

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.

(колы)

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

Тақырыбы: 110/10/10 кВ 2x25 МВА N114 қосалқы  
станциясының реалік қорғанысы

5B071800 – Электр энергетикасы мамандығы бойынша  
Орындаған Сұлейменов Бағдат Тосқарманұлы  
(аты - жөні) (қобы)

Жетекші \_\_\_\_\_  
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Кеңесшілер :

Экономикалық бөлім бойынша:

А.А. Ақтұтқы Жүзенова С.К.  
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)  
« 02 » 06 20 14 ж.  
(колы)

Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бойынша:

Т.Т.Н., аға оқушы Шығасаев Р.С.  
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)  
« 10 » 06 20 14 ж.  
(колы)

Есептеу техникасын қолдану бойынша :

А.А. Ақтұтқы Аристанов Н.Н.  
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ ж.  
(колы)

\_\_\_\_\_ (ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ ж.  
(колы)

Мөлшер бақылаушы:

А.А. Ақтұтқы Асанова К.М.  
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ ж.  
(колы)

Пікір жазушы :

\_\_\_\_\_ (ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ ж.  
(колы)

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 Сүлейменов Бағлан Баурисаулы  
(аты - жөні)

Жоба тақырыбы 110/10/10 кВ 2x25 МВА N114 қосалқын  
станцияның релелік қорғанысы  
ректордың «24» қыркүйек № 115 бұйрығы бойынша бекітілген.

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: «   »     20    ж.

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

N114 қосалқын станцияға нұсатын 25 МВА екі аралығы  
110/10/10 кВ екі трансформаторлар аралықтан  
110 кВ шинасына

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

1. 110/10/10 кВ қосалқын станцияның электрлік бөлігін жасау.
2. Қосалқын станциядан трансформатордың қорғанысын
3. Желі қорғанысын
4. Әлеуметтік жауапкершілік бөлімі
5. Экономикалық бөлім

Сызба материалдарының (міндетті түрде дайындалатын сызуларды көрсету) тізімі

- 1 Энергетикалық бағам электрлік торап ретінде, мері ретінде, хол ретінде қалыптастыру сызбалары
- 2 қосалқы станцияның принциптеріне электрлік сызбалары
- 3 Трансформатор қосалқысы
- 5 КРТ және ДТ салыстырмалық сызбалары, ДТ қалыптасуының шарттары

Негізгі ұсынылатын әдебиеттер

- 1 Рахмонова А.Д., Кариев А.К., Киркова Т.В. Электрооборудование электростанций и подстанций - 4 р. изд. М.: Энергия 2004 - 448 с
- 2 Рожин Г.Х. Электр станциялары мен қосалқы станциялар (қосалқы) Алматы: "Ғылым" ЖАҚ-ының баспасы, 2002 - 312 б.
- 3 Проектно-конструкторское бюро электростанций Республики Казахстан, Алматы 2012

Жоба бойынша бөлімшелерге қатысты белгіленген кеңесшілер

бөлімшелер	кеңесші	мерзімі	қолы
Эконом.-қ. бөлім	Түлегенова С.К.		
Өмір сүрушілік қауіпіз	Дурманова Т.С.		
металл	Алибаев С.Ө.		
ЭМТ	Аристанов Н.Н.		

диплом жобасын дайындау

КЕСТЕСІ

№ p/c	Тарау аттары, әзірленетін сұрақтардың тізімі	Жетекшіге ұсыну мерзімдері	Ескерту
1.	110/10/10 кВ қосалқы станция- ның электрлік бөлімін пайдалану және модернизация ету қажеттіліктерінің алғашқы кезеңін талдау	01.11.13 - 25.05.14	орындалды
2	қосалқы станцияның трансформаторлар және А В В қосалқы станцияның параметрлерін пайдалану	01.11.13 - 25.05.14	орындалды
3	Мені қорғанысы, ДҚ және НРТҚ ны есептеу және параметрлерін	01.11.13 - 25.05.14	орындалды
4	Өмір сүрілетін қабілетінің және қорғаныс жобасын есептеу	01.11.13 - 25.05.14	орындалды
5	Эксплуатация бөлімі қосалқы станцияның салдары техника- экономикалық көрсеткіш- терін есептеу.	01.11.13 - 25.05.14	орындалды

Тапсырманың берілген уақыты «01» қазан 2014 ж.

Кафедра меңгерушісі

(қолы)

(Бакенов К.А.)

(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Жоба жетекшісі

(қолы)

(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Орындалатын тапсырманы  
қабылдаған студент

(қолы)

(аты -жөні)

## **Аңдатпа**

Бұл дипломдық жобада «110/10/10 кВ 2х25 МВА қосалқы стансаның релелік қорғанысы және 10 кВ қозғалтқыштың қорғанысының логикалық сұлбасын жасау». Осы жобада қосалқы стансаның принципіалдық сұлбасы, күштік қондырғылар және жалғаулық аппараттар тандалынған, 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 110/10/10 кВ 2х25 МВА и сделать логическую схему защиты 10 кВ двигателя”. 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 110/10/10 KV 2x25 MVA and to make the Logical Scheme of Protection of 10 KV of the Engine". 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	7
1 110/10/10 кВ қосалқы стансаның электрлік бөлігін жасау	8
1.1 Бастапқы берілгендері	8
1.2 Жүйе элементтерінің кедергілерін анықтау	9
1.3 Қысқы тұйықталу тоқтары	12
1.4 Жабдықтар мен коммутациялық аппараттарды таңдау	14
2 Трансформатордың қорғаныстары	31
2.1 Қосалқы стансадағы трансформатор	31
2.2 Трансформатордың дифференциалдық қорғанысының есептелуі	37
2.3 АВВ фирмасы RET 670 типінің параметрі	38
2.4 Трансформаторлардың резервті қорғанысы	39
2.5 Трансформаторлардың газдық қорғанысы	44
3 Желі қорғанысы	51
3.1 Желінің қорғанысы	51
3.2 Дистанционды қорғаныс	51
3.3 Сатылы нөл реттік тоқ қорғанысын (НРТҚ) есептеу	60
4 Өміртіршілік қауіпсіздігі	74
4.1 Еңбек шарттарын талдау	74
4.2 Өрт қауіпсіздігі. Автоматты өрт сөндіру жүйесін есептеу	77
4.3 Жұмыс бөлмесіндегі ауа алмасу жүйесіне есеп жүргізу	80
5 Экономикалық бөлім	86
5.1 Жалпы бөлім	86
5.2 Энергетикалық нысанның экономикалық көрсеткіштерін есептеу	87
5.3 Инвестициялық жоспар	88
Қорытынды	95
Қысқартулар тізімі	96
Әдебиеттер тізімі	97
А қосымшасы	99

## Кіріспе

Мен бұл дипломдық жобамда «110/10/10 кВ 2x25 МВА қосалқы стансаның релелік қорғанысы» қарастырылған. Қосалқы стансада орнатылатын негізгі электр жабдықтары: ажыратқыштар, айырғыштар, асқын кернеуді шектеуіштер, тоқ және кернеу трансформаторлары таңдалды. Сонымен қатар қосалқы стансаға қазіргі заман талаптарына сай Siemens, Mitsubishi Electric, ABB секілді фирмаларың жабдықтарын таңдап, соның негізінде релелік қорғаныс есептеулерін келтірілді.

Энергия жүйесінің электрлік бөлігінде электр стансасы, қосалқы станса және электр жеткізу желілерінің электр жабдықтарының зақымдануы мен қалыпсыз жұмыс режимі орын алуы мүмкін.

Зақымдану деп айтарлықтай апаттық токтың пайда болып, ЭС, ҚС шиналарында кернеудің терең түсуін айтуға болады. Бұл ток үлкен көлемде жылу бөліп, өзі жүрген жердегі электр жабдықтарын қиратады.

Кернеудің түсуі электр энергиясын тұтынушылардың қалыпты жұмыс режимін, сондай-ақ энергожүйе электр стансаларының параллельді жұмыс істеу тұрақтылығын бұзады.

Әдетте қалыпты режимдер кернеудің, токтың және жиіліктің рұқсат етілген мәнінен ауытқуына әкеліп соғады. Кернеу мен жиіліктің түсуі тұтынушылардың қалыпты режимін өзгерту қаупін тудырады, ал кернеу мен токтың жоғарылауы ЭЖЖ мен электр жабдықтарының зақымдалуын тудырады.

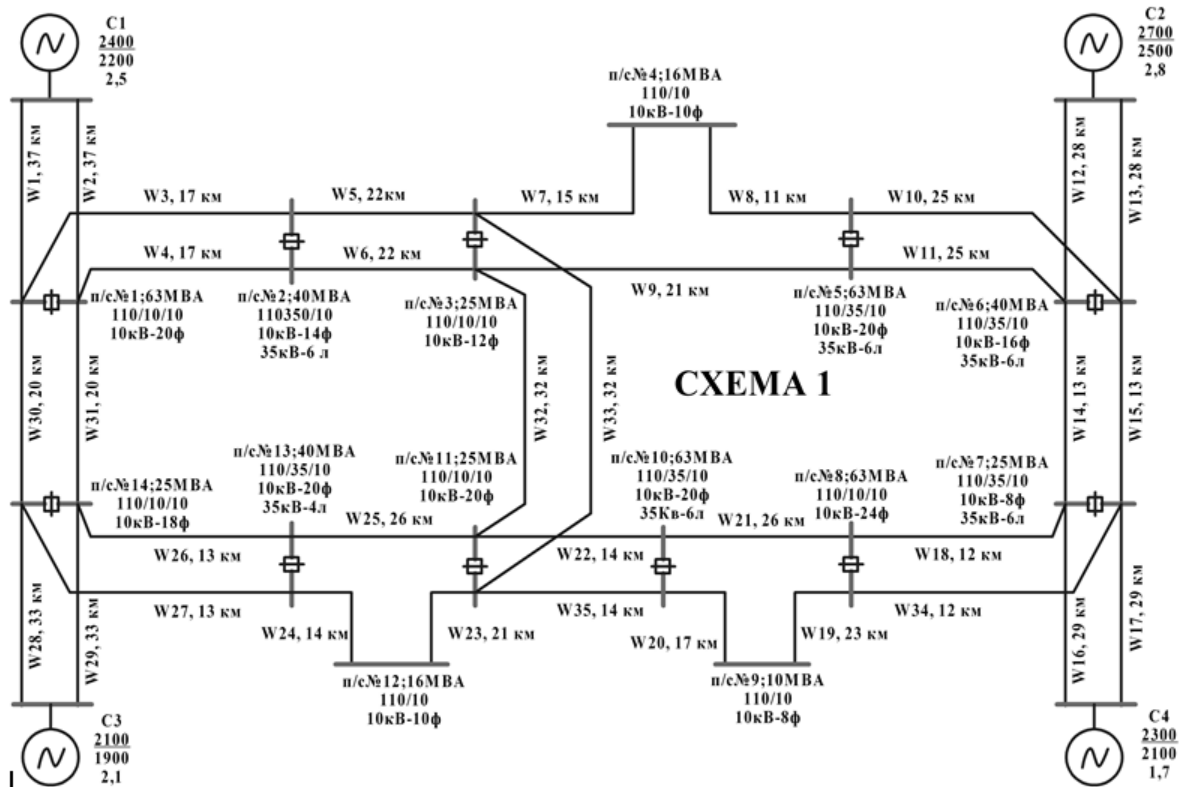
Зақымдалу орнында қирауды барынша азайтып, жүйенің зақымдалмаған бөлігін қалпында сақтап қалу үшін сол орынды тез анықтап, зақымдалмаған жүйе бөлігінен бөліп алу қажет.

Оны орындайтын релелік қорғаныс болып табылады. Ол энергожүйенің барлық элементтерінің қалпын үздіксіз бақылап, пайда болған зақымдану мен қалыпсыз режимдерге жылдам әрекет етіп отырады.

Сондай-ақ ұсынылып отырған бітіру жұмысында электр стансасының құрылғылар мен жабдықтарын таңдап, олардың тиімділігін, сенімділігін қарастыратын боламыз. Ал арнайы бөлімде қосалқы стансаның орталық сигнализациясының терминалын бағдарламалау қарастырылған. Бұдан басқа экономикалық, өміртіршілік қауіпсіздігі сияқты бөлімдерден тұратын бұл бітіру жұмысы міндетті талаптарға сай.

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

## 1.1 Бастапқы берілгендері



Сурет 1.1 – Стансаның бас электрлік сұлбасы

Бітіру жұмысына бастапқы берілгендері:

С-1 қорек жүйесі:

$$S_{кз\ max} = 2400\text{ МВА}; S_{кз\ min} = 2200\text{ МВА}; U_{\sigma} = 115\text{ кВ}$$

С-2 қорек жүйесі:

$$S_{кз\ max} = 2700\text{ МВА}; S_{кз\ min} = 2500\text{ МВА};$$

С-3 қорек жүйесі:

$$S_{кз\ max} = 2100\text{ МВА}; S_{кз\ min} = 1900\text{ МВА};$$

С-4 қорек жүйесі:

$$S_{кз\ min} = 2300\text{ МВА}; S_{кз\ min} = 2100\text{ МВА};$$

Трансформаторлардың параметрлері:

Үш орамды трансформатор (қосалқы станса №6, №3, №4) (Т1, Т2): ТДТН - 63/110/35/10,  $S_{ном} = 63\text{ МВА}$ ;  $U_{ВН} = 115\text{ кВ}$ ;  $U_{СН} = 38,5\text{ кВ}$ ;  $U_{НН} = 11\text{ кВ}$   
 $\Delta U_{рег} = \pm 16\%$ . Параметрлері 1.1 кестеде көрсетілген.



1.1 кесте – Трансформатор орамдарының қ.т. кернеуі:

ВН-НН			СН-НН			ВН-СН		
min	mid	max	min	mid	max	min	mid	max
17,14	17,5	19,2	-	7	-	10,1	10,5	10,9

Үш орамды трансформатор (қосалқы станса №9) : ТДТН - 40/110/35/10,  
 $S_{\text{НОМ}}=40$  МВА;  $U_{\text{ВН}}=115$  кВ;  $U_{\text{СН}}=38,5$  кВ;  $U_{\text{НН}}=11$  кВ  
 $\Delta U_{\text{рег}} = \pm 16\%$  . Параметрлері 1.2 кестеде көрсетілген.

1.2 кесте – Трансформатор орамдарының қ.т. кернеуі:

ВН-НН			СН-НН			ВН-СН		
min	mid	max	min	mid	max	min	mid	max
17,04	17,5	19,29	-	6,5	-	9,52	10,5	11,56

Трансформатор (қосалқы станса №5): ТРДН- 25/110/10/10,  $S_{\text{НОМ}}=25$  МВА;  
 $U_{\text{ВН}}=115$  кВ;  $U_{\text{СН}}=11$  кВ;  $U_{\text{НН}}=11$  кВ;  $\Delta U_{\text{рег}} = \pm 16\%$  ;  $U_{\text{КМИН}}=8,7\%$  ;  $U_{\text{КМАКС}}=11,72\%$

Трансформатор (қосалқы станса №10): ТРДЦН- 63/110/10/10,  $S_{\text{НОМ}}=63$   
 МВА;  $U_{\text{ВН}}=115$  кВ;  $U_{\text{СН}}=11$  кВ;  $U_{\text{НН}}=11$  кВ;  $\Delta U_{\text{рег}} = \pm 16\%$  ;  $U_{\text{КМИН}}=10,84\%$  ;  $U_{\text{КМАКС}}=11,9\%$

Трансформатор (қосалқы станса №2): ТДН-10/110/10 ,  $S_{\text{НОМ}}=10$   
 МВА;  $U_{\text{ВН}}=115$  кВ;  $U_{\text{НН}}=11$  кВ;  $\Delta U_{\text{рег}} = \pm 16\%$  ;  $U_{\text{КМИН}}=8,7\%$  ;  $U_{\text{КМАКС}}=12,36\%$

Желі параметрлері 1.3 кестеде көрсетілген.

## 1.2 Жүйе элементтерінің кедергілерін анықтау

Желілердің кедергілері  $X_{\text{Л}}$ , Ом келесі формуламен анықталады:

$$X_{\text{Л}} = x_{\text{менш}} \cdot L \cdot \frac{U_{\text{б}}^2}{U_{\text{орт}}^2} . \quad (1.1)$$

мұндағы  $x_{\text{менш}}$  – желінің меншікті кедергісі, ол 0,4 Ом/км тең;

$L$  – желінің ұзындығы, км;

$U_{\text{б}}$  – базистік кернеу, кВ;

$U_{\text{орт}}$  – орташа кернеу, кВ.

1.3 кесте – Желі параметрлері мен кедергілері

№ КЖ	Ұзындығы, км	Худ, Ом/км	Желі кедергісі, Ом
1	2	3	4
1	37	0,4	14,8
2	37	0,4	14,8
3	17	0,4	6,8
4	17	0,4	6,8
5	22	0,4	8,8
6	22	0,4	8,8
7	15	0,4	6
8	11	0,4	4,4
9	21	0,4	8,4
10	25	0,4	10
11	25	0,4	10
12	28	0,4	11,2
13	28	0,4	11,2
14	13	0,4	5,2
15	13	0,4	5,2
16	29	0,4	11,6
17	29	0,4	11,6
18	12	0,4	13,6
19	23	0,4	9,2
20	17	0,4	6,8
21	26	0,4	10,4
22	14	0,4	5,6
23	21	0,4	8,4
24	14	0,4	5,6
25	26	0,4	10,4
26	13	0,4	5,2
27	13	0,4	5,2
28	33	0,4	13,2
29	33	0,4	13,2
30	20	0,4	8
31	20	0,4	8
32	32	0,4	12,8
33	32	0,4	12,8
34	12	0,4	4,8
35	14	0,4	5,6

Екі орамды трансформатордың кедергісі  $X_{тр}$ , Ом келесі формуламен анықталады:

$$X_{mp} = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{U_{opt}^2}{S_{ном\ mp}}; \quad (1.2)$$

$$X_{mpBH} = \frac{0,125 \cdot U_{k\%}}{100} \cdot \frac{U_{opt}^2}{S_{ном\ mp}}; \quad (1.3)$$

$$X_{mpHH} = \frac{1,75 \cdot U_{k\%}}{100} \cdot \frac{U_{opt}^2}{S_{ном\ mp}}. \quad (1.4)$$

мұндағы  $U_{k\%}$  - трансформатор орамдарының қ.т. кернеуі, %.

Үш орамды трансформатордың  $X_{тр}$ , Ом кедергісі келесі формуламен анықталады:

$$X_{mp}^B = \frac{0,5 \cdot (U_{k\%}^{BC} + U_{k\%}^{BH} - U_{k\%}^{CH})}{100} \cdot \frac{U_{cp}^2}{S_{ном\ mp}}; \quad (1.5)$$

$$X_{mp}^C = \frac{0,5 \cdot (U_{k\%}^{BC} + U_{k\%}^{CH} - U_{k\%}^{BH})}{100} \cdot \frac{U_{cp}^2}{S_{ном\ mp}}; \quad (1.6)$$

$$X_{mp}^A = \frac{0,5 \cdot (U_{k\%}^{BH} + U_{k\%}^{CH} - U_{k\%}^{BC})}{100} \cdot \frac{U_{cp}^2}{S_{ном\ mp}}. \quad (1.7)$$

Есептеу нәтижелері 1.4 және 1.5 кестелерінде көрсетілген

1.4 кесте – Максимал және минимал режимдегі үш орамды трансформатордың кедергісі

№ ПС	Типі	Хвмакс	Хсмакс	Хнмакс	Хвмин	Хс мин	Хн мин
6	ТДТН- 63/110/35/10	31,59	0	8,71	28,59	0	7,41
3	ТДТН- 63/110/35/10	31,59	0	8,71	28,59	0	7,41
7	ТДТН- 63/110/35/10	31,59	0	8,71	28,59	0	7,41
9	ТДТН- 40/110/35/10	40,25	0	23,52	33,16	0	23,17

### 1.5 кесте - Екі орамды трансформаторларлар кедергілері

№ ПС	Типі	$X_{\text{тмакс}}, \text{ Ом}$	$X_{\text{тмин}}, \text{ Ом}$
2	ТДН–10000/110/10	163,46	115,05
14	ТРДН-25000/110/10/10	112,36	94,345
10	ТРДЦН-63000/110/10/10	45,27	41,24

Жүйе кедергілері  $X_c$ , Ом келесідей анықталады:

$$X_{\text{ж макс}} = \frac{U_{\text{opt}}^2}{S_{\text{кт макс}}}; \quad (1.8)$$

$$E_{\text{ж}} = \frac{U_{\text{б}}}{\sqrt{3}}; \quad (1.9)$$

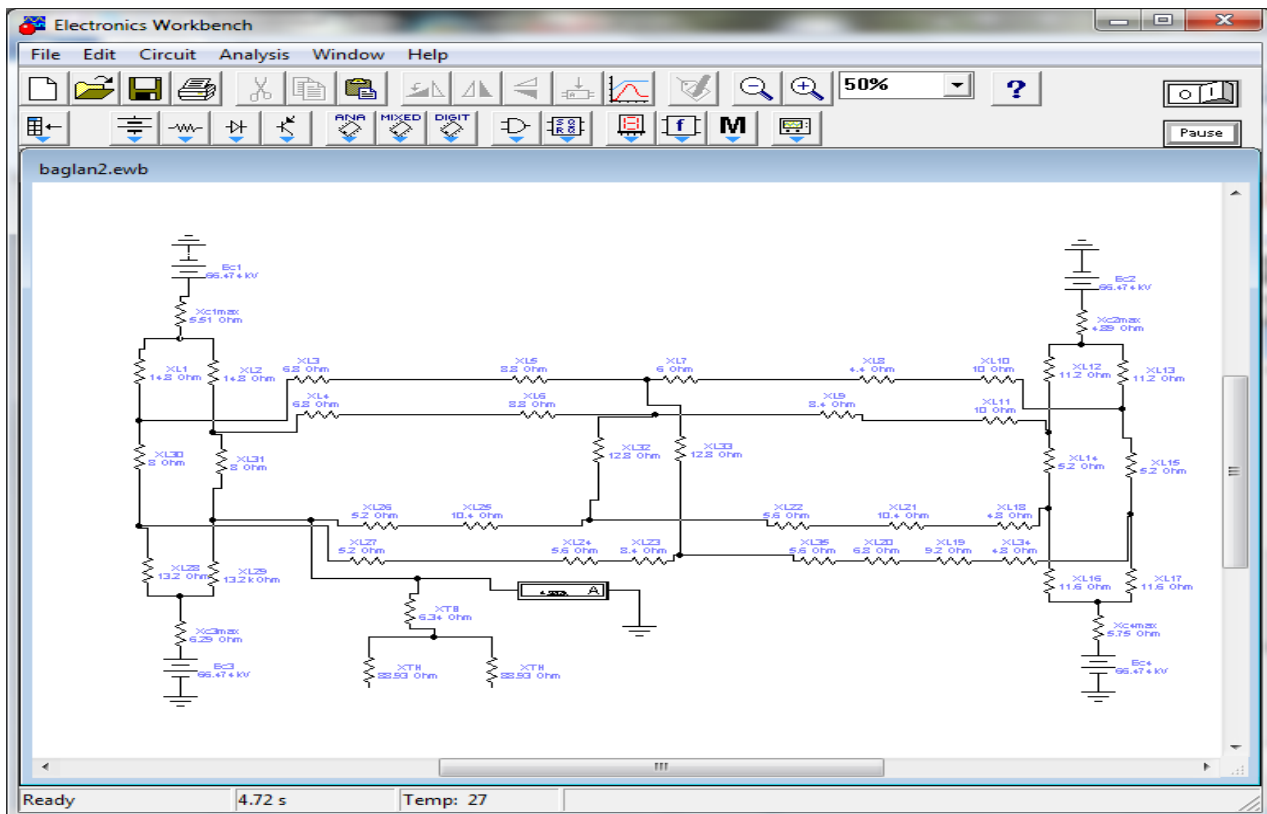
$$E_{\text{эж}} = \frac{E_{*(\text{ном})} U_{\text{б}}}{\sqrt{3}}. \quad (1.10)$$

### 1.6 кесте – Максимал және минимал режимдегі жүйе кедергілері мен фазалық кернеуліктері

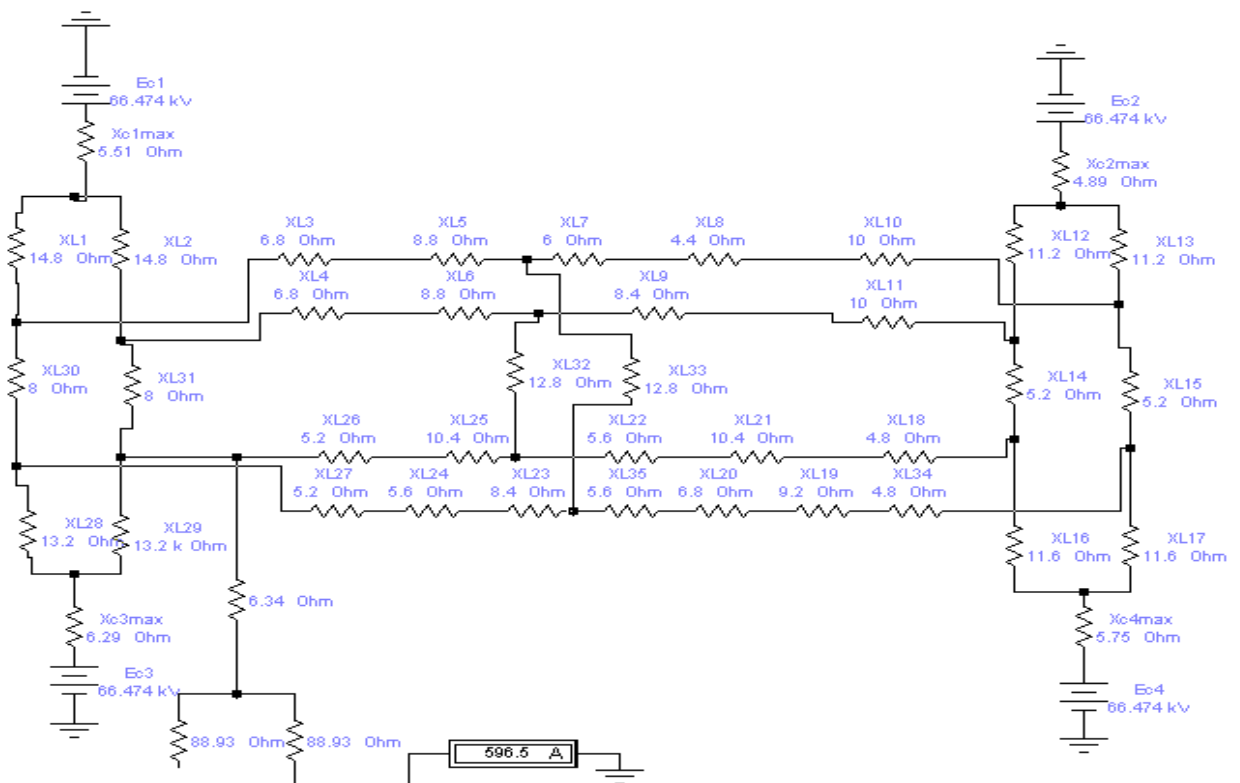
Жүйе №	$U_{\text{opt}} = U_{\text{б}}, \text{ кВ}$	$S_{\text{ктmax}}, \text{ МВА}$	$S_{\text{ктmin}}, \text{ МВА}$	$E_{\text{ж}}, \text{ кВ}$	$X_{\text{жmax}}, \text{ Ом}$	$X_{\text{жmin}}, \text{ Ом}$
1	115	2400	2200	66,474	5,510	6,011
2	115	2700	2500	66,474	4,89	5,29
3	115	2100	1900	66,474	6,29	6,96
4	115	2300	2100	66,474	5,75	6,297

### 1.3 Қысқы тұйықталу тоқтары

ҚТ тоқтарын есептеу үшін орынбасу сұлбасын құрастырамыз және "ELECTRONICS WORKBENCH" бағдарламасының көмегімен тоқтарды анықтаймыз.



Сурет 1.2 – Электр сұлбаның орташа режиміндегі 110кВ-тағы ҚТ тоғы



Сурет 1.3 – Электр сұлбаның орташа режиміндегі 10кВ-тағы ҚТ тоғы

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

#### 1.4 Жабдықтар мен коммутациялық аппараттарды таңдау

*Ажыратқыштарды таңдау шарттары.*

$$U_{\text{н.ом}} \geq U_{\text{сети.н.ом}};$$

$$I_{\text{н.ом}} \geq I_{\text{н.ом.расч}};$$

$$k_n \cdot I_{\text{н.ом}} \geq I_{\text{прод.расч}} = I_{\text{раб.нб}}.$$

Осыдан кейін ажыратқыштың өшіру қабілеті мына шарт бойынша тексеріледі.

$$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{П.О}};$$

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}} = k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{П.О}} \cdot \sqrt{2}.$$

Содан соң өшірілудің симметриялық тоғы тексеріледі:  $I_{\text{откл.н.ом}} \geq I_{\text{П.т}}$ .

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

$$i_{\text{а.н.ом}} \geq i_{\text{а.т}};$$

$$i_{\text{а.н.ом}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.н.ом}} \cdot \frac{\beta_{\text{норм}}}{100}.$$

мұндағы  $i_{\text{а.н.ом}}$  – ажыратылуудың апериодты құраушы тоғының номинал мәні;

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

$i_{\text{а.т}}$  – ҚТ тоғының апериодты құраушысы (ҚТ-ң бастапқы кезінде ажыратқыш доғасөндіргіш түйіспелерінің тарау тоғы).

Егер  $I_{\text{откл.н.ом}} \geq I_{\text{П.т}}$ , ал  $i_{\text{а.н.ом}} < i_{\text{а.т}}$  болса, онда толық токтардың шартты мәндерін салыстыру керек.  $\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.н.ом}} \cdot (1 + \frac{\beta_{\text{норм}}}{100}) \geq \sqrt{2} \cdot I_{\text{П.т}} + i_{\text{а.т}}$ .

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

$$\tau = t_{\text{CB}} + t_{\text{3min}}; \quad (1.11)$$

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{P3}} + t_{\text{с.в.откл}}. \quad (1.12)$$

Ажыратқыштың электродинамикалық тұрақтылығы ҚТ-ң шектік өтпе тоғымен тексеріледі:

$$I_{пр.скв} \geq I_{П.0};$$

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд};$$

Термиялық тұрақтылыққа тексеру келесі түрде болады: Егер  $t_{откл} \leq t_{мер}$  (көп кездесетін жағдай), онда тексеру шарты:  $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$ .

мұндағы  $I_{мер}$  – ажыратқыштың термиялық тұрақтылығының номинал тогы;

$t_{мер}$  – термиялық тұрақтылығының нормаланған тогының шектеулі рұқсат етілетін уақыты;

$B_k$  – есептеу бойынша ҚТ тогының 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.

*Трансформатордың ЖК (110 кВ) жағындағы ажыратқыштарды таңдау есебі.*

Трансформатордың ЖК жағындағы ток  $I_p$ , А келесідей анықталады:

$$I_p = \frac{2 \cdot S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (1.13)$$

$$I_p = \frac{2 \cdot 25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 263.15 \text{ A}.$$

Осы мәнге қарап үш фирманың ажыратқыштарын таңдауға болады. Олар: “Siemens” 3AP1 DT, “Mitsubishi Electric” 100-SFMT-40E, “ABB” 121PM.

Осылардың ішінен “ABB” маркасының 121PM типті элегазды ажыратқыштарын таңдаймын. Себебі бұл ажыратқыш басқаларына қарағанда өте жоғары эксплуатациялық сипаттамаларға ие. Менің ҚС-ма ол өте тиімді. Тағы бір артықшылығы, оның номиналды мәні менің есептік мәндерімнен 2 есе үлкен. Бұл айырмашылық маған болашақта керек. Себебі, менің ҚС-да болашақта қуат екі есе өседі, сол кезде маған жаңа ажыратқыш таңдау қажет болмайды.

1.7 кесте – “АВВ” маркасының ажыратқышының параметрлері

Атауы	121PM
Номинал кернеу, кВ	121
Номинал ток, А	2000
Қ.т. кезіндегі номинал ажырату тоғы, кА	40
Номинал қосу тоғы, кА	100
Термиялық тұрақтылық тоғы, кА	40
Қ.т. номинал ұзақтығы, с	3
Өшіру уақыты, с	0,057
Апериодты құр. нормаланған бөлігі, %	20

Сөндірудің есептік уақыты  $\tau = 0,01 + t_{c.в.откл} = 0,01 + 0,057 = 0,067c$

ҚТ соққы тоғы  $i_{y\partial}$ , кА келесідей анықталады:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{K3}. \quad (1.14)$$

мұндағы  $k_{y\partial} = 1,8$  – соқтық коэффициенті;

$I_{K3} = 4,11$  кА – ЖК жағындағы үшфазалы ҚТ тоғы.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,11 = 10,43 \text{ кА};$$

$$i_{a\tau.вн} = \sqrt{2} \cdot I_{K3} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}. \quad (1.15)$$

мұндағы  $T_a = 0,06$  с – ауысым уақыты.

$$i_{a\tau.вн} = \sqrt{2} \cdot 4,11 \cdot e^{\frac{-0,067}{0,06}} = 1,80 \text{ кА}.$$

$I_{откл.ном} > I_{кз.вн}$  болғандықтан, ажыратқышты сөндіру қабілетіне тексеру ҚТ толық тоғы бойынша жүзеге асады. Сөндірудің толық тоғы:

$$I_{п.т.вн} = I_{п.0.вн};$$

$$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА} > I_{п.т.вн} = 4,11 \text{ кА};$$

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл.ном}}{100}; \quad (1.16)$$

$$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau};$$



$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 20\% \cdot 40}{100} = 11,28 \text{ кА}.$$

$t_{откл}=0,157$ ,  $t_{тер}=3$  с болғандықтан, жылулық тұрақтылыққа тексеру мына шартпен орындалады:

$$T_a = 0,06 \text{ с}; \quad t_{откл} = 0,157 \text{ с}; \quad I_{к3} = 4,11 \text{ кА}; \quad I_{тер} = 40 \text{ кА};$$

$$B_k = I_{к3}^2 [t_{откл} + T_a]; \quad (1.17)$$

$$B_k = 4,11^2 \cdot [0,157 + 0,06] = 3,66 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

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

$$40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 3,66 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

1.8 кесте – “АВВ” типті элегазды ажыратқыштың параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}$ , кВ	121	$U_{уст.ном}$ , кВ	110
$I_{ном}$ , А	2000	$I_{раб.макс}$ , А	263,15
$i_{дин}$ , кА	100	$i_{уд}$ , кА	10,43
$i_{a,ном}$ , кА	11,28	$i_{a,т}$ , кА	1,80
$I_{отк}$ , кА	40	$I_{к3}$ , кА	4,11
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ , кА <sup>2</sup> · с	4800	$B$ , кА <sup>2</sup> · с	3,66

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

2-трансформатор үшін де осы ажыратқышты таңдаймыз, өйткені оның мәндері 1-трансформатордан аз ғана кіші.

*110 кВ шинадағы секциондық ажыратқышты таңдау.*

Желімен ағатын ток:

$$I_P = \frac{S_{жс}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (1.18)$$

$$I_P = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,37 \text{ А}.$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = 2 \cdot I_p; \quad (1.19)$$

$$I_a = 2 \cdot 131,37 = 262,74 \text{ A.}$$

Осы мәнге қарап үш фирманың ажыратқыштарын таңдауға болады. Олар: “Siemens” 3AP1 DT, “Mitsubishi Electric” 100-SFMT-40E, “ABB” 121PM.

Осылардың ішінен “ABB” маркасының 121PM типті элегазды ажыратқыштарын таңдаймын. Себебі бұл ажыратқыш басқаларына қарағанда өте жоғары эксплуатациялық сипаттамаларға ие. Менің ҚС-ма ол өте тиімді. Тағы бір артықшылығы, оның номиналды мәні менің есептік мәндерімнен 2 есе үлкен. Бұл айырмашылық маған болашақта керек. Себебі, менің ҚС-да болашақта қуат екі есе өседі, сол кезде маған жаңа ажыратқыш таңдау қажет болмайды.

1.9 кесте “ABB” маркасының 121PM типті секциондық ажыратқыштың параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$ , кВ	121	$U_{\text{уст.ном}}$ , кВ	110
$I_{\text{ном}}$ , А	1200	$I_{\text{ав}}$ , А	263,15
$i_{\text{дин}}$ , кА	100	$i_{\text{уд}}$ , кА	10,43
$i_{\text{а.ном}}$ , кА	11,28	$i_{\text{а.т}}$ , кА	1,80
$I_{\text{отк}}$ , кА	40	$I_{\text{кз}}$ , кА	4,11
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$ , кА <sup>2</sup> · с	4800	$B$ , кА <sup>2</sup> · с	ë3,66

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

2-трансформатор үшін де осы ажыратқышты таңдаймыз, өйткені оның мәндері 1-трансформатордан аз ғана кіші.

*110 кВ шинадағы желіге ажыратқышты таңдау.*

Желімен ағатын ток:

$$I_p = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,37 \text{ A.}$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = 2 \cdot I_p; \quad (1.20)$$

$$I_a = 2 \cdot 131,37 = 262,74 \text{ A.}$$

Осы мәнге қарап үш фирманың ажыратқыштарын таңдауға болады. Олар: “Siemens” 3AP1 DT, “Mitsubishi Electric” 100-SFMT-40E, “ABB” 121PM.

Осылардың ішінен “ABB” маркасының 121PM типті элегазды ажыратқыштарын таңдаймын. Себебі бұл ажыратқыш басқаларына қарағанда өте жоғары эксплуатациялық сипаттамаларға ие. Менің ҚС-ма ол өте тиімді. Тағы бір артықшылығы, оның номиналды мәні менің есептік мәндерімнен 2 есе үлкен. Бұл айырмашылық маған болашақта керек. Себебі, менің ҚС-да болашақта қуат екі есе өседі, сол кезде маған жаңа ажыратқыш таңдау қажет болмайды.

1.10 кесте – “ABB” маркасының 121PM типті ажыратқыштың параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$ , кВ	121	$U_{\text{уст.ном}}$ , кВ	110
$I_{\text{ном}}$ , А	1200	$I_{\text{ав}}$ , А	263,15
$i_{\text{дин}}$ , кА	100	$i_{\text{уд}}$ , кА	10,43
$i_{\text{а.ном}}$ , кА	11,28	$i_{\text{а.т}}$ , кА	1,80
$I_{\text{отк}}$ , кА	40	$I_{\text{кз}}$ , кА	4,11
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$ , кА <sup>2</sup> · с	4800	$B$ , кА <sup>2</sup> · с	3,66

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

2-трансформатор үшін де осы ажыратқышты таңдаймыз, өйткені оның мәндері 1-трансформатордан аз ғана кіші.

*110 кВ шинадағы айналып өту ажыратқышын таңдау.*

Желімен ағатын ток:

$$I_P = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,37 \text{ А.}$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = 2 \cdot I_P; \quad (1.21)$$

$$I_a = 2 \cdot 131,37 = 262,74 \text{ А.}$$

Осы мәнге қарап үш фирманың ажыратқыштарын таңдауға болады. Олар: “Siemens” 3AP1 DT, “Mitsubishi Electric” 100-SFMT-40E, “ABB” 121PM.

Осылардың ішінен “ABB” маркасының 121PM типті элегазды ажыратқыштарын таңдаймын. Себебі бұл ажыратқыш басқаларына қарағанда өте жоғары эксплуатациялық сипаттамаларға ие. Менің ҚС-ма ол өте тиімді. Тағы бір артықшылығы, оның номиналды мәні менің есептік мәндерімнен 2 есе үлкен. Бұл айырмашылық маған болашақта керек. Себебі, менің ҚС-да

болашақта қуат екі есе өседі, сол кезде маған жаңа ажыратқыш таңдау қажет болмайды.

1.11 кесте –“АВВ” маркасының 121PM типті айналып өту ажыратқыштың параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}, кВ$	121	$U_{уст.ном}, кВ$	110
$I_{ном}, А$	1200	$I_{ав}, А$	263,15
$i_{дин}, кА$	100	$i_{уд}, кА$	10,43
$i_{а.ном}, кА$	11,28	$i_{а.т}, кА$	1,80
$I_{отк}, кА$	40	$I_{кз}, кА$	4,11
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, кА^2 \cdot с$	4800	$В, кА^2 \cdot с$	3,66

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

2-трансформатор үшін де осы ажыратқышты таңдаймыз, өйткені оның мәндері 1-трансформатордан аз ғана кіші.

*Трансформатордың ТК (10 кВ) жағындағы ажыратқыштарды таңдау.*

Трансформатордың ТК жағындағы ток:

$$I_P = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (1.22)$$

$$I_P = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 131,37 А.$$

Берілген мәнге қарап мына ажыратқыштарды таңдаса болады: “Siemens” 3АН5 135-2, “АВВ” 12VM1, “АВВ” 12VD4.

Осылардың ішінен “АВВ” фирмасының 12VD4 типті вакуумды ажыратқыштарын таңдаймыз. Өйткені, бұл ажыратқыш өте жиі кездесетін коммутацияларға төзімді және оның приводы ешқандай жөндеуді қажет етпейді. Бірнеше коммутациядан кейін де оның техникалық сипаттамалары рұқсат етілген мәннен аспайды. Басқа артықшылығы оның вакуумдық камерасын тек 30 мың коммутациядан кейін ауыстырса болады. Басқа ажыратқыштарда бұл көрсеткіш 15-20 мың.

1.12 кесте - АВВ” фирмасының ажыратқышының параметрлері

Атауы	12VD4
Номинал кернеу, кВ	10
Номинал ток, А	4000
Қ.т. кезіндегі номинал ажырату тогы, кА	64

1.12 кестенің жалғасы

Номинал қосу тоғы, кА	170
Термиялық тұрақтылық тоғы, кА	63
Қ.т. номинал ұзақтығы, с	3
Өшіру уақыты, с	0,07
Апериодты құр. нормаланған бөлігі, %	30

ҚТ-ң соқтық тоғы:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{K3} \quad (1.23)$$

мұндағы  $k_{y\partial}=1,8$  – соқтық коэффициенті;

$I_{K3}=596,5$  А – ТК жағындағы үшфазалы ҚТ тоғы.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 596,5 = 1513,91 \text{ A}.$$

$\tau = 0,01 + t_{C.E.откл} = 0,08$  с,  $t_{откл} = \tau$ ,  $\tau$  кезіндегі ҚТ тоғының апериодты құраушысы:

$$I_{K3}=596,5 \text{ A}; T_a = 0,06 \text{ c};$$

$$i_{a\tau.HH} = \sqrt{2} \cdot I_{K3} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}; \quad (1.24)$$

$$i_{a\tau.HH} = \sqrt{2} \cdot 596,5 \cdot e^{\frac{-0,08}{0,06}} = 1169,7 \text{ A}.$$

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

$$I_{п.т.вв} = I_{п.0.вв};$$

$$I_{откл.ном} = 51 \text{ кА} > I_{п.т.вв} = 1,169 \text{ кА};$$

$$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau};$$

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл.ном}}{100}; \quad (1.25)$$

$$i_{a, \text{НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 30\% \cdot 51}{100} = 26,72 \text{ кА.}$$

$t_{\text{откл}}=0,17\text{с}$   $t_{\text{тер}}=3\text{ с}$  болғандықтан, жылулық тұрақтылыққа тексеру мына шартпен орындалады:

$$T_a = 0,06 \text{ с}; \quad t_{\text{откл}} = 0,17 \text{ с}; \quad I_{\text{КЗ}}=596,5\text{кА}; \quad I_{\text{тер}}:=64 \text{ кА};$$

$$B_{\kappa} = I_{\text{КЗ}}^2 \cdot [t_{\text{откл}} + T_a]; \quad (1.26)$$

$$B_{\kappa} = 596,5^2 \cdot [0,17 + 0,06] = 90,1A^2 \cdot c;$$

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

$$64^2 \cdot 4 = 16380\text{кА}^2 \cdot \text{с} > B_{\kappa} = 90,1A^2 \cdot \text{с}.$$

1.13 кесте - “АВВ” фирмасының 72PM/I типті вакуумды ажыратқыш параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	10	$U_{\text{уст.ном}}$ , кВ	10
$I_{\text{НОМ}}$ , А	4000	$I_{\text{раб.мах}}$ , А	131,37
$i_{\text{дин}}$ , кА	64	$i_{\text{уд}}$ , кА	1,513
$I_{\text{НОМ.отк}}$ , кА	63	$I_{\text{КЗ}}$ , кА	596,5
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$ , кА <sup>2</sup>	16380	$B$ , кА <sup>2</sup> ·с	0,488
$i_{a, \text{НОМ}}$ , кА	10	$i_{a, t}$ , кА	0,546

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

2-трансформатор үшін де осы ажыратқышты таңдаймыз, өйткені оның мәндері 1-трансформатордан аз ғана кіші.

*10 кВ шинадағы секциондық ажыратқышты таңдау.*

Желімен ағатын ток:

$$I_P = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1445,08A.$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = I_P; \quad (1.27)$$

$$I_a=1445,08 \text{ A.}$$

Берілген мәнге қарап мына ажыратқыштарды таңдаса болады: “Siemens” 3AH5 135-2, “ABB” 12VM1, “ABB” 12VD4.

Осылардың ішінен “ABB” фирмасының 12VD4 типті вакуумды ажыратқыштарын таңдаймыз. Өйткені, бұл ажыратқыш өте жиі кездесетін коммутацияларға төзімді және оның приводы ешқандай жөндеуді қажет етпейді. Бірнеше коммутациядан кейін де оның техникалық сипаттамалары рұқсат етілген мәннен аспайды. Басқа артықшылығы оның вакуумдық камерасын тек 30 мың коммутациядан кейін ауыстырса болады. Басқа ажыратқыштарда бұл көрсеткіш 15-20 мың.

1.14 кесте - “ABB” фирмасының 12VD4 типті вакуумды ажыратқыштың параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$ , кВ	10	$U_{\text{уст.ном}}$ , кВ	10
$I_{\text{ном}}$ , А	4000	$I_a$ , А	1445,08
$i_{\text{дин}}$ , кА	64	$i_{\text{уд}}$ , кА	1,513
$I_{\text{ном.отк}}$ , кА	63	$I_{\text{кз}}$ , кА	596,5
$I_{\text{тер}}^2 * t_{\text{тер}}$ , кА <sup>2</sup>	16380	$B$ , кА <sup>2</sup> *с	0,488
$i_{a,\text{ном}}$ , кА	10	$i_{a,t}$ , кА	0,546

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

2-трансформатор үшін де осы ажыратқышты таңдаймыз, өйткені оның мәндері 1-трансформатордан аз ғана кіші.

*10 кВ шинадағы желіге ажыратқышты таңдау.*

$$S_{\text{ж}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{18/2} = \frac{25}{9} = 2,77 \text{ МВА.}$$

Желімен ағатын ток:

$$I_P = \frac{S_{\text{ж}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{2,77 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 160,11 \text{ A.}$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = I_p; \tag{1.28}$$

$$I_a = 160,11 \text{ A.}$$

Берілген мәнге қарап мына ажыратқыштарды таңдаса болады: “Siemens” 3AH5 135-2, “ABB” 12VM1, “ABB” 12VD4.

Осылардың ішінен “ABB” фирмасының 12VD4 типті вакуумды ажыратқыштарын таңдаймыз. Өйткені, бұл ажыратқыш өте жиі кездесетін коммутацияларға төзімді және оның приводы ешқандай жөндеуді қажет етпейді. Бірнеше коммутациядан кейін де оның техникалық сипаттамалары рұқсат етілген мәннен аспайды. Басқа артықшылығы оның вакуумдық камерасын тек 30 мың коммутациядан кейін ауыстырса болады. Басқа ажыратқыштарда бұл көрсеткіш 15-20 мың.

1.15 кесте - “ABB” фирмасының 12VD4 типті вакуумды ажыратқыштың параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$ , кВ	10	$U_{\text{уст.ном}}$ , кВ	10
$I_{\text{ном}}$ , А	4000	$I_{\text{а}}$ , А	160,11
$i_{\text{дин}}$ , кА	64	$i_{\text{уд}}$ , кА	1,513
$I_{\text{ном.отк}}$ , кА	63	$I_{\text{кз}}$ , кА	596,5
$I_{\text{тер}}^2 * t_{\text{тер}}$ , кА <sup>2</sup>	16380	$B$ , кА <sup>2</sup> *с	0,488
$i_{\text{а,ном}}$ , кА	10	$i_{\text{а,т}}$ , кА	0,546

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

2-трансформатор үшін де осы ажыратқышты таңдаймыз, өйткені оның мәндері 1-трансформатордан аз ғана кіші.

*10 кВ шинадағы айналып өту ажыратқышын таңдау.*

Желімен ағатын ток:

$$I_P = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1445,08 \text{ А}.$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_{\text{а}} = I_P; \quad (1.29)$$

$$I_{\text{а}} = 1445,08 \text{ А}.$$

Берілген мәнге қарап мына ажыратқыштарды таңдаса болады: “Siemens” 3AH5 135-2, “ABB” 12VM1, “ABB” 12VD4.

Берілген мәнге қарап мына ажыратқыштарды таңдаса болады: “Siemens” 3AH5 135-2, “ABB” 12VM1, “ABB” 12VD4.

Осылардың ішінен “ABB” фирмасының 12VD4 типті вакуумды ажыратқыштарын таңдаймыз. Өйткені, бұл ажыратқыш өте жиі кездесетін



коммутацияларға төзімді және оның приводы ешқандай жөндеуді қажет етпейді. Бірнеше коммутациядан кейін де оның техникалық сипаттамалары рұқсат етілген мәннен аспайды. Басқа артықшылығы оның вакуумдық камерасын тек 30 мың коммутациядан кейін ауыстырса болады. Басқа ажыратқыштарда бұл көрсеткіш 15-20 мың.

1.16 кесте – “ABB” фирмасының 12VD4 типті вакуумды ажыратқыштың параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}, кВ$	10	$U_{уст.ном}, кВ$	10
$I_{ном}, А$	4000	$I_a, А$	1445,08
$i_{дин}, кА$	64	$i_{уд}, кА$	1,513
$I_{ном.отк}, кА$	63	$I_{кз}, кА$	596,5
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, кА^2$	16380	$B, кА^2 \cdot с$	0,488
$i_{a,ном}, кА$	10	$i_{a,t}, кА$	0,546

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

2-трансформатор үшін де осы ажыратқышты таңдаймыз, өйткені оның мәндері 1-трансформатордан аз ғана кіші.

*Жоғарғы кернеуге айырғышты таңдау.*

Айырғыштар мына шарттар бойынша таңдалады:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети};$$

$$I_{ном} \geq I_{норм.расч};$$

$$K_{II} \cdot I_{ном} \geq I_{продрасч} = I_{раб.ном};$$

$$i_{дин} \geq i_{уд};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \text{ егер } t_{откл} \geq t_{тер}.$$

Әрбір кернеу сатысына сәйкес айырғыштарды таңдаймыз:

— 110 кВ жоғарғы кернеуге SGF-123 типті;

— 10 кВ төменгі кернеуге NAL 10/1250 типті.

1.17 кесте – 110 кВ жоғарғы кернеуге SGF-123 типті

Айырғыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}, кВ$	123	$U_{уст.ном}, кВ$	110
$I_{ном}, А$	1600	$I_{раб.мах}, А$	263,15
$i_{дин}, кА$	100	$i_{уд}, кА$	10,43
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, кА^2 \cdot с$	40	$B, кА^2 \cdot с$	3,66

Айырғыштар барлық шарттарды қанағаттандырады.

1.18 кесте – 10 кВ төменгі кернеуге NAL 10/1600 типті

Айырғыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}, кВ$	10	$U_{уст.ном}, кВ$	10
$I_{ном}, А$	1600	$I_{раб.нб}, кА$	1445,08
$i_{дин}, кА$	82	$i_{уд}, кА$	1,513
$I_{тер}^2 * t_{тер}, кА^2$	2976,75	$B, кА^2 \cdot с$	0,488

Айырғыштар барлық шарттарды қанағаттандырады.

*Асқын кернеуді шектеушілерді таңдау.*

Қосалқы станса трансформаторын сыртқы және ішкі асқын кернеулерден қорғау мақсатында ОПН орнатамыз.

Номиналдық кернеу бойынша:

Жоғарғы жағында EXLIM-R-110

Төменгі жағында EXLIM-P-10.

*Ток трансформаторларын таңдау.*

Келесі шарттар бойынша ток трансформаторларын таңдаймыз:

$$U_{ном} \geq U_{сети.ном};$$

$$I_{ном} \geq I_{норм.расч};$$

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

$$i_{дин} \geq i_{уд} \text{ немесе } \sqrt{2} \cdot I_{ном} \cdot k_{дин} \geq i_{уд};$$

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

$$Z_{2ном} \geq Z_{2расч}.$$

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 щитты 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

$$I_{2ном} = 5A;$$

$$S_2 \approx I_{2ном}^2 \cdot Z_2 \approx 25 \cdot Z_2 \leq S_{2ном}. \quad (1.30)$$

ТТ есептемелік жүктемесі  $Z_{2расч}$  түйіспелер мен сымдардағы қуат шығынынан, өлшеуіш құралдардың жүктемелерінен құралады трансформатордың екіншілік тізбегіне тізбектей қосылған құрал орамдарының қосынды кедергісі  $Z_{\sum приб}$ , фаза бойынша таралу және қосылу сұлбасына

сәйкес есептейді. Өлшеуіш құралдардың үшсызықты қосылу сұлбасын құрастыру кезінде құралдың жалғану сұлбасын есепке алу қажет.

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

110 кВ Қ/Ст-ның екіншілік тізбегінде мыс кабель қолданылады ( $\rho=0,028$  Ом-мм<sup>2</sup>/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:

$$Z_{пров} \leq Z_{2ном} - Z_{\sum приб} - Z_{конт.};$$

$$S = \frac{\rho \cdot L_{расч}}{r_{пров}} \quad (1.31)$$

мұндағы  $\rho$  – сымның материалының меншікті кедергісі;

$L_{расч}$  - ТТ –ның қосылу сұлбасына тәуелді сымның есептік ұзындығы.

*110 кВ жағында ТТ-н таңдау.*

#### 1.19 кесте – Есептегіш құралдар

Құрал	Құрал түрі	Ток өлшегіш құралдардағы жүктеме, В*А, фаза бойынша		
		А	В	С
Амперметр көрсеткіші	Э-665.1	0,5	0,5	0,5
Санағыш Меркурий	234 ART M	0,1	0,1	0,1
Барлығы		0,6	0,6	0,6

0,5 класс дәлдігінде номиналды екіншілік жүктемесі 1,2 Ом құрайды. Түйіспелердің кедергісін 0,05 Ом деп қабылдап, онда сымның кедергісі:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2} = \frac{0,6}{25} = 0,024 ;$$

$$R_{пров} = R_{2ном} - R_{приб} - R_{конт.}; \quad (1.32)$$

$$R_{пров} = 1,2 - 0,024 - 0,05 = 1,126 Ом.$$

Мысты өзекшесі бар біріктірілетін сымның ұзындығын  $L_{mp} = 90$  метр деп қабылдап, екі фазаға ТТ орналасуын ескеріп, олардың қимасын анықтаймыз:

$$S = \frac{0,028 \cdot 90}{1,126} = 2,238 \text{ мм}^2 .$$

2,5 мм<sup>2</sup> қимасымен КРВГ маркалы бақылау кабелін таңдаймыз.

### 1.20 кесте – JUK 123a АВВ

ТТ параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	123	$U_{\text{уст.ном}}$ , кВ	110
$I_{\text{НОМ}}$ , А	400	$I_{\text{раб.мах}}$ , А	263,15
$I_{\text{СКВ}}$ , кА	125	$i_{\text{уд}}$ , кА	10,43
$I_{\text{тер}}^2 \cdot I_{\text{тер}}$ , кА <sup>2</sup> ·с	50	$B_{\text{к}}$ , кА <sup>2</sup> ·с	3,66

10 кВ жағында ТТ-н таңдау.

### 1.21 кесте – Ток өлшегіш құралдардағы жүктеме

Құрал	Құрал түрі	Ток өлшегіш құралдардағы жүктеме, В*А, фаза бойынша		
		А	В	С
Амперметр көрсеткіші	Э-665	0,5	0,5	0,5
Санағыш Меркурий	234 ART M	0,1	0,1	0,1
Барлығы		0,6	0,6	0,6

ТТ- көбірек жүктелген фазасы – А. Осы фазаға қосылған құралдың жалпы кедергісі:

$$S_{\text{приб}} = 2,6 \text{ ВА}; I_2 = 5 \text{ А};$$

$$S_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}; \quad (1.33)$$

$$R_{\text{приб}} = 0,104 \text{ Ом}.$$

0,5 класс дәлдігінде номиналды екіншілік жүктемесі 0,8 Ом құрайды. Түйіспелердің кедергісін 0,05 Ом деп қабылдап, онда сымның кедергісі:

$$R_{2\text{ном}} = 0,8 \text{ Ом}; R_{\text{конт}} = 0,05 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{пров}} = R_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конт}} ; \quad (1.34)$$

$$R_{\text{пров}} = 0,49 \text{ Ом.}$$

Мыс өзекшесі бар біріктірілетін сымның ұзындығын  $L_{\text{Тр}}=30$  метр деп қабылдап, екі фазаға ТТ орналасуын ескеріп, олардың қимасын анықтаймыз (ТТ мен құралдың жалғануы- жұлдызша):

$$S = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{R_{\text{пров}}} = 1,714 \text{ мм}^2 .$$

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

1.22 кесте – ВВ103 АВВ параметрлері:

ТТ параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$ , кВ	10	$U_{\text{уст.ном}}$ , кВ	10
$I_{\text{ном}}$ , А	2000	$I_{\text{раб.мах}}$ , А	1445,08
$I_{\text{СКВ}}$ , кА	80	$i_{\text{уд}}$ , кА	1,513
$I_{\text{тер}}^2 \cdot I_{\text{тер}}$ , кА <sup>2</sup> ·с	2675	$B_{\text{к}}$ , кА <sup>2</sup> ·с	0,488

*Кернеулік 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,

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.

КТ типі оның тағайындамасымен таңдалынады. Егер КТ-нан есептік счетчиктер қорек көзін алатын болса, онда екі бірфазалық НАМИ серилы КТ-н қолдану тиімді. Жалғыз үшфазалы КТ-на қарағанда, екі бірфазалық КТ қуатты болып келеді, және де бағалары шамалас. 110 кВ және одан жоғары кернеуде НКФ сериялы каскадты КТ қолданады.

1.23 кесте – Есептегіш құралдар

Құрал	Құрал түрі	$P_{\text{общ}}$ , Вт	$Q_{\text{с}}$ , вар
2V	Ц-301/1	3	-
Счетчик Меркурий	234АГ	6·0,1	6·7,48
Барлығы		3,6	44,88

Есептік екіншілік жүктеме:

$$S_{2p} = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad (1.35)$$

$$S_{2p} = \sqrt{3,6^2 + 44,88^2} = 45,02 \text{ ВА}.$$

110 кВ шинада КТ таңдау.

НКФ-110-58 типті КТ таңдаймыз

КТ-на қосылатын құралдар.

- вольтметр тіркеуші

- есептік счетчик

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

10 кВ шинада КТ.

1.24 кесте - Есептегіш құралдар

Құрал	Құрал түрі	Р <sub>общ.</sub> Вт	Q <sub>с.</sub> вар
Вольтметр	Ц-301/1	3	-
Счетчик Меркурий	234 АТ	13·0,1	13·7,48
Барлығы		9,5	97,24

Есептік екіншілік жүктеме:

$$S_{2p} = \sqrt{9,5^2 + 97,24^2} = 97,7 \text{ ВА}.$$

НОМ-10-66 10 кВ шинада КТ таңдау

типті КТ таңдаймыз

## 2 Трансформатордың қорғаныстары

### 2.1 Негізгі жағдайы

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 110 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;

*RET670 дифференциалды қорғаныстардың функциялау принциптары және негізгі сипаттамалары.*

RET670 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.

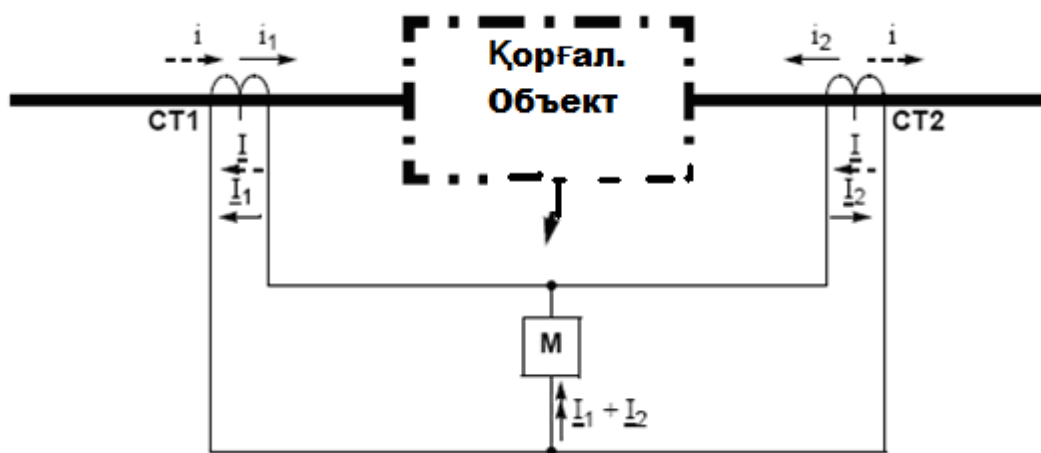
Құрылғының қорғалынатын объектілерінің барлық типтері үшін уақыт ұстанымы бар максималды тоқ қорғанысы функциялары бар. Бұл функциялар кез-келген жақ үшін қолданылады. Асқын жүктемеден жылулық қорғау кез-келген машина түрін қорғау үшін тиімді. Ол май температурасын өлшеуге, сыртқы термодатчикті қолдану 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 (2.1-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.





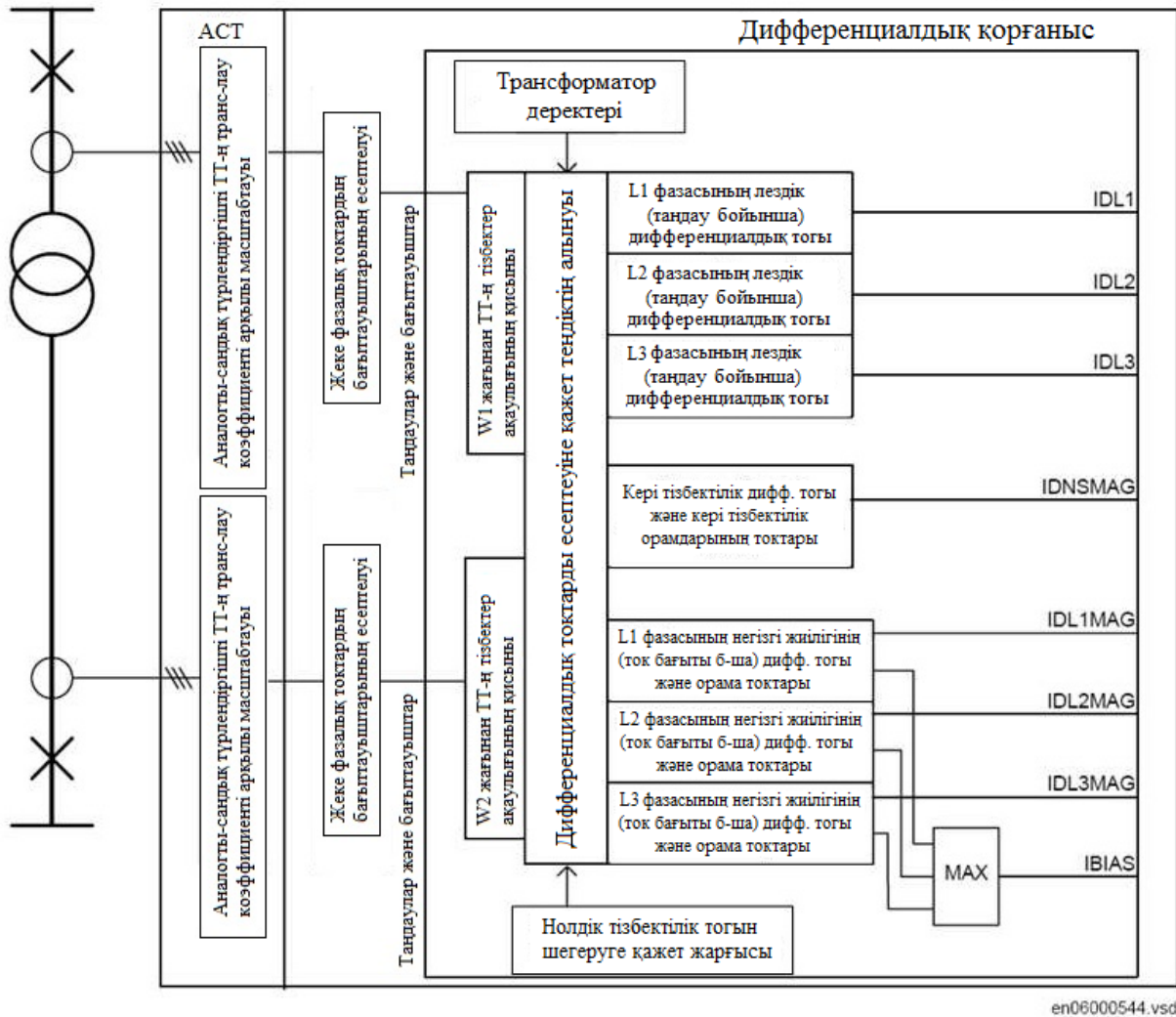
Сурет 2.1 – Екі жақты аймақ үшін дифференциалды қорғаныстың әрекетінің негізгі принципі

Ток 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 2.2-суретінде көрсетілген қарапайым тізбек қорғаныстың сенімді істен шығаруын қамтамасыз етеді.

Қорғалынатын аумақта үлкен токтың ағуын қамтамасыз ететін сыртқы зақымдалу пайда болғандағы тежеу тоғы, қанығу кезіндегі СТ1 және СТ2 ток трансформаторларының магнитті сипаттамаларындағы айырмашылық М өлшеуіш элементі арқылы үлкен токтың ағуын тудыруы мүмкін. Егер бұл токтың ауытқуы сәйкесті орнатылған мәннен асып кетсе, зақымдалу қорғаныс аумағынан тыс орналасса да қорғаныс істен шығаруға сигнал беруі мүмкін. Токпен 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 масштабтау 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 тоқтары, 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.



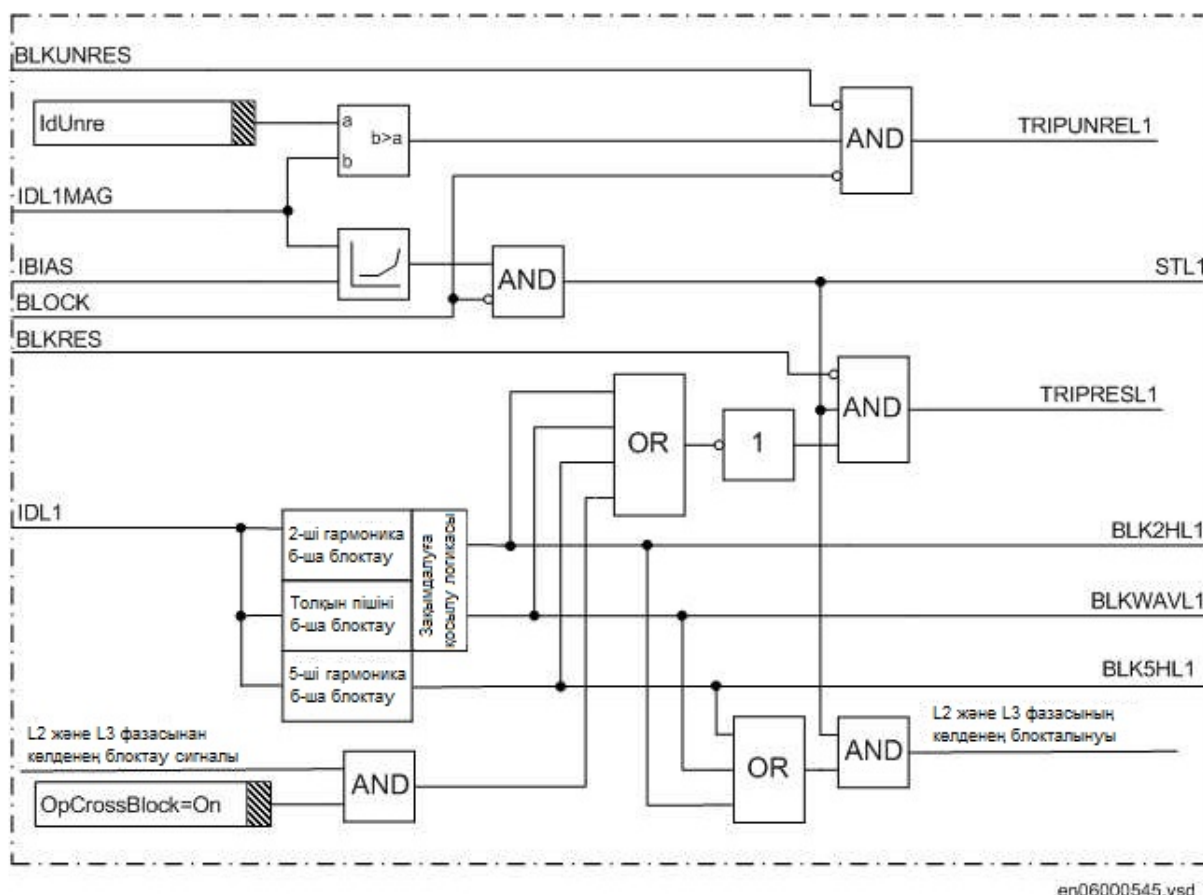
Сурет 2.2– Трансформатордың дифференциалды қорғанысының өлшенген тоқтарын өңдеу

### 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 тандалынған шеттік шамадан артық болса, онда дифференциалды сатыға тиым салынады. Тиым салуды іске асыру үшін екінші гармониктен басқа гармониктер тандалынуы 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 тасталынадындықтан негізінен бесінші гармониктер пайдаланады. Түрлендіргіш трансформаторда ішкі зақымдалу кезінде тақ гармониктер болмайды. Санды сүзбелер дифференциалды токтардың 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.



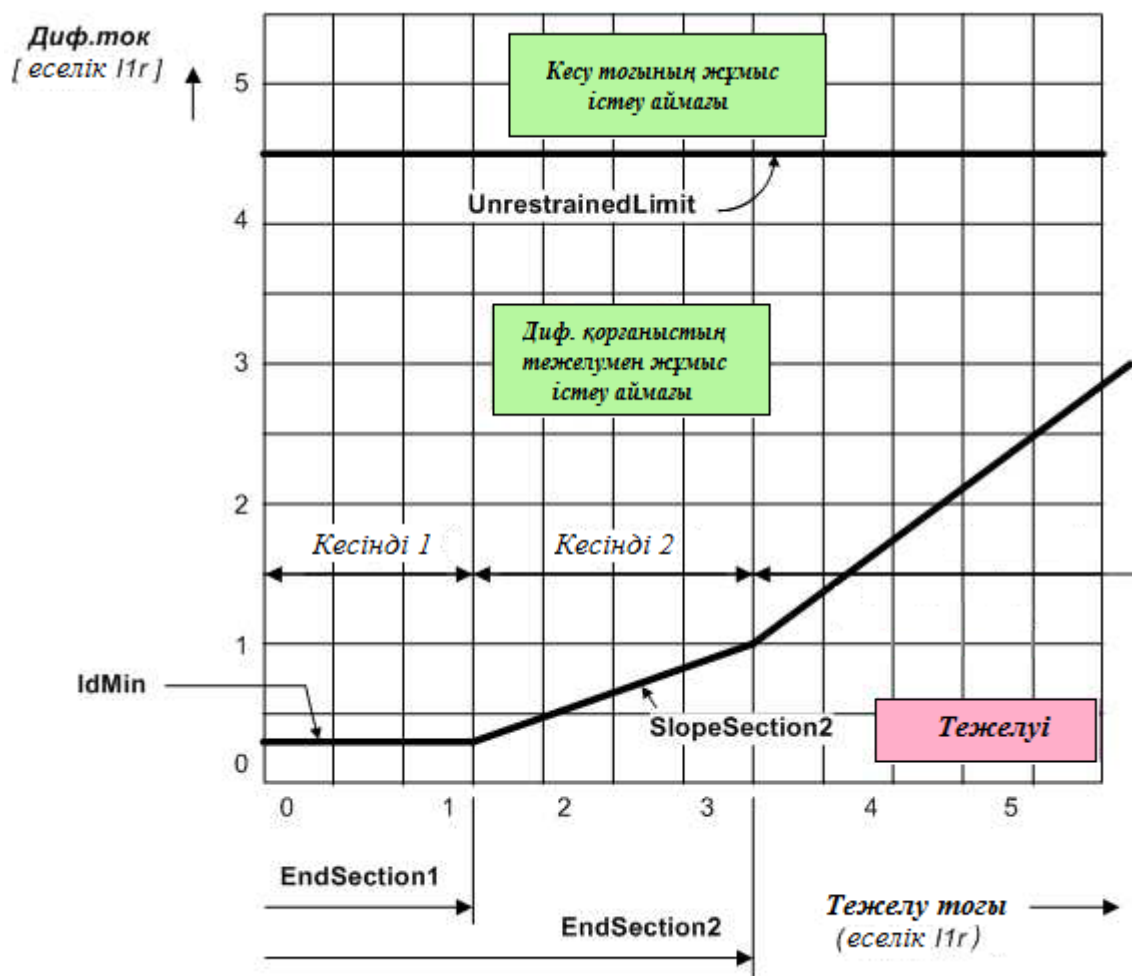
Сурет 2.3 – Трансформатордың L1 фазасының дифференциалды қорғанысының ықшамдалған логикалық сұлбасы

Ықшамдалған функционалды сұлба (2.3-сурет) дифференциалды үзіндіні (IdUnre) және тежеуіші бар сезімтал мүшені қосады. Дифференциалды үзіндінің (ДҮ) қызметі дифференциалды токтың негізгі гармоникасына базаланады. ДҮ қолдану үлкен еселі ҚТ тоғы 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 (2.4-сурет) негізгі гармоникалар дифференциалдық және тежелу токтары базасында құрылады. Ол салыстырмалы бірліктерде беріліп және түзу сызықтық үш кесіндіден тұрады.

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



en05000187.vsd

Сурет 2.4 – Тежелу сипаттамасы

Тежеуішті ток 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.

## 2.2 Трансформатордың дифференциалдық қорғанысының есептелуі

Трансформатордың параметрлері. ТРДН-25000/110/10/10

$S=25000$  кВА;

$U_{\text{ном ВН}}=110$  кВ;

$U_{\text{ном НН}}=10.5$  кВ;

РПН:  $\pm 8 \times 2\%$ ;

Ормаларының байланыс тобы:  $Y_n/Y/D-0-11$ .

Микропроцесорлық қорғаныстық құрылғыларды қолданғанда программаның көмегімен трансформатордың екіншілік токтарын фаза бойынша бірдей етуге болады.

Құрылғының іске қосылу сипаттамасы үш бөліктен тұрады.

*Бірінші бөліктің параметрлерін таңдау.*

$$I_{\text{CP}} \geq K_n \cdot I_{\text{НОМ}}; \quad (2.1)$$

мұндағы  $K_n=0,2$ .

$$I_{\text{НОМ}} = S_{\text{НОМ}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}); \quad (2.2)$$

$$I_{\text{НОМ}} = 25 / (\sqrt{3} \cdot 110) = 131,37 \text{ А};$$

$$I_{\text{CP}} \geq 0,2 \cdot 131,37 = 26,27 \text{ А}.$$

Шыққан мәнді жуықтаймыз ( $I_{\text{d}} >$ ) = 70 А.

*Екінші бөліктің параметрлерін таңдау.*

$$I_{\text{раб.макс.}} = 2 \cdot I_{\text{НОМ}}; \quad (2.3)$$

$$I_{\text{раб.макс.}} = 2 \cdot 131,37 = 262,74.$$

$$I_{\text{нб.расч1.}} = K_A \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{раб.макс.}} + \Delta U \cdot I_{\text{раб.макс.}}; \quad (2.4)$$

$$I_{\text{нб.расч1.}} = 1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 262,74 + 0,16 \cdot 262,74 = 55,175 \text{ А}.$$

$$I_{\text{торм.макс1}} = 0,5 \cdot (I_{\text{раб.макс}} + I_{\text{раб.макс}}); \quad (2.5)$$

$$I_{\text{торм.макс1}} = 0,5 \cdot (262,74 + 262,74) = 262,74 \text{ А.}$$

$$m1 = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч1}} - I_{\text{ср.}}}{I_{\text{торм.макс}} - 0,5 \cdot I_{\text{ср.}}}; \quad (2.6)$$

$$m1 = \frac{1,5 \cdot 55,175 - 70}{262,74 - 0,5 \cdot 70} = 0,05.$$

Жуықтап алатын болсақ  $m1 = 0,05$ .

*Үшінші бөліктің параметрлерін таңдау.*

$$I_{\text{кз.макс}} = 4,11 \text{ А.}$$

$$I_{\text{нб.расч.2}} = K_A \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{к макс}} + \Delta U \cdot I_{\text{к макс}}; \quad (2.7)$$

$$I_{\text{нб.расч.2}} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 4,111 + 0,16 \cdot 4,111 = 1068 \text{ А.}$$

$$I_{\text{торм.макс2}} = 0,5 \cdot (I_{\text{к макс}} + I_{\text{к макс}}); \quad (2.8)$$

$$I_{\text{торм.макс2}} = 0,5 \cdot (4111 + 4111) = 4111 \text{ А.}$$

$$m2 = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч2}} - I_{\text{ср.}} \cdot (1 - 0,5 \cdot m1) - I_{\text{торм.макс1}} \cdot m1}{I_{\text{торм.макс2}} - I_{\text{торм.макс1}}}; \quad (2.9)$$

$$m2 = \frac{1,5 \cdot 1068 - 70 \cdot (1 - 0,5 \cdot 0,05) - 262,74 \cdot 0,05}{4111 - 262,74} = 0,395.$$

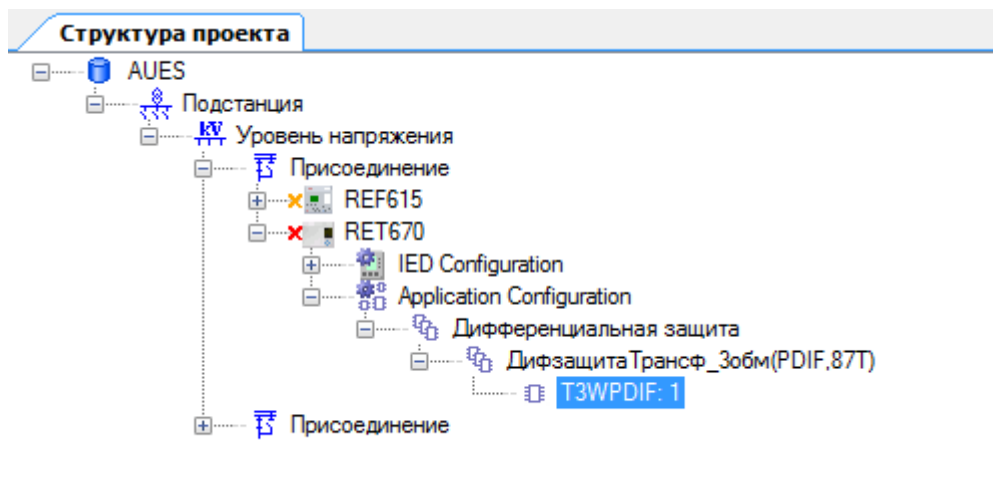
Жуықтап алатын болсақ  $m2 = 0,4$ .

### **2.3 АВВ фирмасы RET 670 типінің параметрі.**

Параметрлену арнайы РСМ 600 программасы арқылы жүзеге асады. Параметрлеуден бұрын біз өзіміздің компьютерлік программamızда жобаның құрылымын жасап аламыз (сурет 2.5). Сол құрылымда бізге керегі RET670 терминалы, оның ішінде дифференциалдық қорғаныс бөлімінің үш орамды трансформаторының функциясын іске қосамыз. Оны іске қосу арқылы параметрлерді енгізу терезесі ашылады. Сол параметрлеу терезесіне есептеген мәліметтерімізді енгіземіз.

RET670 терминалының дифференциалдық қорғаныс бөлігі параметрленеді.

RET670 терминалының дифференциалдық қорғанысын параметрлеу кезінде функциялары шетел тілінде болғандықтан, олардың кестедегі анықтамалары Қосымша А, кесте А2.1.



Сурет 2.5 – Жоба құрамы

## 2.4 Трансформаторлардың резервті қорғанысы

### *REF 615 қорғанысы*

REF615 құрылғысы ABB компаниясының Relion атты сериялық өнімдерінің құрамына кіреді. 615 сериясының ерекше ететін сипаттамасы олардың шағын және алынмалы модульді болып келеді. Өнімнің толықтай қайта қаралған конструкциясы МЭК 61850 стандартының байланыс және басқа құрылғылармен арақатынасын автоматтандыру талаптарфна толықтай жауап бере алады. ИЭҚ ауалық желінің және тарату тораптарындағы кабелдік фидерлердің негізгі қорғанысын қамтамасыз етеді. Сонымен қоса резервтік қорғанысқа жауап береді.

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.

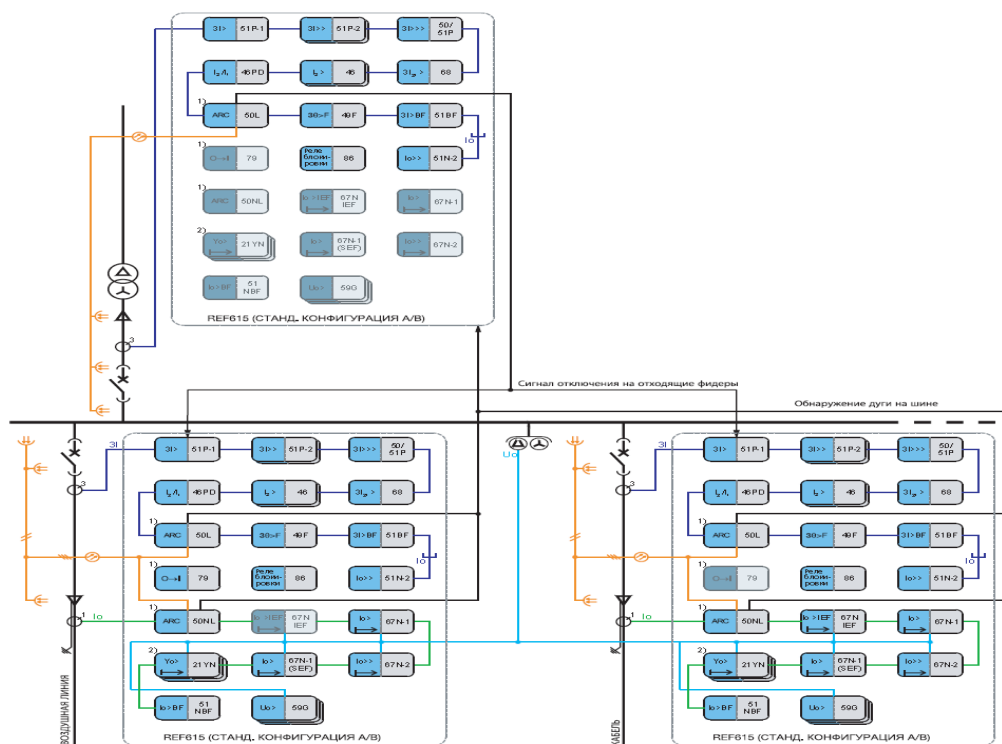
Стандартты конфигурацияда С мен D бағытталмаған жерге тұйықталу қорғанысын көрсетеді. Ол да А мен В сияқты қолданыстарға ие.

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.



Сурет 2.6 – REF615 қолдану мысалы

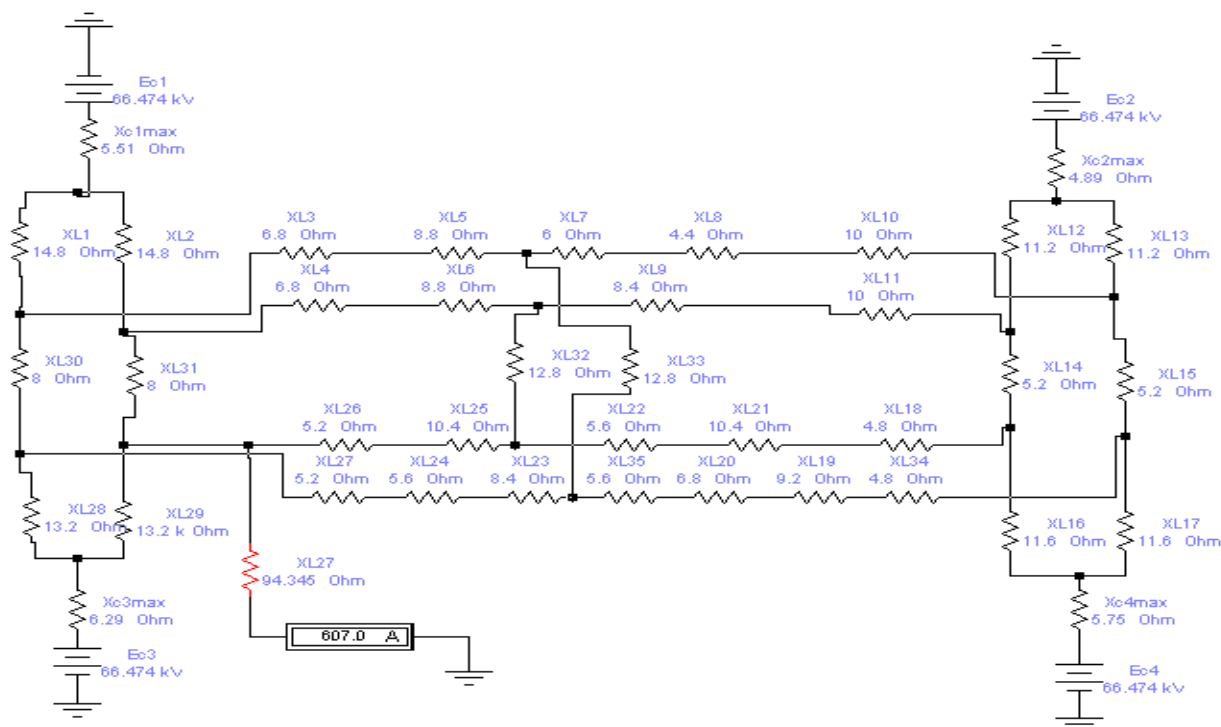
Максималды тоқ үзіндісі (МТУ).

Қорғаныстың іске қосылу тоғы:

$$I_{C3} = K_{OTC} \cdot I_{kmax}^3 \cdot \quad (2.10)$$

мұндағы  $K_{OTC} = 1,1 - 1,3$  - ҚТ тоқтарын есептелуінің қателіктерін, реле қателігін, біріншілік және екіншілік тоқтардағы апериодикалық құраушылардың және қажетті қордың әсерін ескеретін реттеу коэффициенті.





Сурет 2.7– Т6 трансформатордағы максималды ҚТ тоғы.

$$I_{C3} = \kappa_{OTC} \cdot I_{кммак}^{(3)} = 1,1 \cdot 607 = 667,7 \text{ А.}$$

Реленің іске қосылу тоғы:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3}}{K_T} \kappa_{CX} = \frac{667,7}{80} \cdot 1 = 8,346 \text{ А.} \quad (2.11)$$

мұндағы  $K_T$  -тоқ трансформаторының трансформация коэффициенті  
 110кВ кернеудегі трансформатордың трансформация коэффициенті  $K_T=80$ ;  
 $\kappa_{CX}=1$ -сұлба коэффициенті .

Максимал ток үзіндісін сезімталдыққа тексермейміз.

Максимал ток үзіндісінің (МТУ)уақыт ұстанымын нөлге тең деп аламыз: $t_{MTY}=0c$

Максимал ток қорғанысыны (МТҚ).

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

$$I_{C3} = \frac{K_{OTC} K_{C3}}{K_{BO3}} I_{PAБ.МАКС} \cdot \quad (2.12)$$

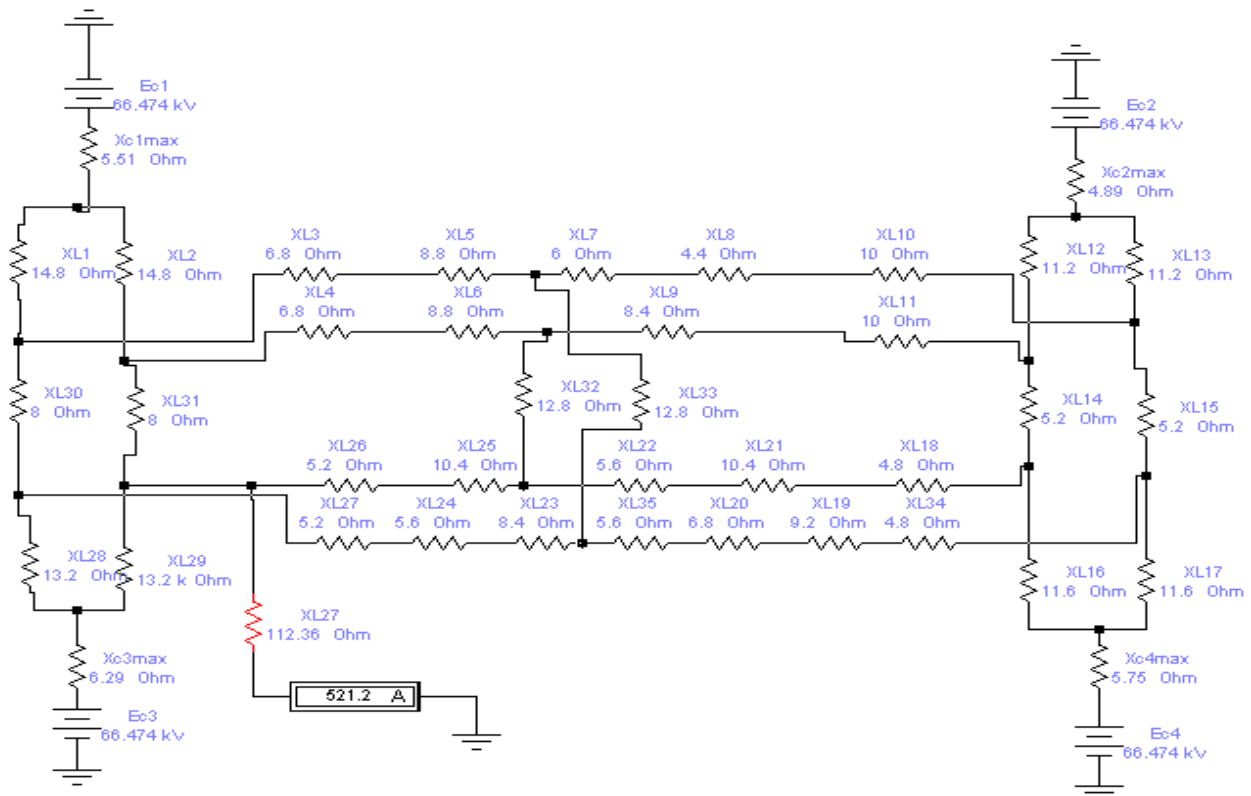
мұндағы  $I_{раб.макс}$  – трансформатордың максимал тоғы;  
 $K_{C3} = 2,5$  – жалпылама жүктеменің өзіндік іске қосылу коэффициенті;  
 $K_{OTC} = 1,1$  – цифрлық терминалдар үшін;  
 $K_{BO3} = 0,95$  – реленің қайту коэффициенті (цифрлық терминалдар үшін).

Трансформатордағы максимал жұмыс тоғын келесідей табамыз:

$$I_{НОМ.ТР} = \frac{S_{НОМ.ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ТР}} = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 131,2 \text{ А};$$

$$I_{РАБ.МАКС} = I_{НОМ.ТР} = 131,2 = 131,2 \text{ А};$$

$$I_{C3} = \frac{1,1 \cdot 2,5}{0,95} \cdot 131,2 = 279,7 \text{ А}.$$



Сурет 2.8 – Минимал режимдегі Т6 трансформаторындағы ҚТ тоғы.

Реленің іске қосылу тоғы:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3}}{K_T} K_{CX} = \frac{279,7}{80} \cdot 1 = 4,74 A$$

мұндағы  $K_T$  -тоқ трансформаторының трансформация коэффициенті  
110кВ кернеудегі трансформатордың трансформация коэффициенті  $K_T=80$ ;  
 $K_{CX}=1$ -сұлба коэффициенті.

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

$$K_{\varphi} = \frac{0,87 \cdot I_{K..МИН}}{I_{C3}} = \frac{0,87 \cdot 521,2}{279,7} = 1,64 > 1,5$$

Сезімталдық шарты орындалады.

10кВ кернеудегі фидерлерде МТҚ уақыт ұстанымы қойылған,трансформатордағы МТҚ уақыт ұстанымын 10 кВ фидерлердегі МТҚ уақыт ұстанымынан реттейміз.

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

*Асқын жүктемеден қорғау.*

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

$$I_{C3} = \frac{K_{\text{ОТС}}}{K_{\text{ВОЗ}}} I_{\text{НОМ.ТР}} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 131,2 = 145 \text{ А.}$$

мұндағы  $K_{\text{отс}}=1,05$ - цифрлық терминалдар үшін;  
 $K_{\text{воз}}=0,95$ -реленің қайту коэффициенті(цифрлық терминалдар үшін).

Реленің іске қосылу тоғы:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3}}{K_T} K_{CX} = \frac{145}{80} \cdot 1 = 1,81 A.$$

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

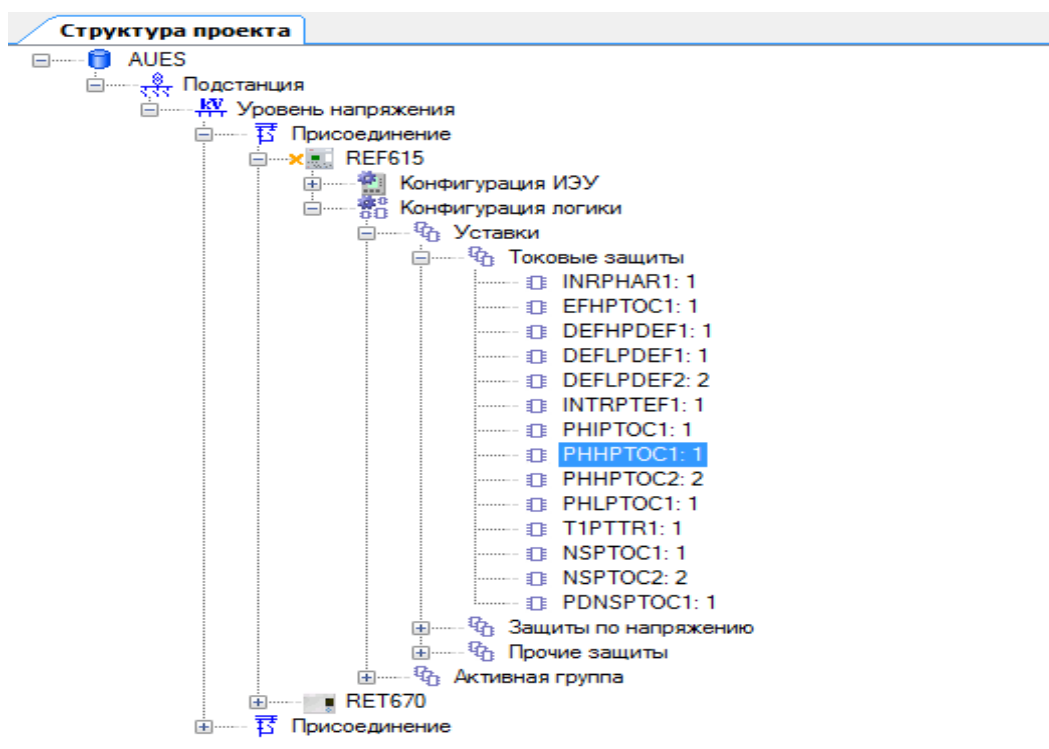
$$t_{аж} = t_{МТК} + \Delta t = 1,3 + 0,3 = 1,6 \text{ с.}$$

### *ABB фирмасы REF 615 типінің параметрі*

Параметрлену арнайы РСМ 600 программасы арқылы жүзеге асады. Жобаның құрылымына REF615 терминалын енгізгенде тапсырыс коды шығады. Бізге қажетті тапсырыс береміз. Осыдан кейін құрылымда бізге керегі REF615 терминалы, оның ішінде Current protection (тоқтық қорғаныс) бөлімінің РННРТОС1:1 функциясын іске қосамыз. Іске қосқан кезде арқылы параметрлерді енгізу терезесі ашылады. Параметрлеу терезесіне есептеген мәліметтерімізді енгіземіз. Осы программа арқылы REF615 терминалының тоқтық қорғаныс бөлігі параметрленеді.

REF615 терминалының тапсырыс кодын толтыру, жазулардың анықтамалары төменгі кестеде көрсетілген (кесте 2.2).

REF615 терминалының тоқтық қорғаныс параметрлеу кезінде функциялары шетел тілінде болғандықтан, олардың кестедегі анықтамалары Қосымша А, кесте А2.2.



Сурет 2.9 – Жобаның құрамы

## **2.5 Трансформаторлардың газдық қорғанысы**

*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. Өз алдына электр желілері арқылы байланысқан көптеген электр стансалары мен қосалқы стансалардан құралған энергетикалық жүйелері дамып, оның параллельді жұмысына бірігеді; таяу уақытта еліміздің оқшауланған энергетикалық жүйелері жұмыс істемейтін болады.

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 кейбір қауіпті зақымдануларында газдық қорғаныс қана әрекет етеді. Сол уақытта трансформатордың “электрлік” қорғаныстары

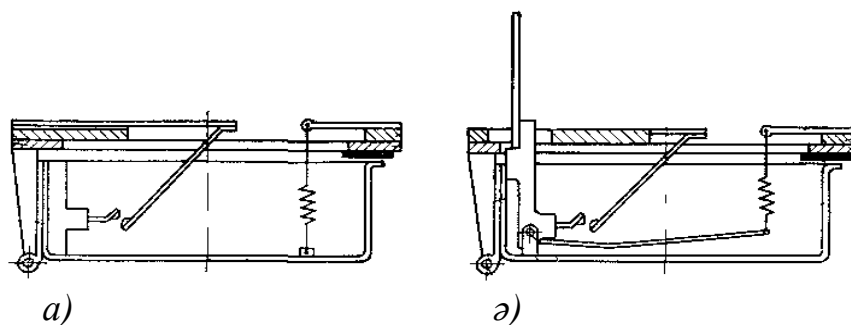
(дифференциалдық, максималды ток қорғанысы және т.б.) әсер етпейді. Трансформатордың мұндай зақымдануларына орамдардың орамалық тұйықталуы, болат магнит өткізгішіндегі өрт, кейбір ауыстырып қосқыш тармақтарының ақаулылықтары және басқа да зақымданулар жатады.

Бүліну пайда болуының басында орамалық тұйықталу тоқтарының немесе ораманың корпусқа тұйықталу тоқтары аз кезінде газдық қорғаныстың істеуі маңызды жағдай болып табылады, сондықтан трансформатордың зақымдануына газдық қорғаныс бөгет болады және көп жағдайда оның жөндеу көлемін қысқартады.

Трансформатордың жоғарыда қарастырылған зақымдануларынан басқа, біртіндеп пайда болатын әртүрлі фазада орамдар арасындағы тұйықталулар болуы мүмкін. Мұндай зақымдану кезінде тұйықталған орамалардан үлкен ток өтеді де, олар динамикалық күш береді. 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 бүлінулер кезінде жұмыс істемейді, себебі олардың ток тізбектерінде өзгеріс болмайды.

Реледе бір-бірінен тәуелсіз жұмыс істейтін екі элемент бар (2.10-сурет): жоғарғы элемент – белгі беруші, төменгі – сөндіруші. Әр элементтің өз түйіспесі бар. Реле майға толған кезінде, екі элементтің түйіспелері ажыратылып, қалқып жүрген күйде болады.

Трансформатор зақымдалған кезінде кішігірім газтектеспен жетектеледі, осы кезде газдың асқын ағыны ұлғайтқышқа өтеді; осы кезде газ майды ығыстырып, газ релесінің корпусының жоғарғы жағына жиналады. Май деңгейінің белгілі төмендеуі кезінде реленің жоғарғы белгі беруші элементі енді майда болмайды және белгі беруші түйіспелерін тұйықтап, ауырлық күші әсерінен төмендейді. Белгі беруші элемент осыған сәйкес жұмыс істейді.



Сурет 2.10 – РГЧЗ-66 газдық релесінің элементтері а) белгі беруші элемент, б) сөндіруші элемент

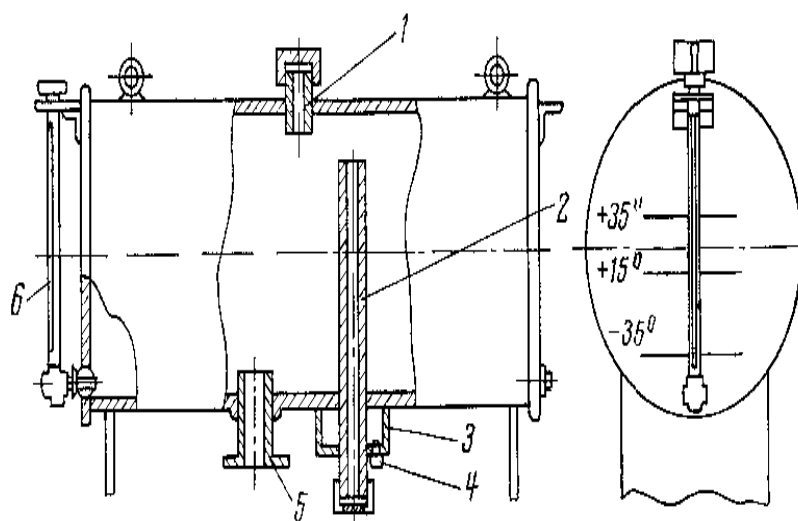
Бактан майдың жылыстауынан немесе май температурасының қатты түсіп кетуінен реледегі май деңгейі төмендейді. Егер май деңгейі рұқсат етілген мәннен аз болған жағдайда, белгі беруші элемент жұмыс істейді,

өйткені өз уақытында май толық құйылмаған. Сипатталған жағдайда сөндіруші элемент майдың ішінде тұрып, жұмысын атқармайды. Трансформатордың маңызды бүлінулері 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 бүлінулерінің 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 (2.11-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 2.11 – 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  $+35^{\circ}\text{C}$ ).

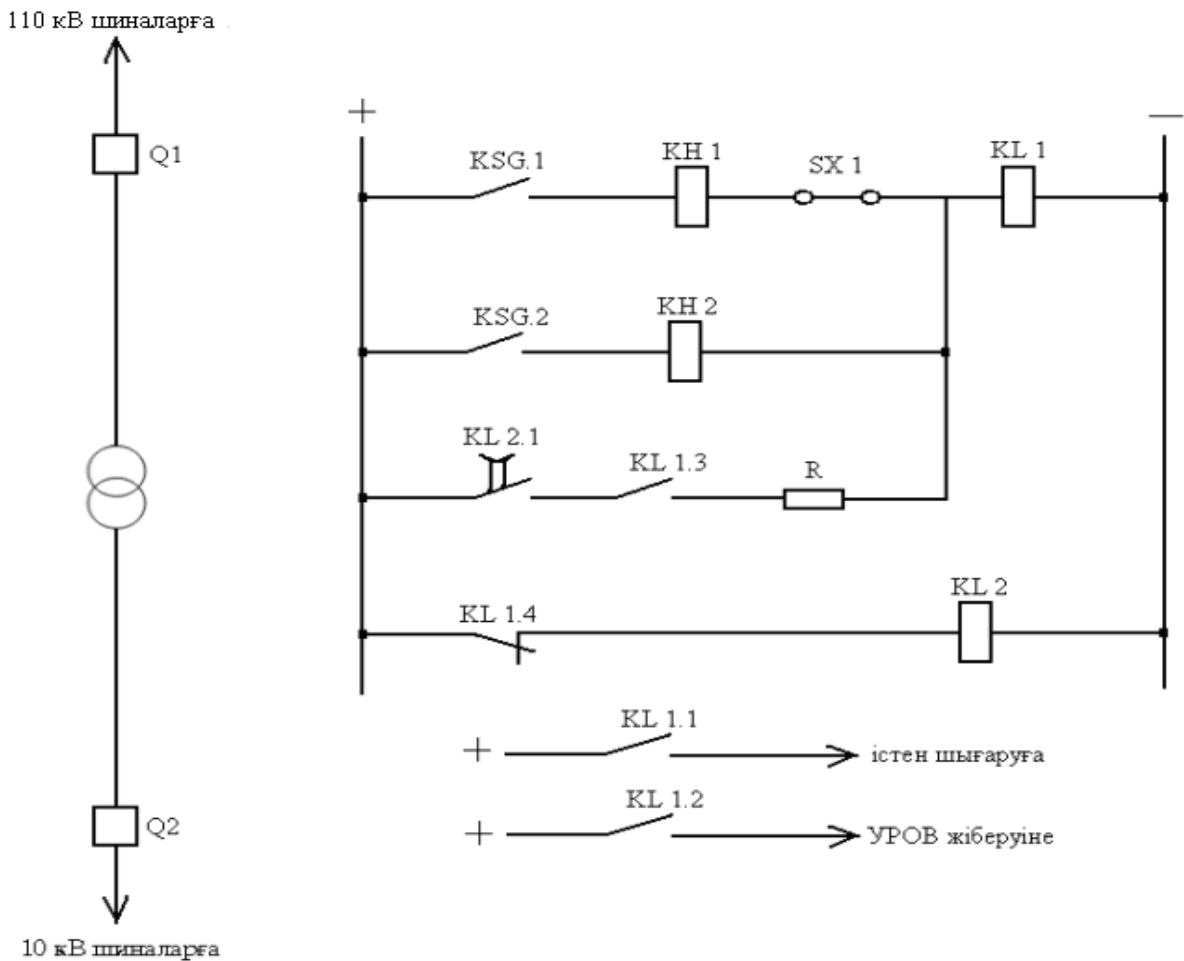
Жаңа қуатты трансформаторларда май көрсеткіш шыны орнына бағыт беруші май көрсеткіштері бар. Ұлғайтқыштағы қалқыманың қалпы рычагты жүйелер арқылы ұлғайтқыштың сыртқы бөлігінде орналасқан бағыттаушы аспаптар арқылы беріледі.

Трансформатордың ұлғайтқышы мен бакты қосатын түтікше сымдарында газдық реле, ал құбырды бекіндіру үшін реле мен ұлғайтқыш арасында кран (вентиль) орналасқан. Құбырды бекіндіру жөндеу немесе басқа жұмыстар кезінде бакты ұлғайтқыштан бөлу үшін керек болады. Ұлғайтқыштың жоғарғы бөлігі майға толтырылмаған, сондықтан түтікше 2 көмегі арқылы қоршаған ортамен байланыста болып, жабық металдық тор арқылы ұлғайтқышқа ауа кіреді. Кейде осы түтікшені “тыныс алушы” деп те атайды. Ұлғайтқыштың жоғарғы бөлігінде таза май құйып отыру үшін 1 саңылау бар. Ұлғайтқыштың түбінде грязевик бар. Ол қожбен бірге ылғал мен лас май жиналатын саңылау болып табылады. Тығынды 4 бұрап шығарғаннан кейін грязевиктің тесігі арқылы ылғал мен лас май төгіледі. Ұлғайтқышқа атмосфера арқылы ластанған ылғал мен май трансформаторға ұлғайтқыш арқылы түспеу үшін 5 құбырдың соңы ұлғайтқыш пен трансформатор бағын қосатын ұлғайтқыштың түбінен жоғарырақ болу керек, өйткені ол таза май қабатында орналасқан.

#### *Газдық қорғаныстың принципиалды сұлбасы.*

Трансформатордың газдық қорғанысының оперативті тұрақты тоқ көзінде орындалаған принципиалды сұлбасы 2.12 -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 тоқ 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.

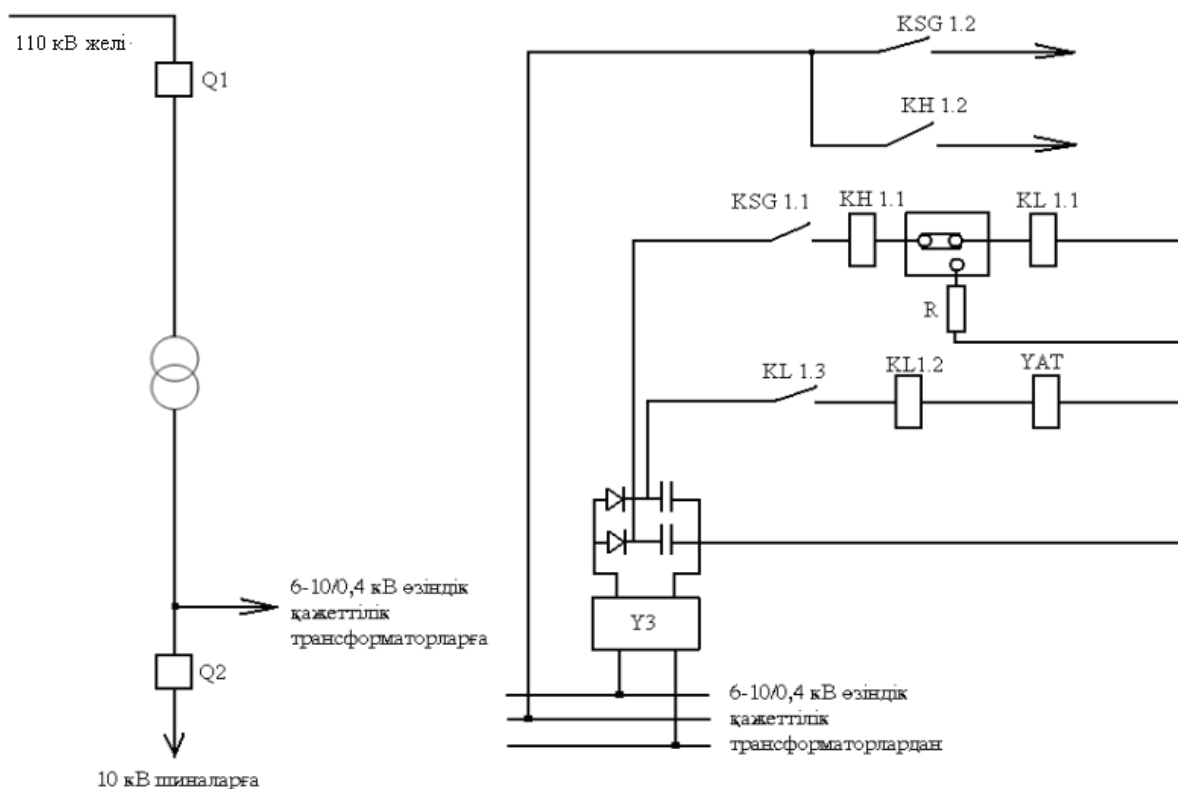




Сурет 2.12 – Трансформатордың газдық қорғанысының оперативті тұрақты ток көзінде орындалаған принципиалды сұлбасы

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.

Тупиктік қосалқы стансасындағы трансформатордың газдық қорғанысының оперативті айнымалы ток көзінде орындалаған принципиалды сұлбасы 4.3.2-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 2.13 – 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. Сонымен газдық қорғаныстағы трансформатор бағының ішінде болатын барлық бүлінулердің іске қосылуын, жоғарғы сезімталдық, тез арада іске қосылу артықшылықтарына, оның тізбектерінің қарапайым орындалуын қосамыз. Бірақ газдық қорғаныстағы трансформатор бағының сыртында болатын бүлінулердің іске қосылмауы, ажыратқыштар арасындағы бүлінулердің жалғыз ғана қорғанысы болу мүмкіндігі емес екендігіне алып келеді. Іс жүзіндегі ережелер бойынша газдық қорғаныстың сөндіруші элементі трансформатордың өшірілуі кезінде қосылуы қажет.

### **3 Желі қорғанысы**

#### **3.1 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.

*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 дистанционды және нөлдік бағытталған ток қорғанысын аламыз, бұлар сезімталдық шарты бойынша тиімді.

#### **3.2 Дистанционды қорғаныс.**

*REL670 терминалының дистанциондық қорғанысының қолдану аймағы.*

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

Дистанциондық қорғаныстың REL670 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 дистанционды өлшеу әдісімен қысқа тұйықталу жеріне дейінгі аралықты анықтау болып табылады. Бұл дистанционды 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.

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

*Құрылғыдағы қызмет етулер көлемі.*

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

Дистанциондық қорғаныс:

-5 аймақтық, толық схемалық жылдам іске асатын дистанциондық 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 «алдыға», «артқа» бағытталған немесе бағытталмаған алты дистанционды сатылар, сатылардың біреуі аралық аумақ ретінде пайдаланауы мүмкін;

-іске қосылудың полигональды сипаттамасы арқасында торап шарттарына оптималды бейімделуі;

-энергोजүйеде тербелістерді анықтау және оларды блоктау;

-Логикалық түрде зақымдалған фазаны анықтау;

-әр фаза бойынша істен шығаруы мүмкін;

-тербелісті анықтаудың бапталынатын бағдарламасы бар;

-тораптағы тербеліс кезінде дистанционды қорғаныстан берілетін команда бойынша қажетсіз істен шығарулардың алдын алу;

-асинхронды режим кезінде істен шығаруға параметрлерді қосымша баптау.

T-образдық фидерлердің қосылысын жоғарыимпеданстық 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;

*Дистанциондық қорғаныс.*

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

Көп бұрышты іске қосылу сипаттамасы бар дистанциондық қорғаныс.

Функцияның түсіндірмесі жұмыстық көпбұрыш.

Әр дистанционды 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.

Дистанционады 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 T1MENRPOL (көп фазалы ҚТ кезінде);

-Екінші саты (резервті) R(Z2)6 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.*

Дистанциондық 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 сатының кедергісі қарама-қарсы жатқан қосалқы стансаның шинасындағы 3-фазалық ҚТ-дан реттеу(қайтару) арқылы таңдалады, біздің жағдайда ҚТ есептелмей-ақ Л26 желісінің кедергісі алынады.

$$Z_{Л9}^I = Z_{Л9} / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot Z_{Л26} = 0,85 \cdot 5,2 = 4,42 \text{ Ом.}$$

мұндағы  $\beta = 0,05$  -кернеу трансформаторлары мен кедергі релелерінің қателіктерін ескеретін коэффициент,

$\delta = 0,1$  - электрлік шамалардың біріншілік есептік қателіктерін ескеретін коэффициент.

Бірінші саты уақыт ұстанымынсыз іске қосылады.

*Екінші сатыны есептеу.*

Екінші саты көршілес желілердің тез іске қосылатын қорғаныстарымен шатаспауы керек, демек келесідей екі шарт бар:

- 1) Л6 желісінің дистанциондық қорғаныстың бірінші сатысы;
- 2) 5-қосалқы стансасының трансформаторының релелік қорғанысы.

Бірінші шарт бойынша Л25 желісінің бірінші сатысын есептеу қажет

$$Z_{Л25}^I = Z_{Л25} / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot Z_{Л25} = 0,85 \cdot 10,4 = 8,84 \text{ Ом.}$$

Л9 желісінің екінші сатысы:

$$Z_{Л26}^{II} = \left( Z_{Л26} + (1 - \alpha) \cdot Z_{Л25}^I / K_{T.25} \right) / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot Z_{Л26} + 0,66 \cdot Z_{Л25} / K_{T.25} \cdot$$

мұндағы  $\alpha = 0,1$ - ток трансформаторларының қателігін ескеретін коэффициент;

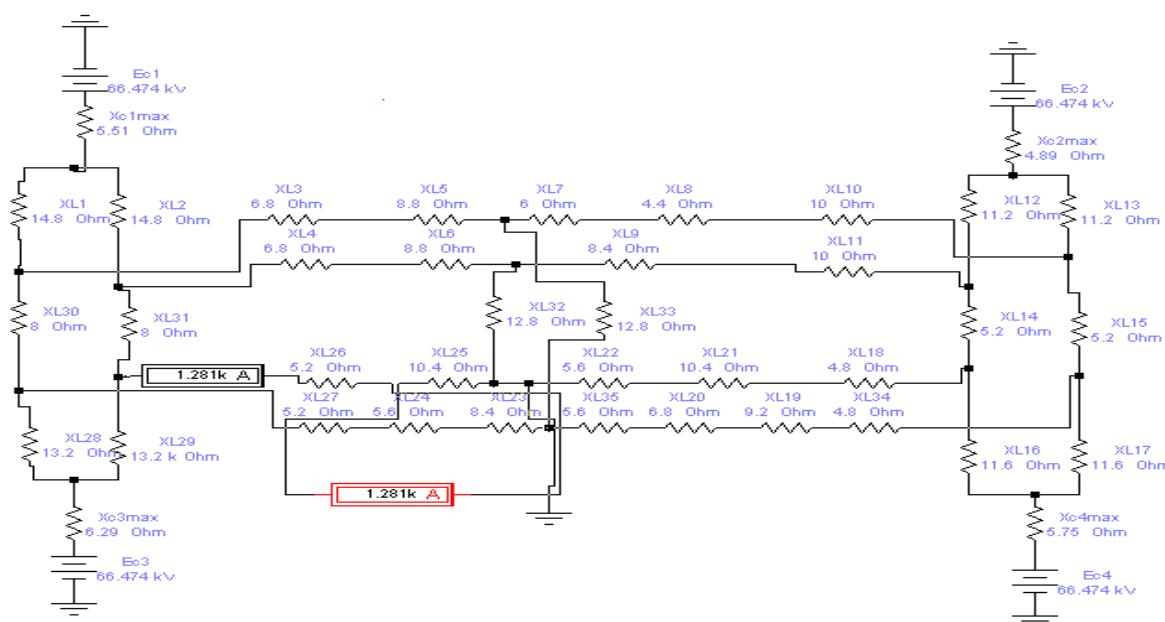
$K_{T.6}$  - токтаралу коэффициент.

$K_{T.6}$  токтаралу коэффициенті көршілес Л6 желісіндегі ҚТ кезіндегі мүмкін болатын қоректенуді ескереді.

$$K_{T.26} = I_{25}/I_{26}. \quad (3.1)$$

Бұл жерде  $I_{26}$  және  $I_{25}$  - Л26 және Л25 желілерінің қорғаныс комплекттерінен өтетін ҚТ токтары, ҚТ Л25 желісінің соңында максималды режимде.

$I_{26}$  және  $I_{25}$  токтарын табу үшін керекті сұлбаны симулятор программасында құрастырамыз, Л26 және Л25 желілерінің қорғаныс орындарына амперметрді орнатамыз.



Сурет 3.1 – Дистационды қорғаныста Л25 желісіндегі ҚТ

$$K_{T.6} = I_{26}/I_{25} = 1,281/1,281 = 1;$$

$$Z''_{Л26} = (Z_{Л26} + (1 - \alpha) \cdot Z_{Л26}^I / K_{T.26}) / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot Z_{Л26} + 0,66 \cdot Z_{Л25} / K_{T.25};$$

$$Z''_{Л26} = 0,85 \cdot 5,2 + 0,66 \cdot 10,4 / 1 = 11,28 \text{ Ом.}$$

Екінші шарт бойынша Л26 желісінің қорғанысының екінші сатысы Т14 трансформаторының соңында 10кВ-тық шинадағы ҚТ-дан реттейміз:

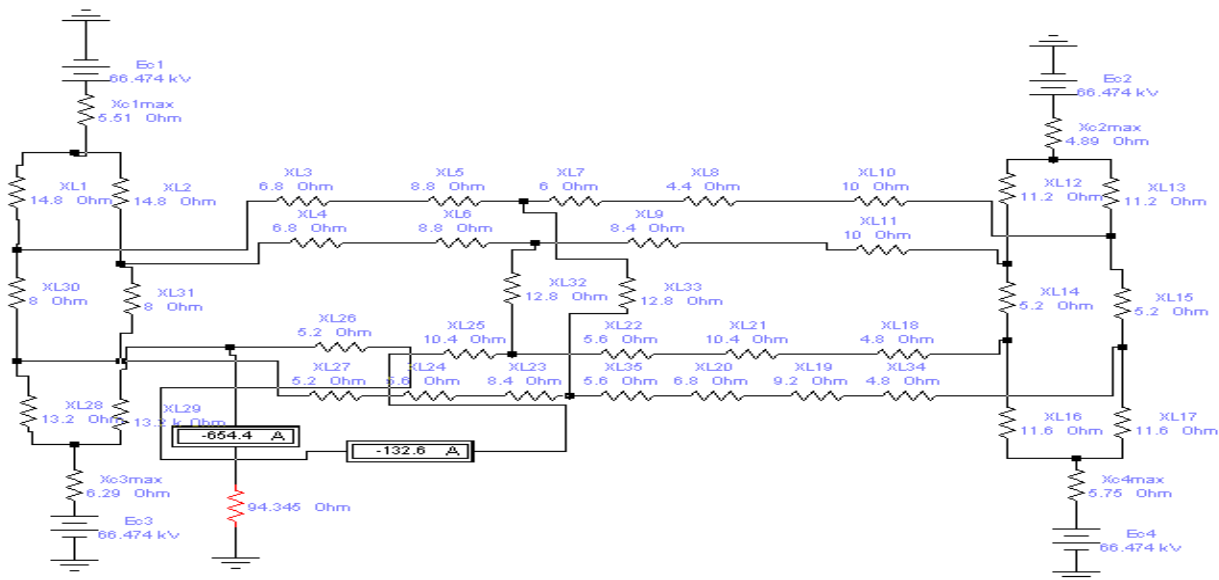
$$Z_{Л26}^{II} = (Z_{Л26} + Z_{TP5}^I / K_{T,TP5}) / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot (Z_{Л26} + Z_{TP14} / K_{T,TP14}). \quad (3.2)$$

мұндағы  $K_{T,TP3}$  токтаралу коэффициенті көршілес қосалқы стансадағы трансформаторының соңындағы ҚТ кезіндегі мүмкін болатын қоректенуді ескереді.

$$K_{T,TP14} = I_{26} / I_{TP14}. \quad (3.3)$$

мұндағы  $I_{26}$  және  $I_{TP14}$  - Л26 және TP14 трансформаторының қорғаныс комплекттерінен өтетін ҚТ тоқтары, ҚТ TP14 трансформаторының соңында максималды режимде.

$I_{26}$  және  $I_{TP14}$  тоқтарын табу үшін керекті сұлбаны симулятор программасында құрастырамыз, Л26 және TP14 трансформаторының қорғаныс орындарына амперметрді орнатамыз.



Сурет 3.2 – Дистационды қорғаныста Т14 трансформаторындағы ҚТ

$$K_{T,TP5} = I_{26} / I_{TP14} = 132,6 / 654,4 = 0,202;$$

$$Z_{Л26}^{II} = (Z_{Л26} + Z_{TP14}^I / K_{T,TP14}) / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot (Z_{Л26} + Z_{TP14} / K_{T,TP14});$$

$$Z_{Л26}^{II} = 0,85 \cdot (5,2 + 94,345 / 0,202) = 400,750 \text{ Ом.}$$

Екі шарттан ең кішісін таңдаймыз:



$$Z_{Л26}^{II} = 11,28 \text{ Ом.}$$

Л26 желісінің қорғанысының екінші сатысының сезімталдылық коэффициентін тексереміз:

$$K_{\varphi} = Z_{Л26}^{II} / Z_{Л26} = 11,28 / 5,2 = 2,16 > 1,25 .$$

Сезімталдылық шарты қанағаттандырылды.

Екінші сатының уақыт ұстанымын селективтілік сатысына тең деп қабылдаймыз, яғни  $t_{3,Л9}^{II} = \Delta t$ ;  $\Delta t = 0,5$  сек.

*Үшінші сатыны есептеу.*

Қорғаныстың үшінші сатысын іске асыратын қосқыш релелері жүктеменің жұмыс режиміндегі минималды кедергіден орнатылуы керек, яғни эксплуатацияда мүмкін болатын шарттардағы максималды жұмыс тогы  $I_{\text{раб. макс.}}$  және минималды кернеу  $U_{\text{раб. мин.}} = (0,9 - 0,95) U_{\text{ном.}}$

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

$$Z_{Л9}^{III} = \frac{U_{\text{раб. мин}}}{\sqrt{3} K_H K_3 K_B I_{\text{раб. макс}} \cos(\varphi_{\text{м.ч.}} - \varphi_{\text{раб}})} . \quad (3.4)$$

мұндағы  $\varphi_{\text{м.ч.}} = 75^0$  – максималды сезу бұрышы.  $\cos \varphi_{\text{раб}} = 0,8$ ,  $\arccos 0,8 = 36,8^0$  .

$$Z_{Л26}^{III} = \frac{0,9 \cdot 110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,5 \cdot 1,1 \cdot 263,15 \cdot \cos(75^0 - 36,8^0)} = 139,60 \text{ Ом.}$$

Үшінші сатының сезімталдық коэффициентін тексеру.

Дистанциондық қорғаныстың үшінші сатысыны келесі екі шарт бойынша есептейміз:

- 1) Қорғалатын желінің соңындағы ҚТ,
  - 2) Резервтелетін зонаның соңындағы ҚТ, әсіресе үшінші саты көршілес жатқан ең ұзын желінің соңындағы ҚТ-ды сенімді сезу керек.
- Сезімталдылық коэффициенті бірінші шарт бойынша

$$K_{\varphi} = Z_{Л26}^{III} / Z_{Л26} = 139,60 / 5,2 = 26,84 > 1,25 .$$

Үшінші сатының мәні бірінші шарттың талаптарына сәйкес келеді.

Екінші шарт бойынша сезімталдылық коэффициенті Л25 желісінің соңындағы ҚТ арқылы есептеледі.

$$K_{\text{ч}} = Z_{\text{Л26}}^{\text{III}} / Z_{\text{защ.мак}} \geq 1,2.$$

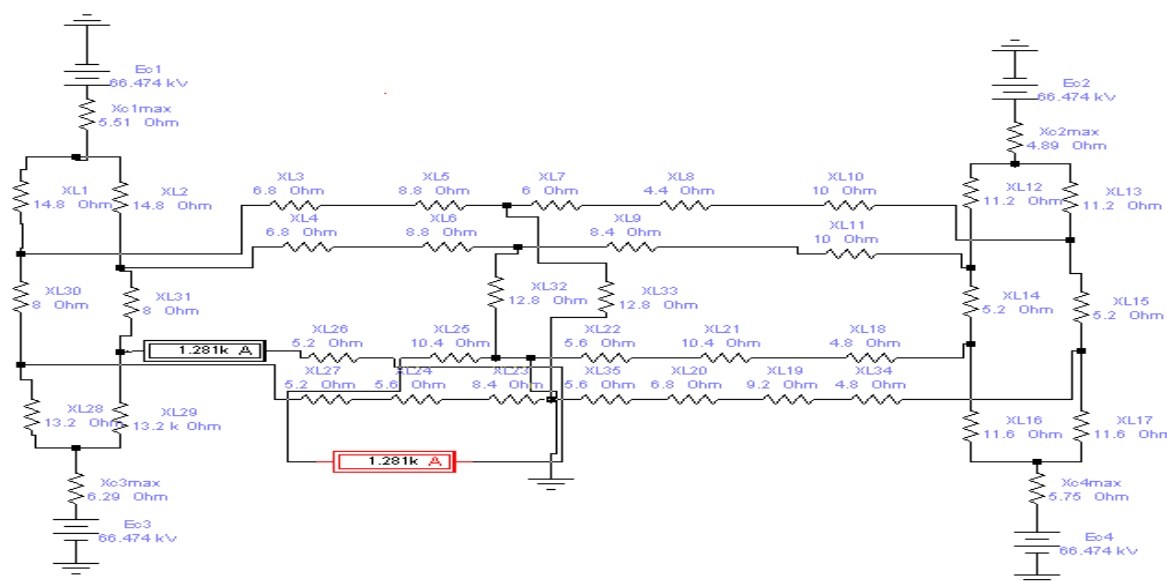
$$Z_{\text{защ.мак}} = Z_{\text{Л26}} + Z_{\text{Л25}} / K_{\text{T.MIN}}. \quad (3.5)$$

мұндағы  $K_{\text{T.MIN}}$  токтаралу коэффициенті көршілес желі Л25-дағы ҚТ кезіндегі мүмкін болатын қоректенуді ескереді.

$$K_{\text{T.MIN}} = I_{26\text{MIN}} / I_{25\text{MIN}}. \quad (3.6)$$

мұндағы  $I_{9\text{MIN}}$  және  $I_{25\text{MIN}}$  - Л26 және Л25 желілері қорғаныс комплектінен ағып өтетін ҚТ тогы, энергожүйенің минималды режим кезіндегі ҚТ нүктесі Л25 желісінің соңында.

$I_{26\text{MIN}}$  және  $I_{25\text{MIN}}$  токтарын табу үшін керекті сұлбаны симулятор программасында құрастырамыз, Л26 және Л25 желілерінің қорғаныс орындарына амперметрді орнатамыз.



Сурет 3.3 – Дистационды қорғаныста Л25 желісіндегі ҚТ

$$K_{\text{T.MIN}} = I_{26\text{MIN}} / I_{\text{Л25MIN}} = 1,281 / 1,281 = 1;$$

$$Z_{\text{защ.мак}} = Z_{\text{Л26}} + Z_{\text{Л25}} / K_{\text{T.MIN}} = 5,2 + 10,4 / 1 = 15,6 \text{ Ом};$$

$$K_{\text{ч}} = Z_{\text{Л26}}^{\text{III}} / Z_{\text{защ.мак}} = 139,6 / 15,6 = 8,9 \geq 1,2.$$

Үшінші сатының кедергісінің мәні екінші шарт бойынша сезімталдылықты қанағаттандырады.

Үшінші сатының уақыт ұстанымын карсы-сатылы принцип бойынша(МТҚ сияқты) көршілес желінің үшінші сатысының уақыт ұстанымынан жоғарырақ алынады.Егерде көршілес желілер көп болса олардың арасындағы үшінші сатысы ең үлкен іске қосылу уақытқа ие болғаны алынады.

*Төртінші сатыны есептеу.*

Төртінші сатыны есептеу үшін негізгі қорғалатын желінің артындағы ең қысқа желіні пайдаланамыз. Л26 төртінші сатысы келесі формула арқылы анықталады:

$$Z_{Л26}^{IV} = \frac{Z_{Л26}^I}{\kappa_H} = \frac{0,85 \cdot 15,6}{1,2} = 11,05 \text{ Ом};$$

$$K_{\psi} = Z_{Л26}^{IV} / Z_{Л26} = 11,05 / 5,2 = 2,125 > 1,25 .$$

- Л5-тің үшінші сатысының уақыт ұстанымы  $t_{Л5}^{III} = 0,8 \text{ с}$ .

- Л6-тің үшінші сатысының уақыт ұстанымы  $t_{Л6}^{III} = t_{Л5}^{III} + \Delta t = 0,8 + 0,5 = 1,3 \text{ с}$ .

- Л9-тің үшінші сатысының уақыт ұстанымы  $t_{Л9}^{III} = t_{Л6}^{III} + \Delta t = 1,3 + 0,5 = 1,8 \text{ с}$ .

*Реленің іске қосылу кедергісі келесі формуламен анықталады.*

$$Z_{cp} = Z_{сз} \cdot n_T / n_H . \quad (3.7)$$

$Z_{cp}$  мәніне қарап каталогтық мәліметтер бойынша реленің қойылымы таңдалынады.

Барлық сатылар үшін  $n_T = 400/5 = 80$ ,  $n_H = 110000/100 = 1100$  деп қабылдап  $Z_{cp}$  есептейміз

$$z^I = 4,42 \cdot \frac{80}{1100} = 0,321 \text{ Ом};$$

$$z^{II} = 11,28 \cdot \frac{80}{1100} = 0,820 \text{ Ом};$$

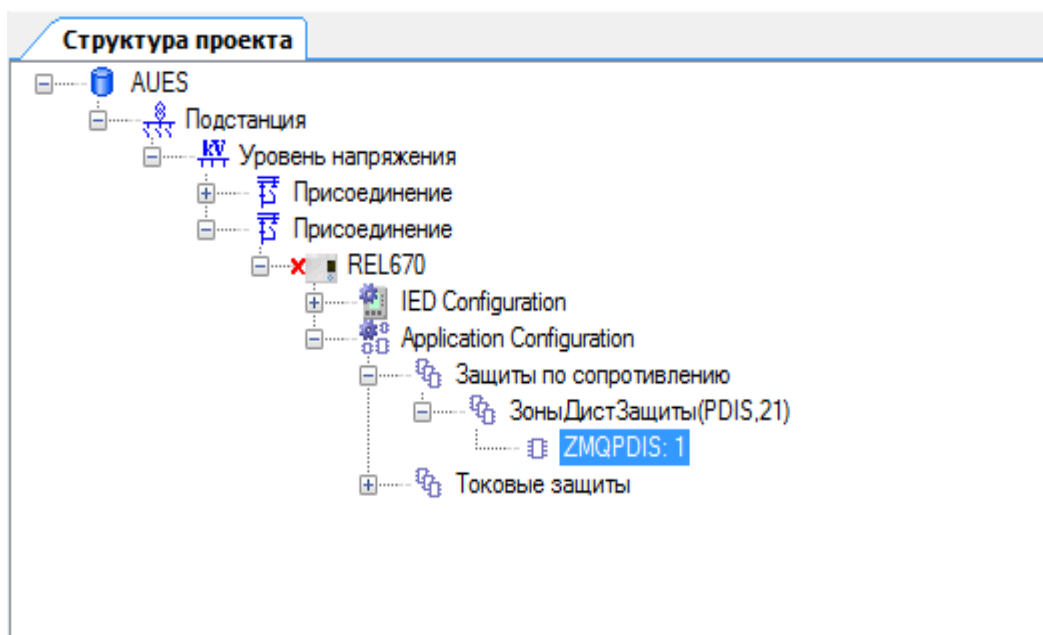
$$z^{III} = 139,6 \cdot \frac{80}{1100} = 10,1 \text{ Ом};$$

$$z^{IV} = 11,05 \cdot \frac{80}{1100} = 0,803 \text{ Ом.}$$

ДҚ-тың селективтілік картасы А1 форматтағы 1-ші сызбада көрсетілген.  
*ABB фирмасы REL 670 типінің параметрленуі*

Параметрлену арнайы РСМ 600 программасы арқылы жүзеге асады. Біріншіден өзіміздің компьютерлік бағдарламызда жобаның құрылымын жасаймыз. Осы құрылымда бізге керегі REL 670 терминалы, оның ішінде Защита по сопротивлению (кедергі бойынша қорғаныс) бөлімінің ZMQPDIS:1 функциясын іске қосамыз (сурет 3.4). Іске қосу арқылы бірнеше сатылы параметрлерді енгізу терезесі ашылады. Біздің жағдайымызда ол төрт сатыға тең болады. Параметрлеу терезесіне есептеген мәліметтерімізді енгіземіз. Осы жұмыстар арқылы REL670 терминалының дистанциондық қорғаныс бөлігі параметрленеді.

REL670 терминалының дистанциондық қорғаныс параметрлеу кезінде функциялары шет тілінде болғандықтан, олардың кестедегі анықтамалары Қосымша А, кесте А3.1.



Сурет 3.4 – Жоба құрамы

### 3.3 Төрт сатылы нөл реттік тоқ қорғанысын (НРТҚ) есептеу

НРТҚ  $3I_0$  тогы бойынша есептелінеді, ал нөл реттілік токтарды есептеу үшін бір фазалы және екі фазалы жерге ҚТ комплексті сұлбаларын пайдалану керек. Комплекстік сұлбалар тура, кері және нөлдік реттіліктердің орынбасу сұлбаларын қамтиды және "ELECTRONICS WORKBENCH" бағдарламасының көмегімен токтарды анықтаймыз.

*Тура реттік орынбасу сұлбасы.*

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

*НРТҚ бірінші сатысын есептеу.*

Уақыт ұстанымынсыз іске қосылатын бірінші сатысы қарсыдағы қосалқы стансаның шинасында энергожүйенің максималды режимінде ҚТ болған кезде қорғаныс орнатылатын жерден өтетін ток  $3I_0$  шарты бойынша таңдалады.

$$I_{Л9}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0. \quad (3.8)$$

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

Жерге ҚТ-дың екі түрі бар: бір фазалы жерге ҚТ және екі фазалы жерге ҚТ, яғни екі шарт орын алады:

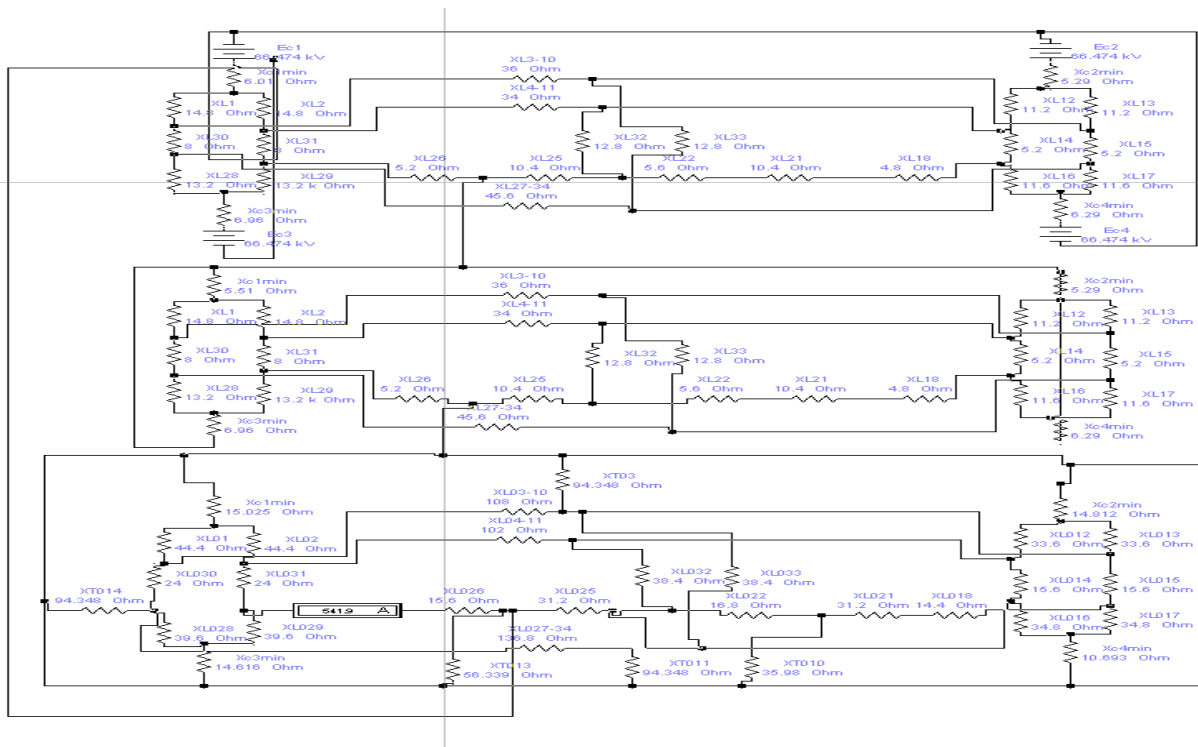
$$I_{Л9}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0^{(1)}; \quad (3.9)$$

$$I_{Л9}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0^{(1.1)}. \quad (3.10)$$

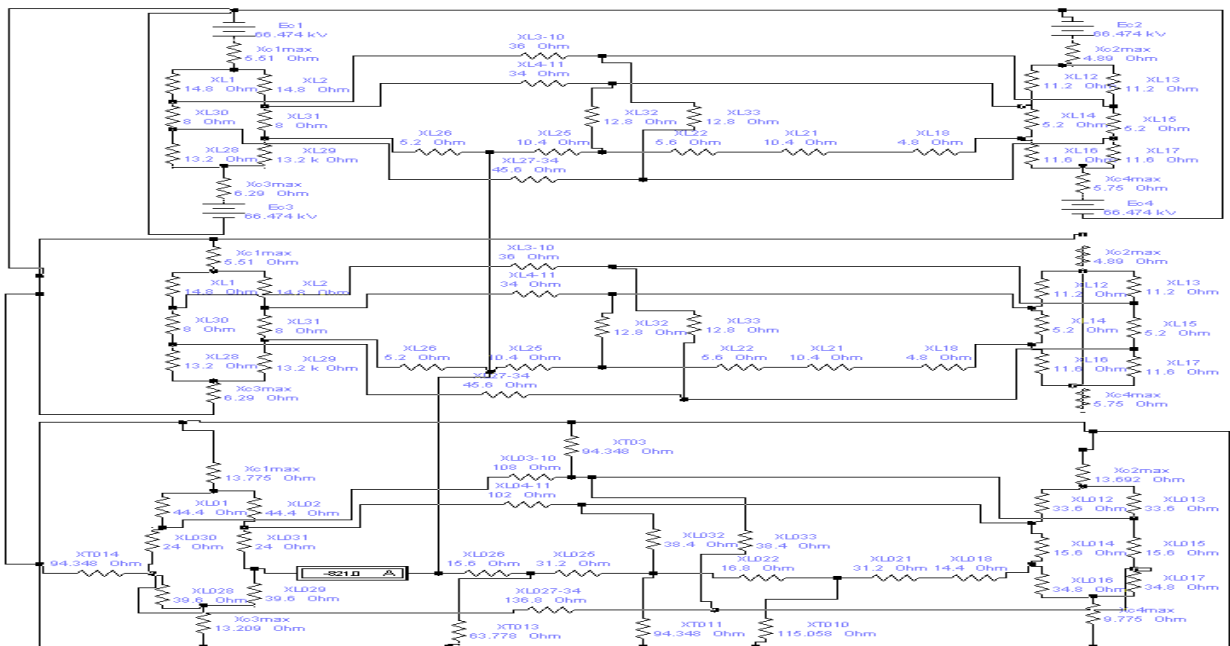
Нөлдік тоқтарды анықтау үшін симмулятор-программасында тура модельдеу әдісін пайдаланамыз. Тура, кері және нөл реттіліктерден тұратын комплексті сұлбаларды тұрғызу қажет. Амперметр нөл реттілік сұлбада қорғаныстың қойылатын жерінде орнатылады.

Комплексті сұлбаларды құрастырғанда келесіге көңіл бөлу қажет:

а) реттіліктердің орынбасу сұлбаларының бас нүктесі ретінде қуат өндірушілерді біріктіретін нейтраль болып табылады, ал нөл реттілікте оған тағы трансформаторлардың кедергілері қосылады;



Сурет 3.5 – Л26 желісінің соңындағы нөл реттік бір фазалы ҚТ



Сурет 3.6– Л26 желісінің соңындағы нөл реттік екі фазалы ҚТ

Модельдеу нәтижелері:

$$I_0^{(1)} = 541.9 \text{ A}; I_0^{(1.1)} = 821 \text{ A}.$$

Егерде теріс сан шығатын болса оның модулі алынады.

Екі шарттан ең үлкен  $I_0$  ток алынады және бұл мән үшін іске қосылу тогы есептелінеді

$$I_{Л26}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 821 = 3201,9 A;$$

$$t_{Л26}^I = 0 \text{ с.}$$

*Екінші сатыны есептеу.*

Екінші сатының іске қосылу тогын мына шарт бойынша анықтаймыз:

Екінші сатыны келесі қорғаныстың I сатысының іске қосылу тогынан келтіріп аламыз:

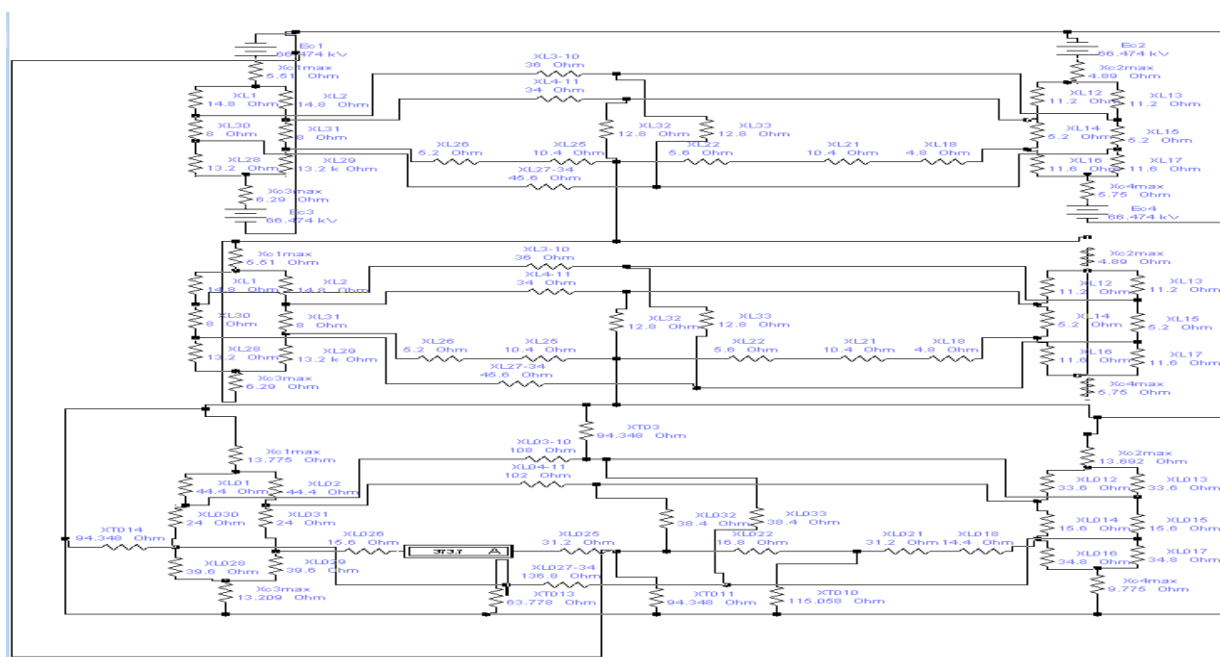
Қорғалынып жатқан желіден кейін орналасқан желінің қ.т. болғанда қорғаныстан өтетін үш еселенген нөл реттік тоқтан аламыз:

$$I_{Л26}^{II} = K_H \cdot 3 \cdot I_0. \quad (3.11)$$

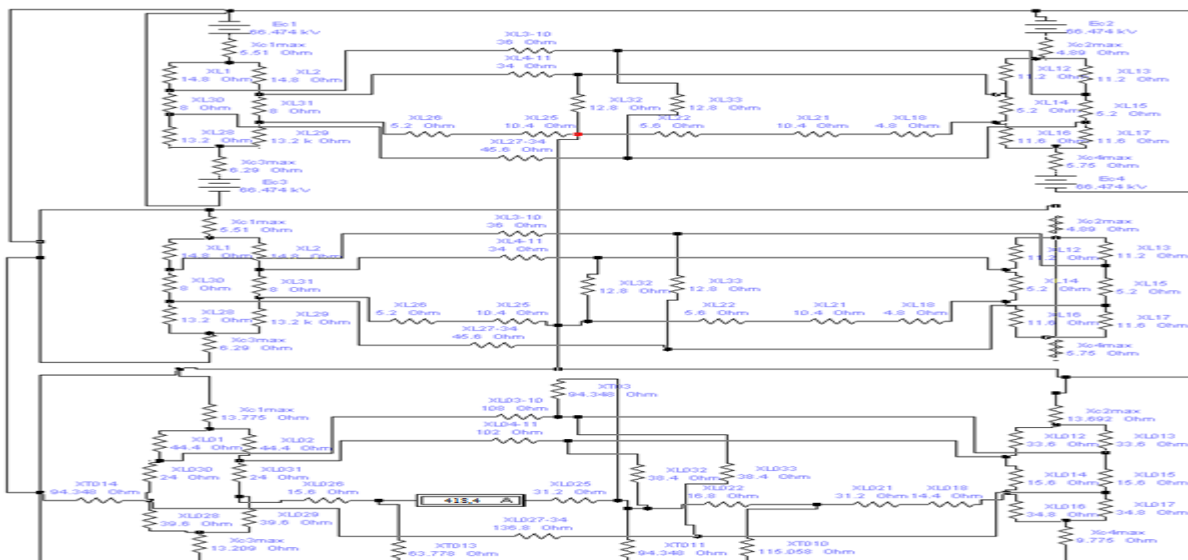
мұндағы  $K_H = 1,2$  – сенімділік коэффициенті.

26 желіні үшке бөлгендегі мәнімен сәйкестендіріп 25 желінің мәнін аламыз. Ол үшін 6 желінің қысқа тұйықталу тоқтары есептейміз.

$I_{Л26}^I$  тура  $I_{Л25}^I$  сияқты анықталады, программа-симулятордағы комплексті сұлбаны суреттерде көрсетеміз.



Сурет 3.7 – Л25 желісінің соңындағы нөл реттік бір фазалы ҚТ



Сурет 3.8– Л25 желісінің соңындағы нөл реттік екі фазалы ҚТ

Модельдеу нәтижелері:

$$I_0^{(1)} = 373,7 \text{ A}; I_0^{(1.1)} = 418,4 \text{ A};$$

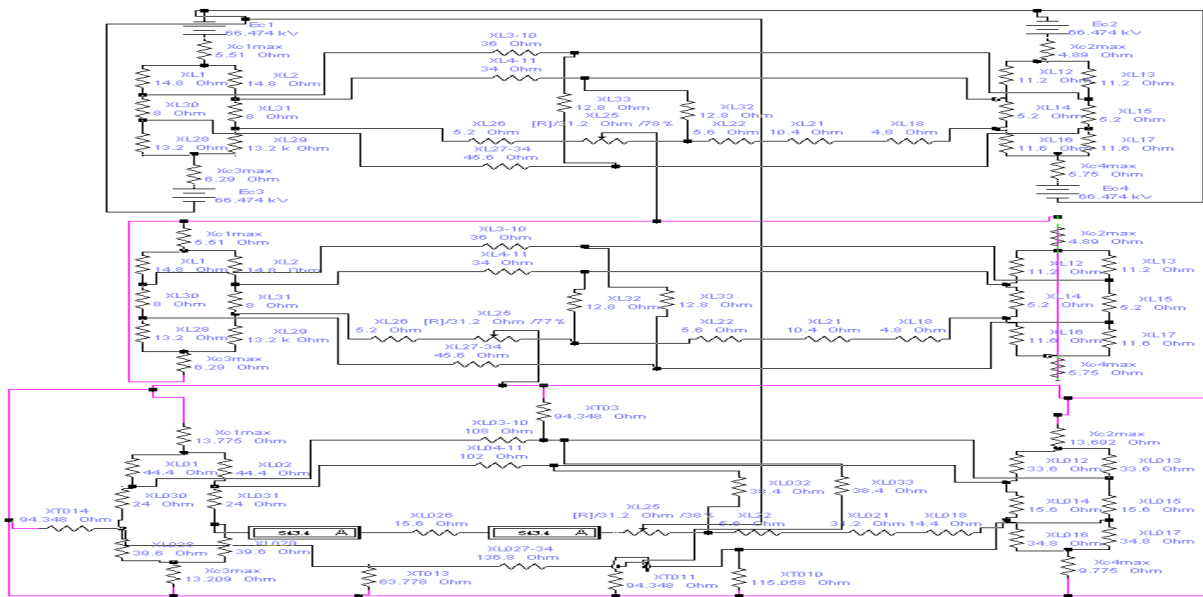
$$I_{Л25}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 418,4 = 1631,76.$$

Бөлгендегі мәні  $I_{25}^I = 1631,76 / 3 = 543,4 \text{ A}$ .

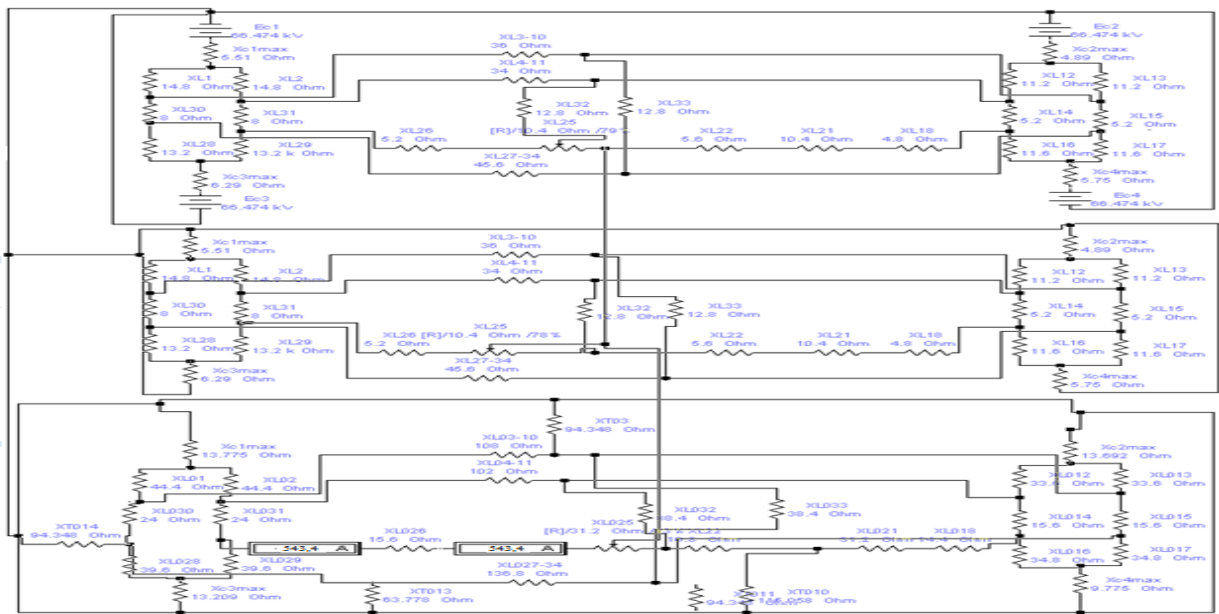
Л25 желісінің қорғанысының бірінші сатысының соңында ҚТ кезіндегі Л26 желісінің қорғанысы орнатылған жеріндегі ағып өтетін  $3I_0$  тогын модельдеу арқылы анықтауға болады.

Ол үшін симмулятор-программасында комплексті сұлба салынады. Сонымен қатар Л25 желісінің кедергісінің орнындағы резистор  $1 \text{ k Ohm}$  жеріне патенциометр  $[R] 1 \text{ k Ohm} / 50\%$  орнатамыз. Потенциометрдің ортаңғы нүктесі қозғалмалы ҚТ нүктесі ретінде пайдаланылады. Л25 желісінің басынан бастап бірінші сатының соңына дейін кедергіні ауыстырып отырамыз. Потенциометрдің кедергісін ауыстыру арқылы Л25 желісінің басында орнатылған амперметрдегі көрсеткіш қадағаланып отырады. Потенциометрдің ортаңғы нүктесі Л25 желісінің бірінші сатының соңына жеткенде амперметрдегі көрсеткіш  $I_{Л25}^I / 3$  мәнін көрсету керек. Осыдан кейін барып Л26 желісінің басында орнатылған амперметрдегі көрсеткішті байқауға болады, бұл ізденілген ток  $I_0$  болады. Ары қарай  $I_{Л26}^II$  есептелінеді.





Сурет 3.9 – 125 желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі ҚТ



Сурет 3.10 – 125 желісінің соңындағы екі фазалы потенциометрлі ҚТ

Модельдеу нәтижелері:

$$I_0^{(1)} = 543,4 A; I_0^{(1.1)} = 543,4 A;$$

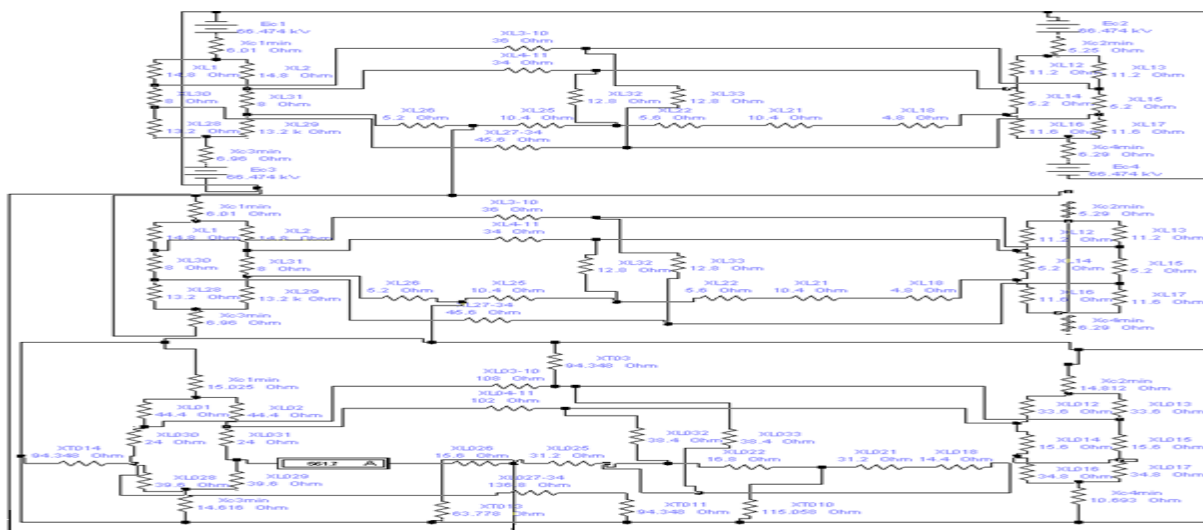
$$I_{126}^{II} = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,2 \cdot 3 \cdot 543,4 = 1956,24 A.$$

Екінші сатының сезімталдығын тексереміз

НРТҚ екінші сатысының сезімталдығын энергожүйенің минималды режимінде қорғалатын желінің соңындағы екі фазалы ҚТ арқылы тексереміз. Сезімталдық коэффициенті

$$K_{\text{ч}} = 3 \cdot I_0^{(1)} / I_{\text{Л9}}'' \geq 1,2 . \quad (3.12)$$

$3 \cdot I_0^{(1)}$  -Л26 желісінің соңында ҚТ кезінде Л26 желісінің қорғаныс комплектінен өтетін ток.



Сурет 3.11 – Л26 желісінің соғындағы бір фазалы минималды режимдегі ҚТ

Бұл ток модельдеу арқылы комплекстік сұлбадан табылады.Өлшеулер нәтижесі.

$$I_{0\text{Л9}}^{(1)} = 561,7 \text{ A};$$

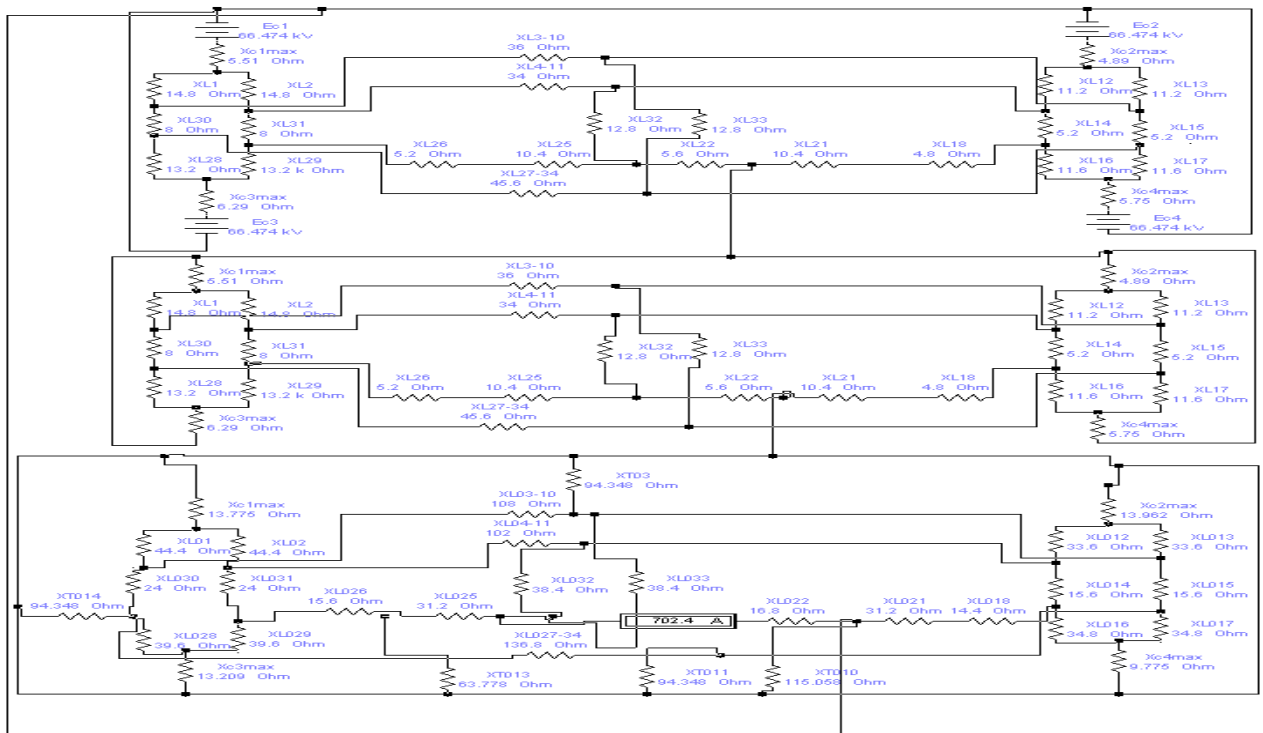
$$K_{\text{ч}} = 3 \cdot I_0^{(1)} / I_{\text{Л26}}'' = 3 \cdot 561,7 / 1956,24 = 0,86 < 1,2 .$$

Сезімталдық шарты қанағаттанбады

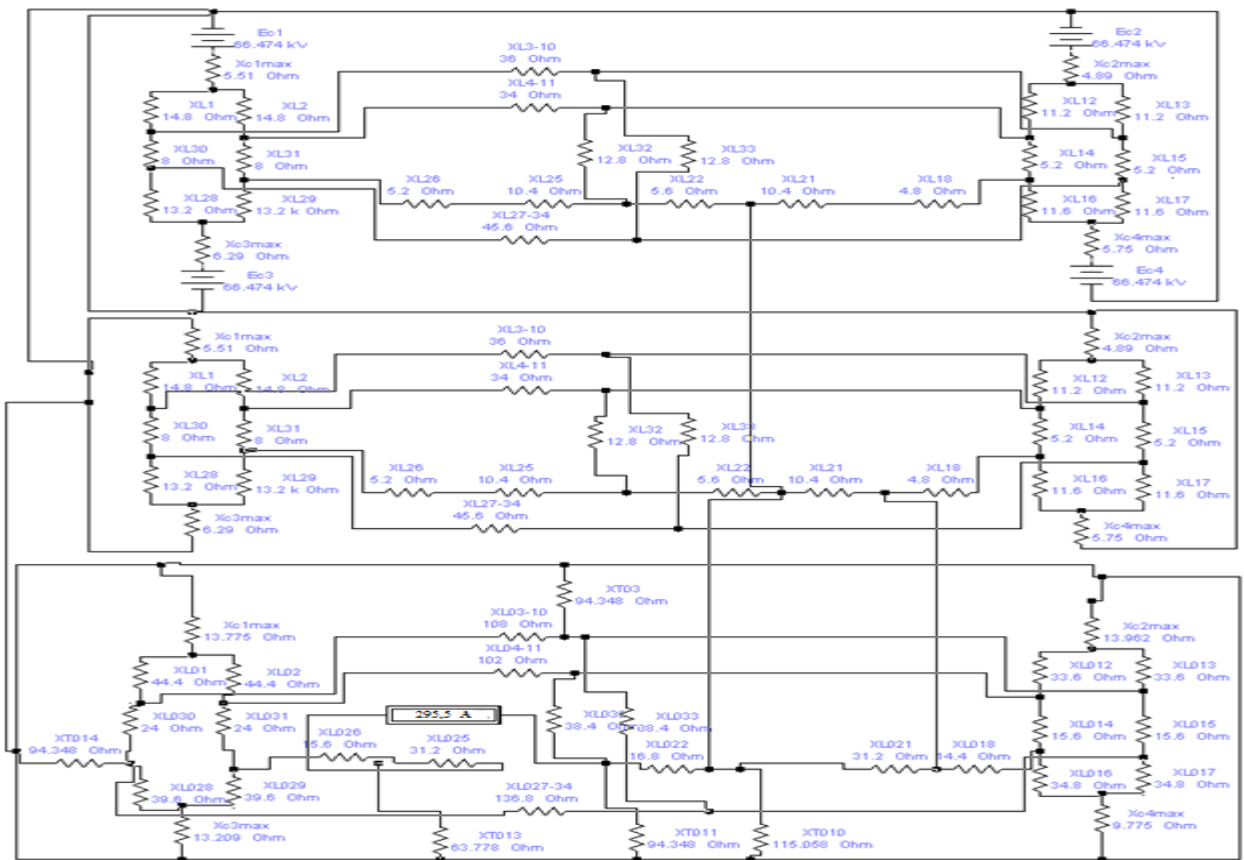
$$t_{\text{Л9}}'' = \Delta t = 0,3 \text{ c} .$$

Үшінші сатыны есептеу.

Үшінші саты тура екінші сияқты есептелінеді, бірақ үшінші сатыны көршілес желінің екінші сатысынан реттейміз. Ол үшін көршілес желінің екінші сатысын есептейік.



Сурет 3.12 – Л22 желісінің соңындағы нөл реттік бір фазалы ҚТ



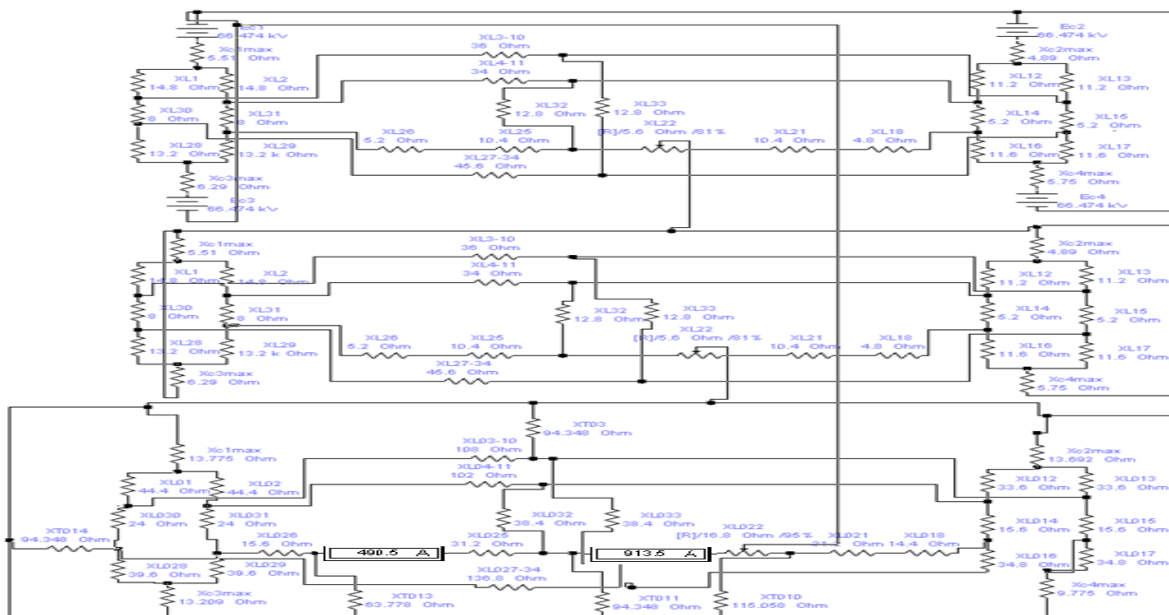
Сурет 3.13 – Л22 желісінің соңындағы нөл реттік екі фазалы ҚТ

Модельдеу нәтижелері:

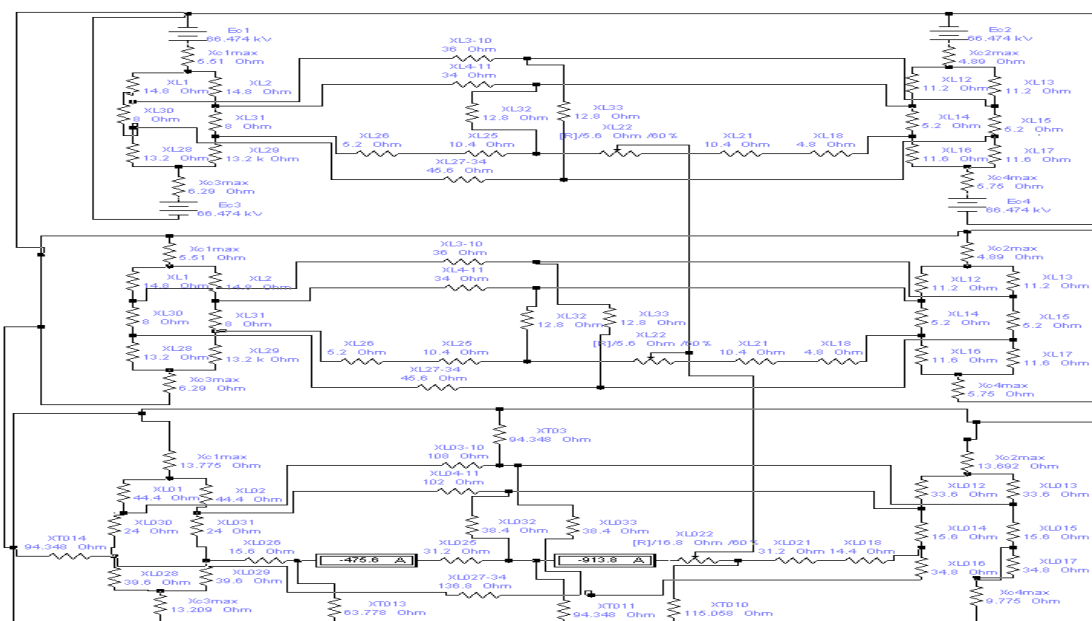
$$I_0^{(1.1)} = 295,5 \text{ A}; I_0^{(1)} = 702,4 \text{ A}$$

$$I_{Л22}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 702,4 = 2739,36 \text{ A.}$$

Бөлгендегі мәні  $I_{22}^I = 2739,36 / 3 = 913,12 \text{ A.}$



Сурет 3.14 – Л22 желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі ҚТ



Сурет 3.15 – Л22 желісінің соңындағы екі фазалы потенциометрлі ҚТ

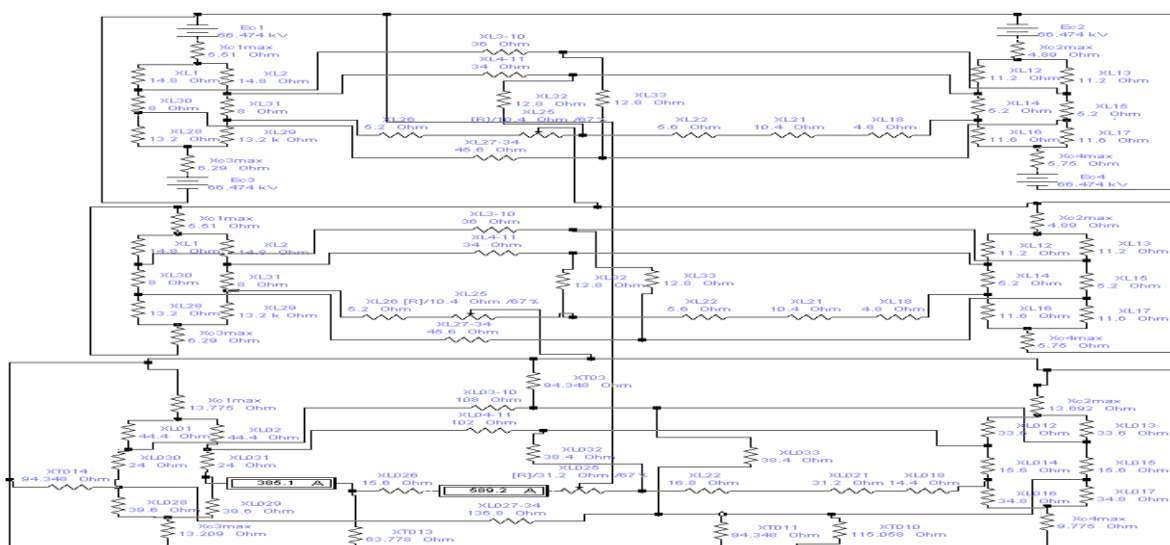
Модельдеу нәтижелері:

$$I_0^{(1)} = 490,5 \text{ A}; I_0^{(1,1)} = -475,6 \text{ A};$$

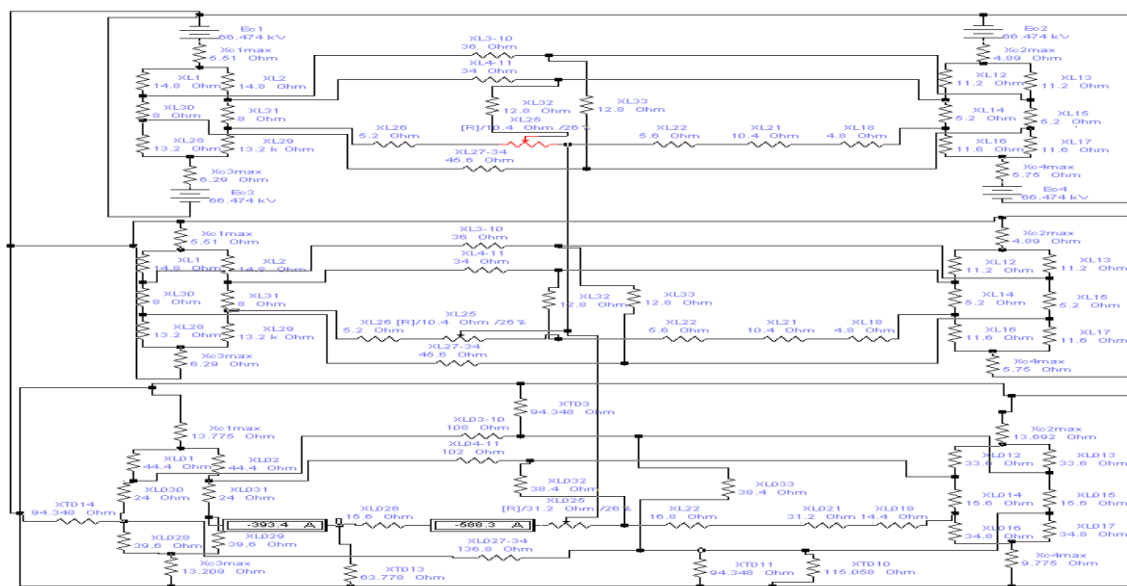
$$I_{Л25}^{\text{II}} = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,2 \cdot 3 \cdot 490,5 = 1765,8 \text{ A};$$

$$I_{Л25}^{\text{II}}/3 = 588,6 \text{ A}.$$

Бұл мән арқылы Л26 желісінен ағып өтетін токты табамыз:



Сурет 3.16 – Л6 желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі ҚТ



Сурет 3.17 – Л25 желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі ҚТ

Модельдеу нәтижелері:

$$I_0^{(1)} = 385,1 \text{ A}; I_0^{(1.1)} = -393,4 \text{ A};$$

$$I_{Л26}^{III} = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,2 \cdot 3 \cdot 393,4 = 944,16 \text{ A}.$$

Сезімталдық коэффициенті:

$$K_{\text{с}} = 3 \cdot I_0^{(1)} / I_{Л26}^{III} = 3 \cdot 561,7 / 944,16 = 1,78 > 1,2.$$

Сезімталдық шарты қанағатталды

$$t_{Л26}^{III} = t_{Л26}^{II} + \Delta t = 0,6 \text{ с}.$$

*Төртінші сатыны есептеу.*

Төртінші сатының іске қосылу тогын  $I_{C3}^{IV}$  сыртқы үш фазалы қысқа тұйықталу кезіндегі ТТ-ң нөлдік сымындағы балансталмаған тогынан орнатуымыз керек. Бұл анықтама әдетте трансформатордың төменгі жағындағы Қ.Т. кезінде небаланс тогынан орнатуға сәйкес келеді.

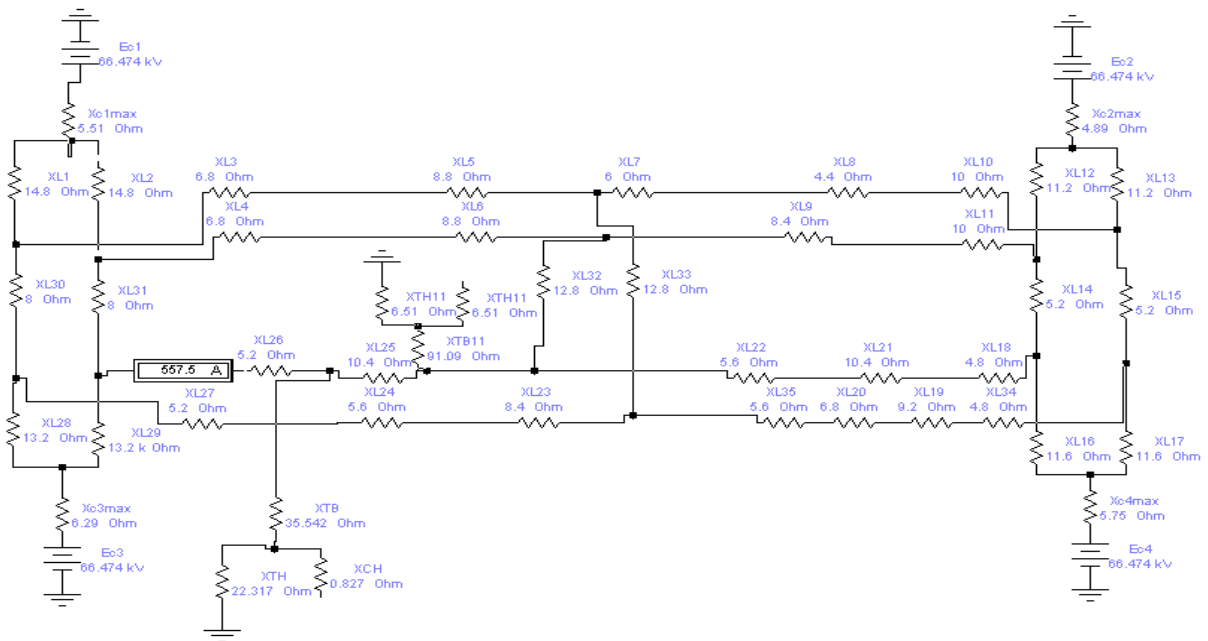
$$I_{НБ} = K_H \cdot K_{ОДН} \cdot \xi \cdot I_{К.МАКС}^{(3)} \quad (3.13)$$

мұндағы  $K_H = 1,2$ - реледегі қателікті және қажетті қорды ескеретін ретеу коэффициенті.

$K_{ОДН} = 1$  – ток трансформаторларының біркелкілік коэффициенті;

$I_{рас} = I_{к.макс}^{(3)}$  – желінің екі соңына қосылатын қосалқы станцияның трансформаторларынан кейінгі үш фазалық ҚТ-ның есептік тогы:

$\xi = 0,1$ -ток трансформаторының қателігі



Сурет 3.18 - Трансформатордың Т13 төменгі жағындағы үш фазалы Қ.Т.

$$I_{HB} = 1 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 557,5 = 27,87 \text{ A};$$

$$I_{Л26}^{IV} = K_H \cdot I_{HB} = 1,25 \cdot 27,87 = 34,84 \text{ A}.$$

Сезімталдық коэффициентін анықтаймыз:

- 1) негізгі қорғаныс желісі;
- 2) резерв қорғаныс желісі.

Негізгі қорғаныс желісінің сезімталдық коэффициентін:

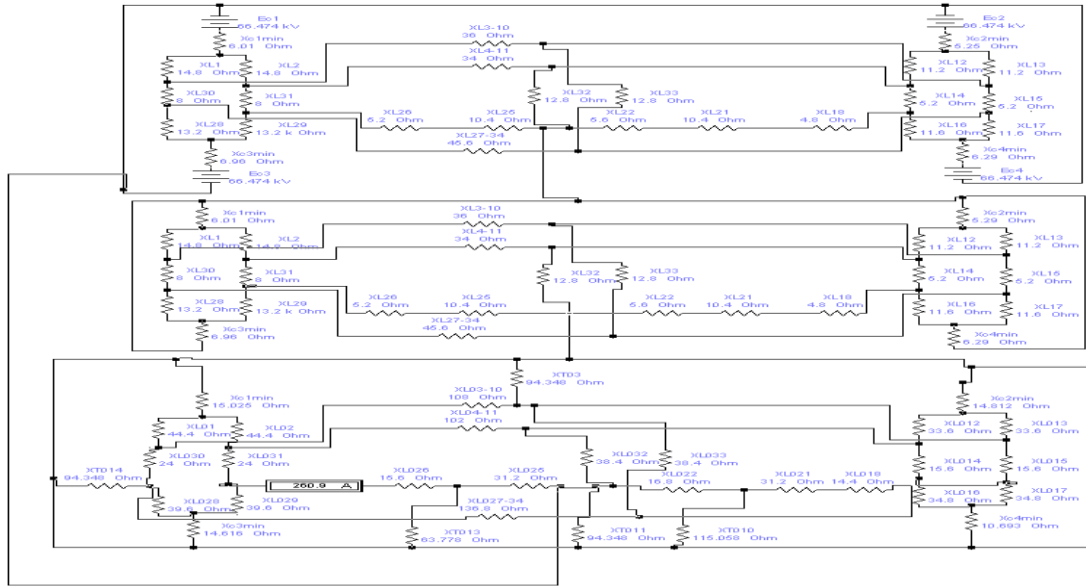
$$K_q^{IV} = \frac{3I_{0Л.МИН}^I}{I_{Л26}^{IV}}.$$

$I_{Л26}^{IV}$  - резервтелетін соңында бір фазалық ҚТ кезіндегі қорғаныс комплектінен ағатын ток.

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

$$K_q^{IV} = \frac{3 \cdot 561,7}{34,84} = 48,36 > 1,5$$

Сезімталдық шартты қанағаттандырады



Сурет 3.19 - Л25 желісінің соңындағы минималды режимдегі бір фазалы ҚТ

$$K_{\text{ч}}^{\text{IV}} = \frac{3 \cdot 260,9}{34,84} = 22,46 > 1,5.$$

Сезімталдық шартты қанағаттандырады

Төртінші сатының уақыт ұстанымын карсы-сатылы принцип бойынша(МТҚ сияқты) көршілес желінің үшінші сатысының уақыт ұстанымынан жоғарырақ алынады.Егерде көршілес желілер көп болса олардың арасындағы үшінші сатысы ең үлкен іске қосылу уақытқа иесі алынады.

- Л21-дың резервті сатысының уақыт ұстанымы  $t_{\text{Л21}}^P = 0,8$
- Л22-нің резервті сатысының уақыт ұстанымы  $t_{\text{Л22}}^P = t_{\text{Л21}}^P + \Delta t = 0,8 + 0,5 = 1,3.$
- Л25-ның резервті сатысының уақыт ұстанымы  $t_{\text{Л25}}^P = t_{\text{Л22}}^P + \Delta t = 1,3 + 0,5 = 1,8$
- Л26-тің төртінші сатысының уақыт ұстанымы  $t_{\text{Л26}}^{\text{IV}} = t_{\text{Л25}}^P + \Delta t = 1,8 + 0,5 = 2,3$

*НРТҚ сатылары үшін реленің іске қосылу тоқтарын есептеу.*

НРТҚ желіге ток трансформаторларынан құрастырылған  $3I_0$  фильтр арқылы қосылады.Сондықтан НРТҚ сатыларының іске қосылу тоқтары екіншілік тоқтарда берілуі қажет.

$$i_{\text{CP}}^{\text{I}} = I_{\text{Л9}}^{\text{I}} / n_{\text{ТА}} . \quad (3.14)$$

Бұл жерде  $n_{\text{ТА}}$  - ток трансформаторларының трансформациялау коэффициенті

$$n_{\text{ТА}} = 400/5 = 40.$$



$$i_{CP}^I = I_{Л26}^I / n_{ТА} = 3201,9 / 80 = 40,02 \text{ А};$$

$$i_{CP}^{II} = I_{Л26}^{II} / n_{ТА} = 1956,24 / 80 = 24,45 \text{ А};$$

$$i_{CP}^{III} = I_{Л26}^{III} / n_{ТА} = 944,16 / 80 = 11,802 \text{ А};$$

$$i_{CP}^{IV} = I_{Л26}^{IV} / n_{ТА} = 34,84 / 80 = 0,43 \text{ А}.$$

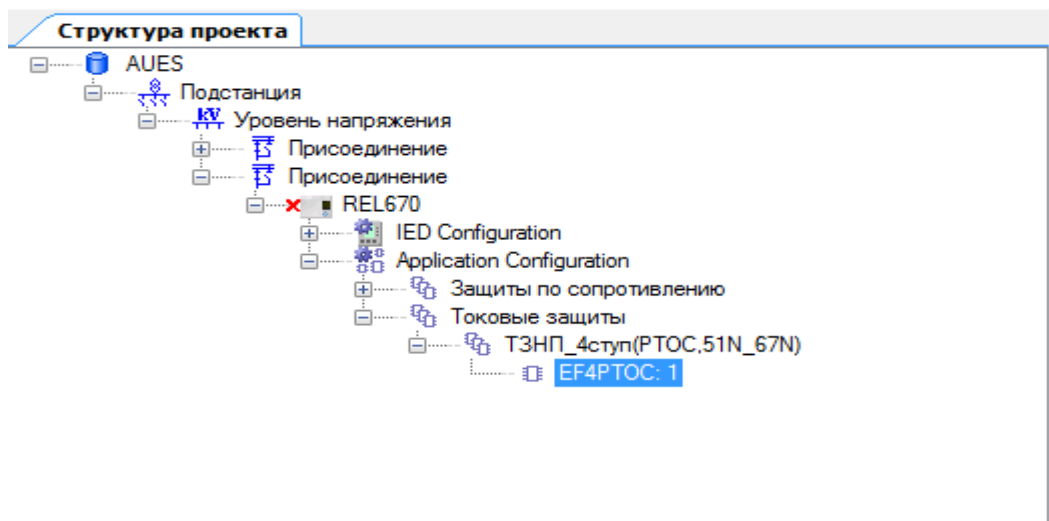
НРТҚ-ның селективтілік картасы А1 форматтағы 1-ші сызбада көрсетілген.

*ABB фирмасы REL 670 типінің параметрі.*

Параметрлену арнайы РСМ 600 программасы арқылы жүзеге асады. Біріншіден біз өзіміздің компьютерлік программамызда жобаның құрылымын жасап аламыз. Осы құрылымда бізге керекті REL670 типті терминалы, оның ішінде Токовые защиты (тоқтық қорғаныс) тармағының ТЗНП 4ступ(РТОС.51N\_67N) (НРТҚ) бөлімінің EF4РТОС:1 функциясын іске қосамыз (сурет 3.6). Іске қосу арқылы бірнеше сатылы параметрлерді енгізу терезесі ашылады. Параметрлеу терезесіне есептеген мәліметтерімізді енгіземіз. Осылай біздің REL670 терминалының нөл реттік тоқ қорғанысы параметрленеді.

REL670 типті терминалының нөл реттік тоқ қорғанысын параметрлеу функциялары шет тілінде болғандықтан, олардың анықтамалары кестеде көрсетілген (кесте 3.6).

REL670 терминалының параметрлеу кезінде функциялары шет тілінде болғандықтан, олардың кестедегі анықтамалары Қосымша А, кесте 3.2.



Сурет 3.20 – Проект құрамы

## 4 Тіршілік қауіпсіздігі

### 4.1 Еңбек шарттарын талдау

110/10/10 қосалқы станциясының еңбек шарттарын талдау.

Бұл дипломдық жұмысымдағы №14 - қосалқы стансасы Республикамыздың оңтүстік бөлігінде Алматы облысы Жамбыл ауданында орналасқан. Қосалқы станса қаланың сырт жағында, яғни жергілікті тұрғындарға кедергі жасамайды және оған арнайы шарттар қойылады. Қосалқы стансада үш фазалық ТРДН-25000/110/10/10 үш орамды 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.

Мекеме бөлмесі 4.1- суретте көрсетілген. Бөлменің ұзындығы 11 м, ені 8 м және биіктігі 5 м. Бөлмеде 8 адам жұмыс істейді, жұмыс графигі - аптасына 5 күн, күніне 8 сағаттық аусыммен жұмыс атқарылады.

Бөлмеміз жұмыс үстеу шарты бойынша, жеңіл жұмыс категориясына жатады ( физикалық жеңіл, категориясы Ia, жұмысты отырып істейді және физикалық ауыр жұмыс атқармайды)

Микроклиматтың күйін қадағалау стансада қолайлы жағдайды орнатуға көмектеседі. Ал жұмыс орнының қолайлы жағдайларында адамдардың жұмыс істеу қабілеттері жақсарады, жұмысшылардың ауруға шалдығуы азаяды сонымен қатар, еңбек өндірісі артады. Жұмыс орнындағы нормаланған климаттық параметрлер 4.1-кестеде келтірілген.

#### 4.1 кесте – Нормаланған климаттық параметрлер

Жыл мезгілі	Жұмыс категориясы	Ауа температурасы, °С	Салыстырмалы ауа ылғалдылығы, %	Ауа қозғалысының жылдамдығы, м/с
Суық	Жеңіл - 1а	21-23	45-55	0,2
	Жеңіл – 1б	20-22	45-55	0,2
Жылы	Жеңіл - 1а	22-24	45-55	0,2
	Жеңіл – 1б	20-25	45-55	0,4

Орта физикалық жұмыс үшін ССБТ. Бөлмеде қысқы кезеңдерде ауаның температурасы +19 до +20°С болады, ал жазғы ауқым кезеңдерінде ауаның температурасы +25°С-ге дейін көтеріледі.

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.

Біздің қосалқы стансаның жарықтану түрі жасанды болады. 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.

Жеткіліксіз жарықтандыру көздің, адамның тез шаршауына, жақыннан көргіштікке, жұмыс сапасының төмендеуіне, ақаудың көбеюіне соқтырады. Тым жарық көз қабықшасын тітіркендіреді, шағылыстырады, көз тез шаршайды, өндірістік травматизм көбейеді.

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 тоғына түсіп қалғанда төмендегі зақымдалулар болуы мүмкін: күйіп қалу, терінің металдануы, электр белгілері, электроофтальмия, электр соққысы, механикалық зақымдалулар:

- электр күйігі электр тоғының жылулық әсерінде пайда болады. Электр доғасының әсері нәтижесінде пайда болатын күйік өте қауіпті болып табылады, өйткені оның температурасы  $+2500-5000^{\circ}\text{C}$  аралығында болады;

- терінің металдануы электр тоғының әсерінен металдың майда бөлікшелері теріге сіңуі нәтижесінде болады. Соның нәтижесінде терінің электр өтімділігі жоғарылайды, яғни оның кедергісі күрт төмендейді.

Механикалық зақымдалулар (тканның бөлшектенуі, сынықтар) адам бұлшық еттерінің тырысуы және де электр тоғының әсерінен төбеден құлау нәтижесінде болады.

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.

Егер адамның екі нүктесі арасында потенциалдар айырмасы болса, онда адам денесі арқылы электр тоғы жүреді. Адам бір уақытта жанасқан екі нүктелік тоқ тізбегі арасындағы кернеу -жанасу кернеуі деп аталады.

Дене арқылы жүретін электр тоқ адамға жылулық, биологиялық және электролиттік әсер етеді.

Тоқтың жылулық әсері электр энергиясының жылуға айналуында сезіледі және ол терінің, тканнның және қан тамырларының қызуын тудырады.

Тоқтың биологиялық әсері тоқтың бұлшық еттер арқылы жүруінде оның қысқаруын тудырады.

Тоқтың электролиттік әсері қан құрамының өзгеруіне алып келеді.

Бөлменің терезелер арқылы түсетін табиғи жарықтануы, және тәуліктің қараңғы уақытында жұмыс істеу мүмкіндігін беретін жасанды жарықтануы бар. Жасанды жарықтану жоғары дәлдікті көру жұмысының III, а разрядының талаптарына сәйкес келеді. Жасанды жарықталу люминесцентті шамдар арқылы жүзеге асырылады.

Қызмет көрсетушілердің қауіпсіздігін қамтамасыз ету үшін бөлме қызметкерлеріне әсер ететін барлық мүмкін факторларды талдау қажет.

Дыбыстық қамтамасыз етудің аппараттық бөлмесі арасындағы әуе шуының изоляция индексі 50дБ-ден кем болмауы керек. Дыбысты қамтамасыз етудің аппараттық бөлмесінің қабырғалары мен төбесі 500 - 2000Гц жиіліктер диапазонында дыбысты жұту коэффициенті 0,6-дан кем болмайтын дыбысты жұтқыш материалдармен қапталуы керек. Дыбысты қамтамасыз ету жүйесінің барлық техникалық аппараттық бөлмелерінің едендері шаң тудырмайтын болмауы және күнделікті ылғалды жинастыру жұмыстарын өткізуге мүмкіндік беретін (метлах тақтасы, линолеум) болуы керек.

Нөлдеу дегеніміз, кернеу астында қалуы мүмкін болған электр қондырғысының металды бөліктерін қорғаныстық нөлдік сыммен қосуды айтамыз.

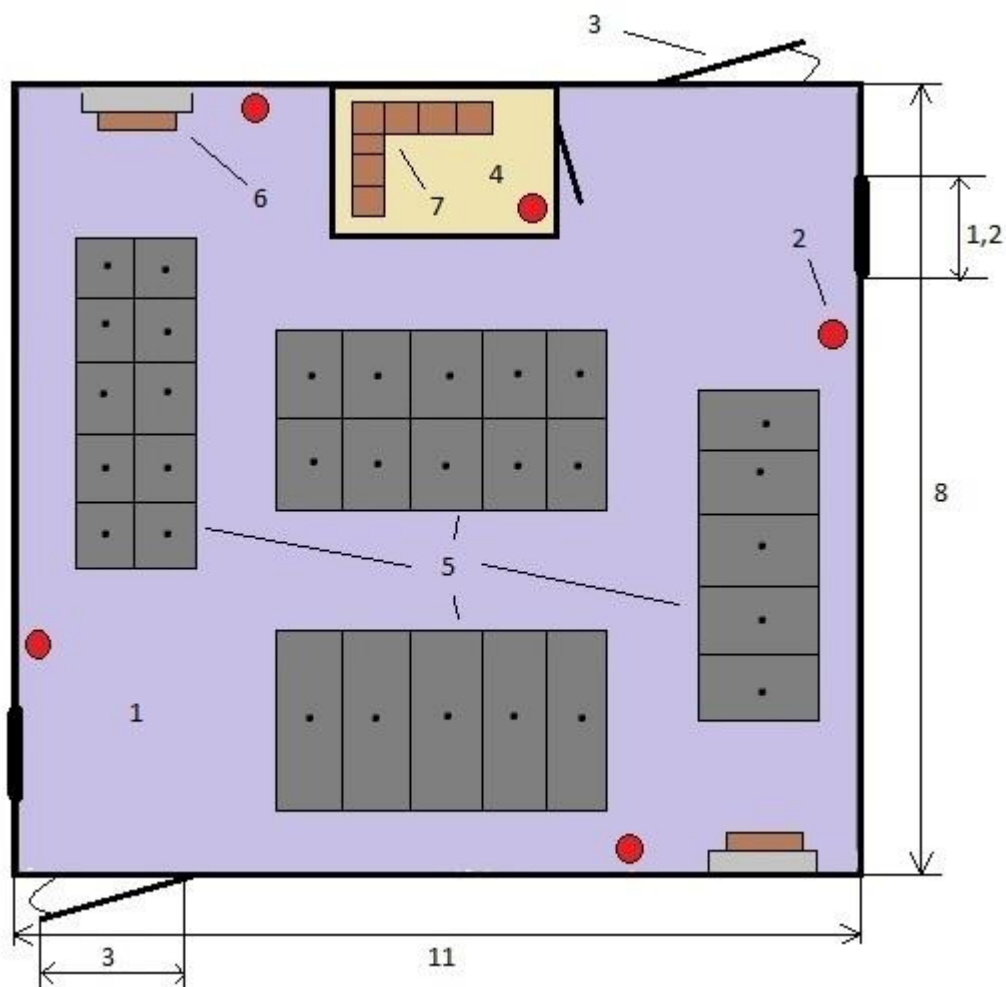
Нөлдеудің мақсаты – бір фазалы қысқа тұйықталуда корпусқа өтіп кетуінің алдын - ала отыра, қорғанысты іске қосып және қоректену торабынан электр қондырғысын минимум уақыт ішінде ажырату.

Қорғаныстық жерге қосу дегеніміз, кернеу астында қалуы мүмкін болған электр қондырғысының металды бөліктерін жермен арнайы қосуды айтамыз. Қорғаныстық жерге қосуды машина корпусының, аспаптардың, электр инструменттерінің, қаркас, щит, пульт және шкафтардың металды корпустарына, сонымен бірге кабелдік муфталар, электр сымның болаттан жасалған трубаларының металды бөліктеріне жүргізеді.

Қорғаныстық жерге қосудың мақсаты, ол корпус пен жер арасындағы кернеуді, яғни жанасу кернеуін және де соған байланысты адам денесі арқылы жүріп өтетін токты қауіпсіз шамаға дейін азайту болып табылады.

Жерге қосу құрылғысы жерге қосқыштан және жерге қосатын сымдардан тұрады

Қорғаныстық ажырату дегеніміз, электр қондырғысына токқа түсіп қалу қауіпі туған кезде, оны автоматты түрде ажыратуды қамтамасыз ететін тез әрекет етуші қорғаныс.



Сурет 4.1. - Бөлме жоспары

- 1-Жұмыс бөлмесі;
- 2-Өртсөндіргіштер;
- 3-Есіктер, Терезелер;
- 4-Жұмысшылар орны;
- 5-Ұяшықтар
- 6-Кондиционер
- 7-Орындықтар

#### 4.2 Жасанды жарықтандыруды есептеу

Бөлме үшін мен «Жарық техникасы» каталогынан маркасы ПВЛМ-1×50, қуаты 50 Вт болатын шамдалды таңдап алдым.

Конструкция. Цельнометаллическая дәнекерленген корпустан жылу реактивті бояумен жабылған жапырақ бола бастады. Корпустың ішінде электрондық пускорегулирующий аппарат қойылған. Оптикалық бөлік. Қорғайтын параболалық кереге бүркеме серіппелерге корпусқа бекітілген анодтаған алюминиден жасалған.

КСС тип Г 0,8÷1,1. Мен таңдаған ЛЛ үшін  $\lambda_s = 0,85$  (из справочной книги для проектирования электрического освещения под редакцией Г.М. Кнорринга.)

$$\lambda = L \div H_{ec} \rightarrow L = \lambda \cdot H_{ec} = 0,85 \cdot 4,2 = 3,57 \text{ м.}$$

Шамдардың қатарларын анықтаймыз:

$$H_{ec} = 5 - (0,8 + 0) = 4,2 \text{ м;}$$

$$R = \frac{B - 2l}{L} + 1 ; \quad (4.1)$$

$$l = 0,3 * L = 0,3 * 3,57 = 1,071 \text{ м;}$$

$$R = \frac{B - 2l}{L} + 1 = \frac{8 - 2 \cdot 1,071}{3,57} + 1 \approx 3 \text{ қатар;}$$

$$N_R = \frac{A - 2l}{L} + 1 = \frac{11 - 2 \cdot 1,071}{3,57} + 1 \approx 4 \text{ дана;}$$

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

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

$$L_B = \frac{B - 2l}{R - 1} = \frac{8 - 2 \cdot 1,071}{3 - 1} \approx 2,929 \text{ м;}$$

$$L_A = \frac{A - 2l}{N_R - 1} = \frac{11 - 2 \cdot 1,071}{4 - 1} \approx 2,953 \text{ м.}$$

Тексеру:

$$1 \leq \frac{L_A}{L_B} \leq 1,5 \quad \frac{L_A}{L_B} = \frac{2,953}{2,929} = 1,01.$$

Бөлменің ауданы төмендегідей болады:

$$S = A \cdot B = 11 * 8 = 88 \text{ м}^2$$

Бөлме индексін анықтаймыз (определяемый соотношением размеров освещаемого помещения):

$$i = \frac{A \cdot B}{H_{ec} (A + B)} = \frac{88}{4,2 \cdot (8 + 11)} = \frac{88}{4,2 \cdot 19} = 1,103 .$$

мұнда А,В – бөлме ұзындығы мен ені, м;

$H_{ec}$  жұмыс кеңістігінен шамдалдың орналасуы, м.

Бөлменің жарықтану коэффициентіне сүйене отырып, пайдалану коэффициентін анықтаймыз (таблица 4-12 справочная книга для проектирования электрического освещения. Г.М. Кнорринг)

$$\eta = 0.65 \text{ немесе } 65\% .$$

Қор коэффициенті – 0,8 (коэффициент запаса приведен в таблице 4.5 из справочной книги для проектирования электрического освещения под редакцией Г.М. Кнорринга.)

Бөлменің минималды жарықтану коэффициенті  $z = 1,1$ .

Шамның жарықтық ағымын анықтаймыз:

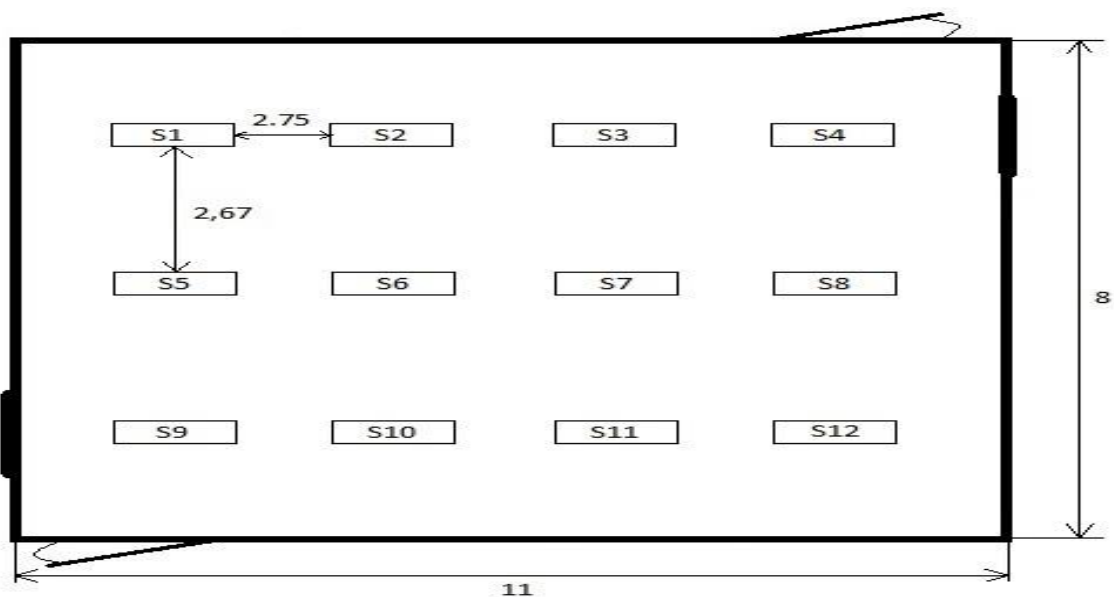
$$\Phi_{шам} = \frac{E_n \cdot K_{кор} \cdot S \cdot z}{N \cdot \eta} = \frac{300 \cdot 0,8 \cdot 88 \cdot 1,1}{12 \cdot 0,65} = \frac{23232}{7,8} = 2978,5 \text{ лм} .$$

Бұл бөлме үшін мен «Жарық техникасы» каталогынан маркасы ПВЛМ-1×50, қуаты 50 Вт болатын шамдалды таңдап алдым. Шамдалдағы бір шамның көрсеткіші –3450 лм.

Жарықтану ағымының шығыны төменднгідей анықталады:

$$\Delta\Phi = \frac{\sum\Phi_H - \Phi_{шам}}{\Phi_H} = \frac{3450 - 2978,5}{3450} \cdot 100\% = 13,67\% .$$

Қателік  $-10 \leq \Delta F \leq 20$  интервал арасында жатқасын, жарықтану жақсы болады.



Сурет 4.2 - Шамдардын орналасу схемасы

### 4.3 Кондиционерлеу және ауаны жаңарту жүйелерін есептеу

Жұмыс бөлмесінде белсенді вентиляция жүйесі бар. Жұмыс бөлмесін талдау барысында жұмыс аумағының қалыпты микроклиматтық шарттарын міндетті түрде қарастыру қажет. Мұндай әмбебап жүйе ретінде автономдық кондиционерлер болып табылады. Кондиционерді орнату алдында арнайы есептеулер жасау керек. Сол есептеулердің қорытындысымен сипаттамасы және талаптарына сай кондиционер таңдалады. Бөлмені кондиционерлеу төменде келтірілген.

Төменде жұмыс бөлмесіндегі, кондиционерлеу жүйесінің есептеуі көрсетілген. Кондиционерлеу бөлмедегі лайықты климатты ұстап тұрады және берілген нормаларды қанағаттандырады.

Бөлмеге келетін ауаны  $L_k, \frac{M^3}{c}$  формуласымен анықтаймыз:

$$L_{np} = \frac{Q_{ашж}}{c \cdot p_{np} \cdot (t_{выт} - t_{np})} \quad (4.2)$$

Осындағы  $Q_{ашж}$  артық шығындалатын жылу,  $\frac{кДж}{c}$ ;



с- ауаның үлесті жылу сиымдылығы, тұрақты түпкілікті қысымға тең  $c = 1 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}$ ;

$\rho_{\text{пр}}$  - бөлмеге келетін ауаның тығыздығы, тең  $1,2 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ ;

$t_{\text{выт}}$  - бөлмеден ауа температурасының шығуы және жұмыс істеу зонасынан,  $^\circ\text{C}$ ;

$t_{\text{пр}}$  - келетін ауа температурасы,  $^\circ\text{C}$ .

Бөлмеден шығатын ауаның температурсы  $t_{\text{шат}}$ ,  $^\circ\text{C}$ , осы формуламен анықталады:

$$t_{\text{шат}} = t_{\text{жз}} + \Delta t \cdot (h_{\text{ст}} - z). \quad (4.3)$$

осында:  $t_{\text{жз}}$  - жұмыс істеу зонасындағы температура, осы берілген нормадан аспауы ( $t_{\text{жз}} \leq t_{\text{доп}}$ ),  $^\circ\text{C}$ ;

$h_{\text{ст}}$  - еденмен центрге дейінгі сорып алатын тесігі (кондиционер), м;

$H$  - жұмыс зонасының биіктігі, м.

Осыған орай есептелу жылу мезгіліне арналған, сонда температура  $t_{\text{жз}} = 22 \text{ } ^\circ\text{C}$

Кондиционердің ішкі жағы, осындай биіктікте  $h_{\text{ст}} = 2,5 \text{ м}$ :

$$t_{\text{выт}} = 23 + 1,2 \cdot (2,5 - 3) = 22,4 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Келетін ауаның температурасы  $t_{\text{пр}}$  бар жылудың артықшылығына  $5 - 7 \text{ } ^\circ\text{C}$  төменде жұмыс істеу орнының:

$$t_{\text{пр}} = 23 - 6 = 17 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Артық бөлінетін және шығатын жылу  $Q_{\text{ашж}}$  табамыз, бөлмедегі жылу балансына сүйене отырып осы:

$$Q_{\text{АШЖ}} = \sum Q - \sum Q_{\text{ШЫ}} \quad (4.4)$$

осында :  $\sum Q$  - бөлмеге келетін жылудың суммарлы саны;

$\sum Q_{\text{ШЫ}}$  - бөлмеден шығатын суммарлы жылудың саны (есептеу арқылы жылудың жоғалуы, жылынған жылудың бөлмеге келуі және т.б.).

Жасанды жарықтан бөлінетін жылуымыз  $Q_2$ , есептейміз, практикалық күйдегі шығатын энергияны, сонғы есепте төменде көрсетілген формуламен есептейміз:

$$Q_2 = 1000 \cdot N \quad (4.5)$$

Осында  $N$  – шамдардан шығатын қуат кВт.

$$Q_2 = 1000 \cdot 0,28 \cdot 5 = 1400 \text{ кВт.}$$

Адамдардан шығатын жылу  $Q_3$  төмендегі формуламен анықтаймыз:

$$Q_3 = n \cdot q_{\text{ч}} \quad (4.6)$$

осында:  $n$  – жұмыс атқаратын адамдар саны;

$q_{\text{ч}}$  - жылу саны , бір адамнан бөлінетін, 4.2- кестесінде көрсетілген.

4 . 2 к е с т е – Жылу саны, бір адамнан бөлінетін, жұмыс істеу категориясына байланысты және осы жұмыс зонадағы температураға байланысты.

Жұмыс категориясы	Жылу, Вт			
	Толық		Ашық	
	егер $100^{\circ} \text{C}$	егер $350^{\circ} \text{C}$	егер $100^{\circ} \text{C}$	егер $350^{\circ} \text{C}$
Жеңіл	$175^{\circ} \text{C}$	$145^{\circ} \text{C}$	$165^{\circ} \text{C}$	$7,5^{\circ} \text{C}$

$$Q_3 = 3 \cdot 145 = 435 \text{ Вт.}$$

Жылу саны, күн радиациясынан бөлмеге келетін  $Q_{\text{КУН,РАД}}$ , осы формуламен анықталады:

$$Q_{\text{КУН,рад}} = F_{\text{ост}} \cdot q_{\text{ост}} \cdot A_{\text{ост}} \quad (4.7)$$

Жабылған жағдай үшін:

$$Q_{\text{Ж,рад}} = F_n \cdot q_n \cdot k_n \quad (4.8)$$

Осында  $F_{\text{ост}}$  және  $F_n$  -жабылатын беттің ауданы,  $\text{м}^2$ ;

$q_{\text{ост}}$  және  $q_n$  - жылу келетін  $1 \text{ м}^2$  беткі шыныдан және беткі қабаттан, егер жылу өткізу коэффициент, тең болса  $1 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}$ ;

$A_{\text{ост}}$  – шыналу коэффициенті;

$k_n$  – қабатқа жылу берілу коэффициенті,  $1 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}$ .

Осы мән  $q_{\text{ост}}$  тәуелділікке және географиялық қабаттың орнына терезенің және шамның 70–210 аралығындағы мәндерді қабылдайды, ал коэффициент  $A_{\text{ост}}$  тәуекел шынының түріне және оның күнге қарсы қорғаныс құрлымына байланысты – осы шекте 0,25–1,25, жылу келудің орташа мәні, ол күннен келетін радиацияға, қандай қабаттардан өтетінін ескеріп отырылады 6 - 24.

$$F_{\text{ост}} = 1,8 \cdot 1,2 \cdot 3 = 6,48 \text{ м}^2$$

Жұмыс істеу орнының терезесі солтүстікке қарай бағытталған, соған орай оның мәні  $q_{\text{ост}}$  тең  $140 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}$ . Осыдан  $A_{\text{ост}} = 0,35$

$$Q_{\text{ост,рад}} = 6,48 \cdot 140 \cdot 0,35 = 317,52 \text{ Вт.}$$

Жылу келудің орташа мәні географиялық ұзындығын ескеріп және қабатын қарастырсақ тең  $Q_{\text{п,рад}} = 17 \text{ Вт}$ .

Бөлмедегі жылудың жоғалуы  $Q_{\text{ух}}$ , кВт есіктен және қабырғадан, терезені формула арқылы бағалайды:

$$Q_{\text{ух}} = \frac{\lambda \cdot S \cdot (t_{\text{выт}} - t_{\text{пр}})}{\delta} \quad (4.9)$$

осында:  $\lambda$  - қабырғаның жылу өткіздігіштігі,  $\frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot ^\circ\text{C}}$ ;

$S$  – аудан,  $\text{м}^2$ ;

$\delta$  - қабырғаның қалыңдығы,  $\text{м}$ .

Жұмыс істеу орнының қабырғасы ауыр бетоннан жасалған М600, жылу өткізгіштігі тең  $1,2 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot ^\circ\text{C}}$ . Қабырға қалыңдығы  $\delta = 0,5 \text{ м}$ ;

$$Q_{yx} = \frac{1,2 \cdot 88 \cdot (21,4 - 17)}{0,5} = 929,28 \text{ Вт.}$$

Бөлмеге келетін жылудың суммарлы санын есептейік:

$$\sum Q = Q_2 + Q_3 + Q_{\text{ост.рад}} + Q_{\text{п.р.р}} \quad (4.10)$$

$$\sum Q = 1400 + 435 + 317,52 + 17 = 2169,52 \text{ кВт.}$$

Сонда есептеуіміз жаздың жылу мезгіліне келеді және осыдан бөлінетін жазғы жылуымыз:

$$Q_{\text{изб}} = 2169,52 \text{ кВт.}$$

Бөлмеге келетін ауаны есептейік:

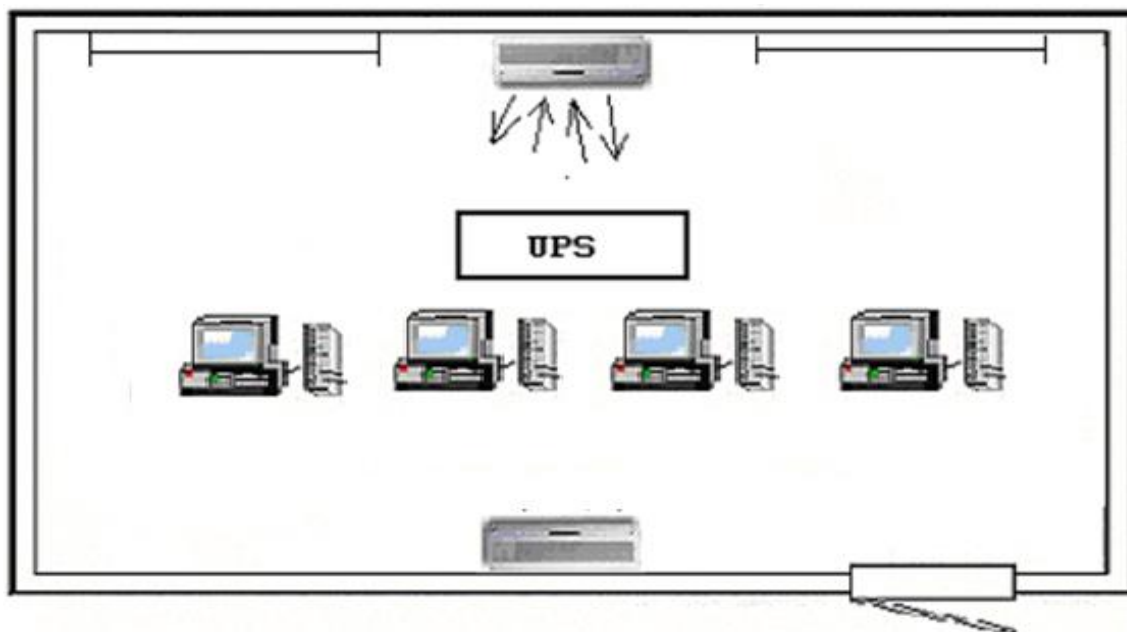
$$L_{\text{пр}} = \frac{2169,52}{1 \cdot 1,2 \cdot (22,4 - 17)} = 334,8 \frac{\text{м}^3}{\text{сағ}}.$$

Ауа шығының қамсыздандыру үшін  $L=334,8 \text{ м}^3/\text{сағ}$ , бізге тек бір кондиционер жеткілікті, фирмасы Panasonic сериясы CS/CU-W24NKD ауаның максималды шығыны  $350 \text{ м}^3/\text{сағ}$ .

*Кондиционердің техникалық сипаттамалары:*

- қорек кернеуі 220В, 50 Гц;
- пайдалану қуаты 2,54 кВт;
- салқынның жұмсайтын қуаты, кВт 7,03;
- жылудың жұмсайтын қуаты, кВт 7,8
- салқын/жылу жұмыс тогы, А 2,4 /3,2;

- EER, A 2,77;
- COP, A 3,08;
- шудың деңгейі, ішкі дБ(А) 47;
- шудың деңгейі, сыртқы, дБ(А) 54;
- ішкі блоктың салмағы, кг 12;
- Сыртқы блоктың салмағы, кг 60;



Сурет 4.3 - Ғимаратта кондиционерлерді орналастыру орны.

Қосалқы стансадағы өмір тіршілік қауіпсіздігі жалпы мәліметтер жайлы, яғни ондағы қызметкерлер саны, олардың жұмыс уақыты, құрылыстың орналасуы, жарықтандыру жүйелері және адам қауіпсіздігіне байланысты ақпараттар бар.

Біздің стансада жасанды жарықтану орнатылған, есептеулер бойынша қорытындылай келе станса ішінде 12 дана люминисцентті шамдары орнатылады. Олардың әрқайсысының қуаты 50Вт - тан. Сонымен қатар қосалқы стансадағы бөлмесін салқындатқыш пен және, жасанды жарықтандыруы есептелінген.

Есептеу нәтижесі бойынша, бөлмеге қажетті ауа мөлшерін қамтамасыз ету үшін  $L=227,8 \text{ м}^3/\text{сағ}$  байланысты біз тек 1 кондиционер қоямыз.

Модельдің қысқаша характеристикасы:

- қорек кернеуі 220В, 50 Гц;
- пайдалану қуаты 2,54 кВт;
- салқынның жұмсайтын қуаты, кВт 7,03;
- жылудың жұмсайтын қуаты, кВт 7,8
- салқын/жылу жұмыс тогы, А 2,4 /3,2;

## 5 Экономикалық бөлім

### 5.1 Жалпы бөлім

#### *Жобаны жасаудың мақсаты*

Бұл жобаның мақсаты “ Қосалқы станса № 14” салудағы экономикалық тиімділіктің есептік мәндерін көрсету.

Салынып жатқан қосалқы станса Шымкент қаласында орналасады. Қосалқы станса тұрғын үйлер секторынан тыс аумақта орналастыру көзделіп отыр. Оның электр тарату желілерін темірбетон тіректерден салу арқылы максималды эксплуатациялық шығындарды азайту жобалануда.

Қосалқы станса құрамына 110/10/10 кВ қуаттары 25 МВА екі трансформатор, ашық тарату құрылғылары, комплектілі тарату құрылғылары және ортақ қосалқы станса басқару ғимараты кіреді.

#### *Нарықты талдау*

Тұтынушыларды энергиямен қамту тапшылығына байланысты болашақта ҚС жаңарту үлкен қолданысқа ие болады.

Есептік мерзімнің ішіне кіретіндер энергетикалық объектінің салыну уақыты, уақытша пайдалану мерзімі және кәдімгі пайдалану жылдары.

Қаржылық-экономикалық бағаның барлық көрсеткіштері теңгемен алынған.

#### *Электр энергиясының тарифі*

Қосалқы стансаның сату көлемі, тауар сапасы, баға деңгейі және орташа табысы бойынша бәсекеге қабілетті болуы тиіс және бұл басты көрсеткіш болып саналады. Электр энергиясының тарифі Шымкентте орнатылған тарифпен бірдей болады.

#### *Өндіріс жоспары*

№14 қосалқы стансаның құрылыстық нормативтерге сәйкес 12 ай ішінде салынып бітеді.

Қосалқы стансаның жүктелу коэффициенті  $K_3=0,7$ , қуат коэффициенті  $\cos\alpha=0,8$ , өзіндік мұқтаждық трансформаторлардың қуаттарының 10 пайызын құрайды, жобаланып отырған қосалқы стансаның максималды жүктелу уақыты 5500 сағат.

#### *Ұйымдастыру жоспары*

Қосалқы станса жаңа, автоматтандырылған электр қондырғыларымен жабдықталған, электр тоғымен жұмыс істеу барысында жоғары сенімділікті қамтамасыз етеді.

Қосалқы стансаның қондырғы бөлігіндегі ремонтты, яғни арматураларды орнату және тоқ сымдарын жалғау жұмыстарын, кәсіпорын қызметкерлері іске асырады. Осындай жөндеу жұмыстарын арнайы мамандырылған жұмысшылар атқарады.

#### *Заңдық жоспар*

Энергиялық объектідегі эксплуатациялық ремонт және құрылыс жұмыстарын іске асыру үшін өзіндік мұқтаждықтарын өтеуге потенциалдық инвесторлардың көмегімен орындалады.

Кредитті проценті бойынша төлеу, жылдық табыстың 10% алынады. Процент бойынша кредитті, Қазақстанның Халық банкіне төленеді.

#### *Экологиялық ақпарат*

Қосалқы станса экологиялық жағдайы бойынша барлық санитарлық нормаға сай келеді.

## **5.2 Энергетикалық нысанның техника-экономикалық көрсеткіштерін есептеу**

### *Электр стансасын салуға қажетті қаржыны анықтау*

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.

Жобада қосалқы стансаның ажыратқыштарын майды аз қолданатын немесе элегазды ажыратқыштармен алмастыру нұсқалары қарастырылған.

Жобадағы салыстырылып отырған екі нұсқа да шамамен бірдей деңгейдегі сенімділікті көрсетеді. Сондықтан да тұтынушыларға электр энергиясының жіберілмей қалуынан болған мұнан арғы нұқсан ескерілмейді. Бұдан басқа электр тораптарының қажеттілігіне қажетті ақша бір уақытта салынады. Жылдық ұстанымдарды тұрақты деп санаймыз.

Электр стансасының модернизациялануына кететін капиталдық салымды анықтайық.

Қосалқы стансаға қажетті барлық қаржы салымдары бойынша есептеулер 5.1-кестеге енгізіледі.

5.1 кесте – Нысанға салынатын қаржы

Қондырғының аты	Саны	Бірлік бағасы, млн. тг	Барлығы
1	2	3	4
Трансформатор 25000000 - 110/10/10 кВ	2	18,5	37
Ажыратқыш 110 кВ	2	16,8	33,6
Ажыратқыш 10 кВ	2	3,3	6,6
Ажыратқыш 10 кВ	2	3,3	6,6

### 5.1 кестенің жалғасы

1	2	3	4
Айырғыш 110 кВ	2	3,8	7,6
Айырғыш 10 кВ	2	1,64	3,28
Айырғыш 10 кВ	1	1,64	1,64
Тоқ трансформаторы 110 кВ	4	0,36	1,44
Тоқ трансформаторы 10 кВ	2	0,02	0,04
Тоқ трансформаторы 10кВ	2	0,02	0,04
Кернеу трансформаторы 110 кВ	2	0,12	0,24
Кернеу трансформаторы 10 кВ	2	0,02	0,04
Кернеу трансформаторы 10 кВ	2	0,02	0,04
Барлығы			98,16

Электр энергиясын тасымалдау желілері бойынша барлық қажетті қаржы салымдарды есептеулер 5.2 -ші кестеге енгізіледі.

### 5.2кесте - Барлық қажетті қаржы салымдар

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)
110 кВ	2	30	5,65	169,5
10 кВ	3	50	1,917	95,85
10 кВ	4	80	1,917	153,36
Барлығы:				418,71

### 5.3 Инвестициялық жоспар

110/10/10 кВ 2x25 МВА №14 қосалқы стансасының релелік қорғанысы және автоматты іске қосылу резерві қарастырылған. Бұл қосалқы станса 2 энергия жүйесінен қоректенеді. Ортаңғы кернеу жағынан жергілікті тұтынушыларға 4 желі шығып жатыр, төменгі кернеу жағынан 18 фидер шығып жатыр. Осы нұсқаға қажетті инвестицияны анықтаймыз. Инвестиция мөлшері желінің құны мен қосалқы стансаның жабдықтарының құнының қосындысынан табылады:



$$\Sigma K = K_o + K_c + K_m + K_{\text{пр}}; \quad (5.1)$$

$$K_o = 98,16 + 418,71 = 516,87 \text{ млн.тг.}$$

мұндағы  $K_o$ -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;

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

Қондырғылар сатып алуға кететін қаражат:

$$K = (516,87 \cdot 100) / 73 = 708,04 \text{ млн.тг.}$$

Құрылыс жұмыстарына кететін қаражат:

$$K_c = (708,04 \cdot 14) / 100 = 99,13 \text{ млн.тг.}$$

Монтаждау және іске қосу, баптау жұмыстарына кететін қаражат:

$$K_m = (708,04 \cdot 7) / 100 = 49,56 \text{ млн.тг.}$$

Басқа да шығындарға кететін қаражат:

$$K_{\text{пр}} = (708,04 \cdot 6) / 100 = 42,48 \text{ млн.тг.}$$

Бұл мәнді (6.1) формулаға қойып есептесек:

$$\Sigma K = 516,87 + 99,13 + 49,56 + 42,48 = 708,04 \text{ млн.тг.}$$

Зауыттың қосалқы стансасында қуаты 25 МВА екі трансформатор орнатылған. Сонда толық қуатымыз  $S = 50$  МВА болады.  $\cos \varphi = 0,8$  деп аламыз. Сонда:

$$P = S \cdot \cos \varphi; \quad (5.2)$$

$$P = 50 \cdot 0,8 = 40 \text{ МВт.}$$

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:

$$W=P \cdot T_m; \quad (5.3)$$

$$W=40 \cdot 5500=220000 \text{ мың кВт} \cdot \text{сағ.}$$

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:

$$Z_{amp} = K_0 \cdot \frac{h_0}{100}. \quad (5.4)$$

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

$K$  – негізгі қорлар құны, млн теңге;

$h_0$  – амортизациялық аударылымдар нормасы, %.

$$Z_{amp} = \frac{6 \cdot 516,87}{100} = 31,01 \text{ млн теңге}$$

Амортизациялық аударылымдар нормасын 6% деп қабылдаймыз.

Амортизациялық аударылымдар нормасы негізгі қорлардың нысандарының әрқайсысы үшін олардың нормативтік қызмет ету мерзімдеріне байланысты орнатылады.

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 келесідей табамыз:

$$Z_{\text{дон}} = Z_{\text{амп}} \cdot \frac{49}{51} = \frac{31,01 \cdot 49}{51} = 29,8 \text{ млн тенге.}$$

Сонда толық шығын келесідей болады:

$$Z_{\text{пол}} = Z_{\text{амп}} + Z_{\text{дон}}; \quad (5.5)$$

$$Z_{\text{пол}} = 31,01 + 29,8 = 60,81 \text{ млн тенге.}$$

Осыдан өзіндік құнды табуға болады:

$$S = \frac{Z_{\text{пол}}}{W}; \quad (5.6)$$

$$S = \frac{60,81}{220} = 0,3 \frac{\text{тенге}}{\text{кВт} \cdot \text{сағ}}.$$

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

$$S_{\text{ПС}} = S \cdot 1,1 = 0,3 \cdot 1,1 = 0,33 \frac{\text{тенге}}{\text{кВт} \cdot \text{сағ}}.$$

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

$$\sum \Pi_z = W_{\text{год}} \cdot 0,1 \cdot S_{\text{ПС}} \cdot 0,8;$$

$$\sum \Pi_z = 220 \cdot 0,1 \cdot 0,33 \cdot 0,8 = 5,808 \text{ млн.тг.}$$

Шымкент қаласындағы электр энергиясы 2014 жылдың наурыз айындағы тарифіне сәйкес 16,21 теңге/кВт·сағ құрайды. Қосалқы стансаның баға түрлену механизмі және оның құрамаларын қарастырайық:

- электр стансасынан электр энергияны сатып алу (8,2 теңге/кВт·сағ);
- КЕГОК ҰЭТ тарифі (1,4 теңге/кВт·сағ);
- «ОЖК» тарифі (5,31 теңге/кВт·сағ);
- «Ж.Е.Н» ЖШС жеке тарифі (0,652 теңге/кВт·сағ).

Сол кезде қосалқы стансаның электр энергиясының өзіндік құны 15,562 теңге/кВт·сағ құрайды. Электр энергияны тұтынушыларға 16,21 теңге/кВт·сағ бағасымен сатқан кезде, ЖШС 0,65 теңге/кВт·сағ көлемінде кіріс алады.

Кіріс салығын есептеген кездегі берілген түрдегі жылдық кіріс келесіні құрайды:

$$\sum \Pi_{\text{кп}} = W_{\text{год}} \cdot 0,65 \cdot 0,8 = 220 \cdot 0,65 \cdot 0,8 = 114,40 \text{ млн теңге.}$$

Өнеркәсіптің екі түрінен де алынған суммалық кірісі келесіні құрайды:

$$\sum \Pi = \sum \Pi_{\text{кп}} + \sum \Pi_{\text{г}} = 114,40 + 5,808 = 120,208 \text{ млн теңге.}$$

NPV анықтау (таза әдеттегі құн)

Берілген әдіс келесіден тұрады:

1. Керекті шығын бағасы анықталады, яғни берілген жоба үшін неше қаражат керек екені анықталады.

2. Жобадан келешекте түсетін ақшалай түсілімдердің қазіргі бағасы есептелінеді. Әр жылдағы табыс CF (кэш-флоу) қазіргі уақытта беріледі.

$$PV = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n}, \quad (5.7)$$

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:

1) Кез-келген өнеркәсіп өзінің нарықтық құнының өсуіне ұмтылады;

2) 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:

$$NPV = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0. \quad (5.8)$$

мұндағы CF – жыл сайынғы ақшалай түсім;

n – жобаны тарату жылдары;

$I_0$  – толық қосынды инвестиция;

r – банктің пайыздық қойымы.

Ақша ағымы келесі формуламен анықталады:

$$CF = \Pi_q + I_{ao}, \quad (5.9)$$

мұндағы  $\Pi_q$  - таза кіріс, млн.тенге;

$I_{ao}$  – амортизациялық аударымдар, млн.тенге.

$$CF = 120,208 + 31,01 = 151,22 \text{ млн.тенге};$$

$$PV = 151,22 \cdot 0,909 = 137,4 \text{ млн.тенге},$$

$$NPV = -708,04 + 137,46 = -570,58 \text{ млн.тенге}$$

### 5.3 кесте – Берілген нұсқа үшін NPV есебінің нәтижесі

Жылдар	CF, млн теңге	$1/(1+i)^n$	NPV, млн теңге
0	0	1	708
1	151.22	0,909	-570.58
2	151.22	0,826	-457.03
3	151.22	0,751	-353.79
4	151.22	0.683	-259
5	151.22	0.621	-173.36
6	151.22	0.56	-96.98
7	151.22	0.51	-26.14
8	151.22	0,46	37.09

Есептеулер бойынша біздің салған инвестиция 8 жылдан кейін бізге пайда алып келеді.

$$PV=151.22 \cdot (0,909+0,826+0,751+0,683+0,621+0,56+0,51+0,46)=731,287 \text{ млн.тг}$$

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.

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{PV / (1+i)^t}{K_0} = \frac{731,287 / 0,46}{516,87} = 2,24.$$

PP анықтау (орнын толтыру мерзімі)

Бұл әдіс бастапқы инвестиция сомасын төлеу үшін қажет мерзімді анықтау болып табылады. Орнын толтыру (PP) есебінің алгоритмі инвестициядан жекеленген кірісті бірдей таратумен тәуелді болады. Егер кіріс бірдей болса, онда төлеу мерзімі бір уақыттағы шығынды жылдық кіріс шамасына бөлу арқылы есептеледі.

$$PP = \frac{\sum K}{CF}; \quad (5.10)$$

$$PP = \frac{708,04}{137,46} = 5 \text{ жыл.}$$

## Қорытынды

Дипломдық жобамда “110/10/10 кВ 2х25 МВА қосалқы стансаның релелік қорғанысының системасын жасау. Дипломдық жобанда қысқа тұйықталу тоқтарын есептеп, алынған тоқтар бойынша негізгі электр құрылғыларын таңдап алдым. Қосалқы стансада орналасқан трансформатордың максималды ток қорғанысы (МТҚ), асқын жүктемеден қорғауды, дифференциалдық қорғанысына есептеулер жүргіздім. Максималды ток қорғанысына “ АBB ” фирмасының REF615 терминалын қойдым.

110 кВ кернеулі желілердің төрт сатылы дистанционды және Сатылы нөл реттік тоқ қорғанысын (НРТҚ) есептеулерін жүргіздім. НРТҚ сатылары үшін реленің іске қосылу тоқтарын есептедім. Желінің төрт сатылы дистанционды қорғанысына REL670 сандық микропроцессорлық құрылғысын таңдап қойдым. Жұмыс барысында трансформатор және желі қорғанысын есептей қоймай, оларды автоматтандыру кезінде қолданылатын терминалдармен (RET670, REL670, REF615) жұмыс жасауды, яғни есептелінген параметрлерді енгізуді толықтай үйрендім.

Дипломдық жобамның өмір тіршілік қауіпсіздігі бөлігінде қосалқы стансадағы жалпы мәліметтер жайлы байланысты ақпараттар бар. Сонымен қатар қосалқы стансадағы жерлендіру мен жарық ағынының қолдану коэффициенті арқылы жарықтандыруды есептедім.

Дипломдық жобамның экономикалық бөлімінде қаржылық экономикалық көрсеткіштер жобаны инвестициялаудың тиімділігін көрсетілген. Бұл жобамда келесі бағдарламаларды қолдандым:

Бұл жобамда келесі бағдарламаларды қолдандым:

1. ElectronicsWorkbench.
  - а) Қондырғы таңдау үшін қ. т. тоқтарын өлшеу үшін;
  - ә) Дифференциалды қорғаныстағы қ.т. тоқтарын өлшеу үшін;
  - б) Нөл реттік тоқ қорғанысын есептеу барысындағы қ.т. тоқтарын өлшеу үшін;
  - в) Автоматты қайта қосу (АҚК) логикасын симуляциялау үшін.
2. Терминалдарды параметрлеу үшін РСМ600 компьютерлік программасын қолдандым. Сонымен қатар терминалдар сол программаға енгізу үшін қосымша Update manager программасын пайдаландым.
3. Графикалық жұмыстарды орындау үшін AutoCad бағдарламаланы қолдандым.
4. Стансаның электрлік сұлбасын салу үшін Paint бағдарламаларын қолдандым.
5. Есептеу жұмыстарын жүргізгенде Excel бағдарламасын қолдандым.

## Қысқартулар тізімі

<i>Қысқарту</i>	<i>Толық атауы</i>
ТК	Төмен кернеу
ҚТ	Қысқа тұйықталу
ЖК	Жоғары кернеу
ОК	Орта кернеу
ҚС	Қосалқы станса
ТТ	Ток трансформаторы
КТ	Кернеу трансформаторы
ЭҚҚЕ	Электр қондырғыларын құру ережелері
НРТҚ	Нөлдік реттік ток қорғанысы
МТҚ	Максимал ток қорғанысы
РҚ	Релелік қорғаныс
ДҚ	Дистанционды қорғаныс
ДРЛ	Доға разрядты лампа
ФДТ	Фурье дискретті түрлендіру
ИЭҚ	Интеллектуалды электронды құрылғы
ДҮ	Дифференциалды үзінді
АҚҚ	Автоматты қайта қосу
АТ	Автотрансформатор
ҰЭТ	Ұлттық электр торап
ЖШС	Жауапкершілігі шектеулі серіктестік
KEGOC	Электр желілерін басқару жөніндегі Қазақстан компаниясы (Kazakhstan Electricity Grid Operating Company)
МАЭК	Мангистауский атомно-энергетический комбинат



## Әдебиеттер тізімі

1. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
2. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
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. Интеллектуальное электронное устройство защиты трансформатора RET670. Техническое справочное руководство. ООО “АББ Силовые и Автоматизированные Системы”, 2011.
5. Бюллетень ABB Power T&D Company Inc. – Элегазовые выключатели типа «PM». Отделение силовых выключателей Гринсбург, Пенсильвания 15601. – 6 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. – Высоковольтные выключатели. Отделение силовых выключателей Гринсбург, Пенсильвания 15601. – 45 с.
8. Хожин Г.Х. Электр станциялары мен қосалқы станциялар (Оқулық) Алматы: «Ғылым» ғылыми орталығы, 2002.-312 б.
9. Чернобровов Н. В., Семенов В. А. Релейная защита энергетических систем: Учеб. пособие для техникумов. Часть-2. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
10. 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.
11. Дюсебаев М.К., Хакімжанов Т.Е. Адам өмірінің қауіпсіздігінің негізі.Дәрістер конспектісі. – Алматы: АЭЖБИ, 2004.
12. Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. – 3-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. Отд-ние, 1985. – 296 с.
13. Дюсебаев М.К., Хакімжанов Т.Е. Адам өмірінің қауіпсіздігінің негізі.Дәрістер конспектісі. – Алматы: АЭЖБИ, 2002.
14. Постановление Правительства Республики Казахстан № 1126 от 15 октября 2002 года «Об утверждении Программы совершенствования тарифной политики субъектов естественных монополий на 2002-2004 годы».

15. Безопасность жизнедеятельности: Учебник для вузов/Белов С. В., Ильницкая А. В., Козьяков А.Ф. и др.; Под общ. ред. Белова С. В. – М.: Высш. Шк., 1999. – 488 с.

16. Постановление Правительства Республики Казахстан № 1126 от 15 октября 2002 года «Об утверждении Программы совершенствования тарифной политики субъектов естественных монополий на 2002-2004 годы».

17. [www.rtc-electro-m.ru](http://www.rtc-electro-m.ru) сайты

18. [www.abb.com](http://www.abb.com) сайты

19. [www.rzia.ru](http://www.rzia.ru) сайты

20. [www.sozdik.kz](http://www.sozdik.kz) сайты

21. [www.rtc-electro-m.ru](http://www.rtc-electro-m.ru) сайты

## А қосымшасы

А 2.1 кесте– RET 670 T3WPDIF типінің параметрлері

Тағайындаманың аты	Тағайындама диапазоны		Тағайындаманы таңдау	Тағайындамаға түсініктеме
	min	max		
RatedVoltageW1	0,05	2000,00	110,00	Трансформатордың жоғары жағындағы номиналды кернеу, кВ
RatedVoltageW2	0,05	2000,00	35,00	Трансформатордың ортаңғы жағындағы номиналды кернеу, кВ
RatedVoltageW3	0,05	2000,00	10,00	Трансформатордың төменгі жағындағы номиналды кернеу, кВ
RatedCurrentW1	1	99999	210	Трансформатордың жоғары жағындағы номиналды ток, А
RatedCurrentW2	1	99999	661	Трансформатордың ортаңғы жағындағы номиналды ток, А
RatedCurrentW3	1	99999	2312	Трансформатордың төменгі жағындағы номиналды ток, А
ConnectTypeW1	-	-	Жұлдызша (Y)	Жоғары жағындағы байланыс сұлбасы
ConnectTypeW2	-	-	Жұлдызша (Y)	Ортаңғы жағындағы байланыс сұлбасы
ConnectTypeW3	-	-	Үшбұрыш (D)	Төменгі жағындағы байланыс сұлбасы
ClockNumberW2	0[0 град]	11[+30 град]	0[0 град]	W2 мен W1 арасындағы фазалық ығысу
ClockNumberW3	0[0 град]	11[+30 град]	11[+30 град]	W3 мен W1 арасындағы фазалық ығысу
ZSCurrSubtrW1	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	W1 жағы үшін нөл реттік тоқтың есептік кірісі/шығысы
ZSCurrSubtrW2	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	W2 жағы үшін нөл реттік тоқтың есептік кірісі/шығысы

А 2.1 кестенің жалғасы

1	2	3	4	5
ZSCurrSubtrW3	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	W3 жағы үшін нөл реттік тоқтың есептік кірісі/шығысы
TconfligForW1	Нет (жоқ)	Да (иа)	Да (иа)	W1 орамасы үшін ток трансформаторының 2 кірісі (Т-тәріздес конфигурация)
CT1RatingW1	1	99999	400	Ток трансформаторының бірінші реттік тоғы, А Т-тәріз. 1 иығы
CT2RatingW1	1	99999	400	Ток трансформаторының бірінші реттік тоғы, А Т-тәріз. 2 иығы
TconfligForW2	Нет (жоқ)	Да (иа)	Да (иа)	W2 орамасы үшін ток трансформаторының 2 кірісі(Т-тәріздес конфигурация)
CT1RatingW2	1	99999	1250	Ток трансформаторының бірінші реттік тоғы, А Т-тәріз. 1 иығы
CT2RatingW2	1	99999	1250	Ток трансформаторының бірінші реттік тоғы, А Т-тәріз. 2 иығы
TconfligForW3	Нет (жоқ)	Да (иа)	Да (иа)	W3 орамасы үшін ток трансформаторының 2 кірісі (Т-тәріздес конфигурация)
Operation	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Активизация
SOTFMode	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Зақымдалуға арналған қосылу функциясының жұмыс режимі
IDiffAlarm	0,05	1	0,21	Дифференциалдық тоқтың деңгейі (W1 орамасындағы ном. тоқтың % бөлігі)

А 2.1 кестенің соңы

1	2	3	4	5
tAlarmDelay	0,00	60,00	10,00	Бүкіл 3 фазадағы дифференциалдық тоқтың өсуін көрсететін сигналдың уақыт ұстанымы, сек
IdMin	0,05	0,60	0,2	Дифференциалдық тоқтың минималды деңгейі (W1 орамасындағы номиналды тоқтың % бөлігі) сипаттаманың бірінші бөлігінде
IdUnre	1,00	50,00	10,00	Орнатылған мән
CrossBlockEn	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	Фаза арасындағы кросс-логиканың активизациясы
NegSegDiffEn	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	Кері тізбек бойынша диф қорғаныстың активизациясы

А 2.2 кесте – REF 615 РННРТОС1 типінің параметрлері

Тағайындаманың аты	Тағайындама диапазоны		Тағайындама ны таңдау	Тағайындамаға түсініктеме
	min	max		
Активизация	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Программаны қосу
Количество фаз	1	3	3	Фаза саны
Мин время срабат	20	60000	1200	Минималды қосылу уақыты, мс
Время возврата	0	60000	1000	Қайту үшін уақыт ұстанымы, мс
Режим измерения	-	-	Фурье	Өлшеу режимін таңдау
Параметры кривой А	0,0086	120,000 0	27,1000	Программалау қисығы үшін А параметрі, орнатылған мән
Параметры кривой В	0,0000	0,7120	0,11	Программалау қисығы үшін В параметрі, орнатылған мән
Параметры кривой С	0,02	2,00	2,00	Программалау қисығы үшін С параметрі, орнатылған мән
Параметры кривой D	0,46	30,00	25,10	Программалау қисығы үшін D параметрі, орнатылған мән
Параметры кривой E	0,0	1,0	1,0	Программалау қисығы үшін E параметрі, орнатылған мән
Пусковое значение	0,10	40,00	3,12	Іске қосу мәні, $xI_n$
Множитель Пуск Знач	0,8	10,0	1,0	Іске қосу мәнінің масштабтық мәні, орнатылған мән
Множитель времени	0,05	15,00	1,00	Уақытша коэффициент, орнатылған мән
Время срабатывания	40	200000	1400	Қосылу үшін кететін уақыт ұстанымы, мс
Тип кривой срабат.	-	-	МЭК независимая	Уақыт ұстанымының қисығын таңдау типі
Тип кривой возврат	-	-	Мгновенная	Қайарудың қисығын таңдау типі

А 3.1 кесте – REL 670 ZMQPDIS:1 типінің параметрлері

ZMQPDIS:1 1-ші сатының параметрленуі				
Тағайындаманың аты	Тағайындама диапазоны		Тағайындаманы таңдау	Тағайындамаға түсініктеме
	min	max		
Operation	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Активизация
IBase	1	99999	210,194	Базистік ток (номиналды ток), А
UBase	0,05	2000,00	110,00	Базистік кернеу (номиналды кернеу), кВ
OperationDir	-	-	Прямое (тура)	Бағытталу режимі
X1	0,10	3000,00	7,48	Реактивті кедергі бойынша қамту аймағы (бірінші саты), Ом
R1	0,01	1000,00	0,00	Активті кедергі бойынша қамту аймағы (бірінші саты), Ом
OperationPP	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Фаза-фаза контур активизациясы
Timer tPP	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Фазаарлық қ.т. қорғаныс зонасының таймерінің активизациясы
tPP	0,00	60,00	0,00	Өшірудің уақыт ұстанымы, с
OperationPE	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	Фаза-жер контурының активизациясы
ZMQPDIS:1 2-ші сатының параметрленуі				
Operation	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Активизация
IBase	1	99999	210,194	Базистік ток (номиналды ток), А
UBase	0,05	2000,00	110,00	Базистік кернеу (номиналды кернеу), кВ

А 3.1 кестенің жалғасы

1	2	3	4	5
OperationDir	-	-	Обратное (кері)	Бағытталу режимі
X2	0,10	3000,00	11,912	Реактивті кедергі бойынша қамту аймағы (екінші саты), Ом
R2	0,01	1000,00	0,00	Активті кедергі бойынша қамту аймағы (екінші саты), Ом
OperationPP	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Фаза-фаза контур активизациясы
Timer tPP	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Фазаарлық қ.т. қорғаныс зонасының таймерінің активизациясы
tPP	0,00	60,00	0,50	Өшірудің уақыт ұстанымы, с
OperationPE	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	Фаза-жер контурының активизациясы
ZMQPDIS:1 3-ші сатының параметрленуі				
Operation	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Активизация
IBase	1	99999	210,194	Базистік ток (номиналды ток), А
UBase	0,05	2000,00	110,00	Базистік кернеу (номиналды кернеу), кВ
OperationDir	-	-	Прямое (тура)	Бағытталу режимі
X3	0,10	3000,00	87,484	Реактивті кедергі бойынша қамту аймағы (үшінші саты), Ом
R3	0,01	1000,00	0,00	Активті кедергі б/ша қамту аймағы (үшінші саты), Ом (



А 3.1 кестенің соңы

1	2	3	4	5
OperationPP	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Фаза-фаза контур Активизациясы
Timer tPP	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Фазаарлық қ.т. қорғаныс зонасының таймерінің активизациясы
tPP	0,00	60,00	1,5	Өшірудің уақыт ұстанымы, с
OperationPE	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	Фаза-жер контурының активизациясы

А 3.2 кесте – REL 670 EF4PTOC типінің параметрлері:

Барлық сатыларға ортақ				
Тағайындаманың аты	Тағайындама диапазоны		Тағайындаманы таңдау	Тағайындамаға түсініктеме
	min	max		
Operation	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Активизация
IBase	1	99999	210,194	Базистік ток (номиналды ток), А
UBase	0,05	2000,00	110,00	Базистік кернеу (номиналды кернеу), А
AngleRCA	-180	180	65	Реленің сипаттамалық бұрышы, deg (орнатылған мән)
polMethod	-	-	По напряжению	Поляризация типі (орнатылған мән)
IN>Dir	1	100	10	Бағытталуды анықтау үшін нөл реттік токтың минималды деңгейі, % (орнатылған мән)
BlkParTransf	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Трансформаторлардың параллель жұмыс істеу кезінде қоғаныстық логиканың қосылуы
UseStartValue	IN>1	IN>4	IN>4	Трансформаторлардың параллель жұмыс істеу кезінде қоғаныстың ток бойынша орнатылған мәні
SOTF	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	SOTF логикасының жұмыс режимі
EF4PTOC:1 1-ші сатының параметрлері				
DirMode1	-	-	Прямое (тура)	1-ші сатының бағытталу режимі
Characterist1	-	-	ANSI независимая	Ток-уақыттық сипаттаманың типі
IN1>	1	2500	32,12	Нөл реттік ток бойынша қосылудың орнатылған мәні, %IB

А 3.2 кестенің жалғасы

1	2	3	4	5
t1	0,000	60,000	0,000	1-ші сатының тәуелсіз уақыт ұстанымы, с
k1	0,05	999,00	0,05	Орнатылған мән
IMin1	1,00	10000,00	2569,71	1-ші сатының минималды тоғы, %IB
t1Min	0,000	60,000	0,000	1-ші сатының инверстік сипаттамасының минималды қосылу уақыты, с
IN1Mult	1,0	10,0	2,0	Көбейту коэффициенті (орнатылған мән)
RestTypeCrv1	-	-	Мгновенный	1-ші сатының қайту қисығының типі (орнатылған мағына)
tReset1	0,000	60,000	0,020	1-ші сатының қайту уақыт ұстанымы, с
EF4PTOC:1 2-ші сатының параметрлері				
DirMode2	-	-	Прямое (тура)	2-ші сатының бағытталу режимі
Characterist2	-	-	ANSI независимая	Тоқ-уақыттық сипаттаманың типі
IN2>	1	2500	24,084	Нөл реттік ток бойынша қосылудың орнатылған мәні, %IB
t2	0,000	60,000	0,300	2-ші сатының тәуелсіз уақыт ұстанымы, с
k2	0,05	999,00	0,05	Орнатылған мән
IMin2	1,00	10000,00	1926,72	2-ші сатының минималды тоғы, %IB
t2Min	0,000	60,000	0,300	2-ші сатының инверстік сипаттамасының минималды қосылу уақыты, с
IN2Mult	1,0	10,0	2,0	Көбейту коэффициенті (орнатылған мән)
RestTypeCrv2	-	-	Мгновенный	2-ші сатының қайту қисығының типі (орнатылған мағына)

А 3.2 кестенің жалғасы

1	2	3	4	5
tReset2	0,000	60,000	0,020	2-ші сатының қайту уақыт ұстанымы, с
EF4PTOC:1 3-ші сатының параметрлері				
DirMode3	-	-	Прямое (тура)	3-ші сатының бағытталу режимі
Characterist3	-	-	ANSI независимая	Тоқ-уақыттық сипаттаманың типі
IN3>	1	2500	15,399	Нөл реттік ток бойынша қосылудың орнатылған мәні, %IB
t3	0,000	60,000	0,600	3-ші сатының тәуелсіз уақыт ұстанымы, с
k3	0,05	999,00	0,05	Орнатылған мән
IMin3	1,00	10000,00	1231,92	3-ші сатының минималды тоғы, %IB
t3Min	0,000	60,000	0,600	3-ші сатының инверстік сипаттамасының минималды қосылу уақыты, с
IN3Mult	1,0	10,0	2,0	Көбейту коэффициенті (орнатылған мән)
RestTypeCrv3	-	-	Мгновенный	3-ші сатының қайту қисығының типі (орнатылған мағына)
tReset3	0,000	60,000	0,020	3-ші сатының қайту уақыт ұстанымы, с
EF4PTOC:1 4-ші сатының параметрлері				
DirMode4	-	-	Прямое (тура)	4-ші сатының бағытталу режимі
Characterist4	-	-	ANSI независимая	Тоқ-уақыттық сипаттаманың типі
IN4>	0,1	2500	1,859	Нөл реттік ток бойынша қосылудың орнатылған мәні, %IB
t4	0,000	60,000	2,300	4-ші сатының тәуелсіз уақыт ұстанымы, с
k4	0,05	999,00	0,05	Орнатылған мән
IMin4	1,00	10000,00	148,75	4-ші сатының минималды тоғы, %IB

А 3.2 кестенің соңы

1	2	3	4	5
t4Min	0,000	60,000	2,300	4-ші сатының инверстік сипаттамасының минималды қосылу уақыты, с
IN4Mult	1,0	10,0	2,0	Көбейту коэффициенті (орнатылған мән)
RestTypeCrv4	-	-	Мгновенный	4-ші сатының қайту қисығының типі (орнатылған мағына)
tReset4	0,000	60,000	0,020	4-ші сатының қайту уақыт ұстанымы, с