCrv3		1,0		0,1	10,0
✓ tPRCrv3		0,500		0,005	3,000
✓ tTRCrv3		13,500		0,005	100,000
✓ tCRCrv3		1,0		0,1	10,0

Сурет А15 – Нөлінші реттік тоқ қорғанысын үшінші сатысының тағайын шамалары

## Қосымша А жалғасы

REF615A - Parameter Setting					
Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
✓ Current (3I,CT): 1					
✓ Current (3I,CT)					
✓ Secondary current		5A			
✓ Primary current		<b>150.0</b>	A	1.0	6000.0
✓ Amplitude corr. A		1.000		0.900	1.100
✓ Amplitude corr. B		1.000		0.900	1.100
✓ Amplitude corr. C		1.000		0.900	1.100

Сурет А16 – Жалпы тағайын шамалары

REF615A - Parameter Setting					
Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
✓ Setting Group 1					
✓ Start value		<b>4.30</b>	xIn	0.10	40.00
✓ Start value Mult		1.0		0.8	10.0
✓ Time multiplier		1.00		0.05	15.00
✓ Operate delay time		<b>1150</b>	ms	40	200000
✓ Operating curve type		ANSI Def. Time			
✓ Type of reset curve		Def time reset			

Сурет А17 – Максималды тоқ қорғанысы үшін тағайын шамалары

REF615A - Parameter Setting					
Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
✓ Setting Group 1					
✓ Start value		<b>1.75</b>	xIn	0.05	5.00
✓ Start value Mult		1.0		0.8	10.0
✓ Time multiplier		1.00		0.05	15.00
✓ Operate delay time		<b>1300</b>	ms	40	200000
✓ Operating curve type		ANSI Def. Time			
✓ Type of reset curve		Immediate			

Сурет А18 – Асқын жүктеме үшін тағайын шамалары