

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы  
АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Өндірістік кәсіпорындарды электрмен жабдықтау кафедрасы

«Қорғауға жіберілді»  
Кафедра менгерушісі

доцент, т.ғ.к. Бакенов К.А.  
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

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

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

Тақырыбы: 110/10 кВ 16 МВА қосалқы автоматтық  
релемен қорғалысы.

5B071800 – Электр энергетикасы мамандығы бойынша  
Орындаған Түсібағирев Айдан Мұхамедқарим РЗА-10-01  
(аты-жөні) (тобы)

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

Кенесшілер :

Экономикалық бөлім бойынша:  
ата Осымұса Түлгімова С.К.  
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні) \_\_\_\_\_  
« 29 » 05 20 14 ж.  
(колы)

Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бойынша:  
Т.ғ.к. ата Одыр Мұхамедов Р.С.  
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні) \_\_\_\_\_  
« 28 » 05 20 14 ж.  
(колы)

Есептеу техникасын қолдану бойынша :  
\_\_\_\_\_  
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ ж.  
(колы)

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

Мөлшер бақылаушы:  
\_\_\_\_\_  
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)  
Р.Сәткел « 3 » 06 20 14 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 УНИВЕРСИТЕТИ

Электр энергетикасы факультеті  
5В071800 – Электр энергетикасы мамандығы  
Өндірістік кәсіпорындарды электрмен жабдықтау кафедрасы

жобаны орындауға берілген

ТАПСЫРМА

Студент Бейбітқаров Айдан Мұхамедқұлы  
(аты - жөні)

Жоба тақырыбы 110/10 2x16 МВА қосалқы  
станциясы ретелі 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)

Қосалқы станцияда екі арацқа трансформатор  
мәлі және 110/10 кВ 2 трансформатор БСР  
Қосалқы 16 МВА жатарды кернеу мәлімен  
2 жәлі, төменгі кернеу мәлімен 10 фаздар

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

1. 110/10 кВ қосалқы станциядағы электрлік жүйенің мәлімен
2. Трансформаторлар қорғаныс мерзімі;
3. Трансформаторлардың тоқ қорғанысы;
4. Жәлі қорғанысы;
5. Бірінші тізгілінің қорғанысы;
6. Экономикалық мәлімен.

Сызба материалдарының (міндетті түрде дайындалатын сызуларды көрсету) тізімі

- Ф 1 Тіс электрлік сымда және өткізгіштің  
басы сымдасы;  
2 Қосымша - станцияның құрылысшылар электр  
лік сымдасы;  
3 III реттік және IV реттік қорғаныс;  
4 IV реттік қорғаныс;  
5 IV реттік және V реттік қорғанысшының және  
қосымша IV реттік қорғанысшының селективті-  
лік картасы.

Негізгі ұсынылатын әдебиеттер

1. Рахимова Н.Д. Карнеева А.М. Гурнова Т.В.  
Электр энергиясының электрлік және  
отқыпқыш және қорғанысшының 4-е изд. еткері.  
Алматы 2007 - 412б.  
2. Дусебаев Ш.К. Қайымжанов Ш.Е. Ауыл  
өмірінде электр энергиясының негізгі Дәрістер  
лекциялары - Алматы АЭЖБС, 2004.  
3. Жақсы Р.Ж. Электр станциялары үшін  
қорғаныс станциялар (аппарат) Алматы, "Техник"  
қорғаныс орталығы, 2002 - 312 бет.

Жоба бойынша бөлімшелерге қатысты белгіленген кеңесшілер

бөлімшелер	кеңесші	мерзімі	қолы
Эконом. бөлім	Турсунбаева С.С.	21.04 - 29.05.14	С.С.
Өндірістің техникалық бөлімі	Мухометова Р.С.	29.05.14	Р.С.



## **Аңдатпа**

Бұл дипломдық жобада “110/10кВ 16МВА қосалқы стансаның релелік қорғанысы” қарастырылды. Есептеу барысында келесі жұмыстар жасалды: қысқатұйықталу тоқтарын есептеу, алынған тоқтар бойынша негізгі электр құрылғыларын, шиналарды таңдау. Сонымен қатар осы жобада қосалқы стансаның принципіалдық сұлбасы, күштік қондырғылар және жалғаулық аппараттар таңдалынған, қосалқы стансаның элементтеріне релелік қорғаныс қойылымдары есептелінген. Есептік бөлім А4 форматымен 100 парақ көлемінде түсініктемелік қолжазба түрінде орындалды.

Дипломдық жобаның графикалық бөлімі қосалқы станцияның 5 парақ көлемінде А1 форматында орындалған.

Өмір тіршілік қауіпсіздігі бөлімінде қосалқы станцияның еңбек шартын қарастырдым, яғни қызметкерлер санын, жұмыс мерзімін, жарықтандыруды, шудың деңгейін есептедім.

Дипломдық жобаның экономикалық бөлімінде қосалқы стансаның жалпы шығындары есептелінген және жобаны инвестициялаудың тиімділігін көрсеттім.

## **Аннотация**

Дипломный проект выполнен на тему “Релейная защита подстанции 110/10 кВ”. Были выполнены следующие расчеты: расчет тока короткого замыкания, выбор основных электроприборов и шин на основании используемых токов. А также в данном проекте были выбраны принципиальная схема подстанции, силовые устройства и соединительные аппараты, вычислены для элементов совмещенной схемы постановки релейной защиты. Расчетная часть выполнена в формате А4 в объеме 100 листов в виде пояснительных комментариев.

Графическая часть подстанции в дипломном проекте выполнена в объеме 5 листов в формате А1.

## **Annotation**

The degree project is executed on the subject “Relay Protection of Substation of 110/10 kV”. The following calculations were performed : calculation of short-circuit current selection of major appliances and tires used on the basis of currents. And in this project were selected schematic diagram substation , power devices and the connecting devices, calculated for the elements combined statement relaying scheme . The estimated portion is in A4 format in a volume of 100 sheets in the form of explanatory comment.

## 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 Қысқа тұйықталу тоқтары	12
1.4 Жабдықтар мен коммутациялық аппараттарды таңдау	13
2 Трансформатордың қорғаныстары	31
2.1 Қосалқы стансадағы трансформатор	31
2.2 RET 670 дифференциалды қорғаныстардың функциялау принциптары	31
2.3 Трансформатордың дифференциалдық қорғанысын есептеу	37
2.4 АВВ фирмасы RET 670 типінің параметрі	38
3 Трансформатордың резервті қорғанысы	39
3.1 REF 615 қорғанысы	39
3.2 Максимал тоқ қорғанысыны(МТҚ)	40
3.3 Асқын жүктемеден қорғау	43
3.4 АВВ фирмасы REF 615 типінің параметрленуі	43
4 Трансформаторлардың газдық қорғанысы	44
4.1 Газдық қорғаныстың жұмыс істеу принципі	44
5 Желі қорғанысы	50
5.1 Желінің қорғанысы	50
5.2 110 кВ желі қорғанысы	50
5.3 Дистанционды қорғаныс	50
5.4 АВВ фирмасы REL 670 типінің параметрленуі	59
5.5 Төрт сатылы нөл реттік тоқ қорғанысын (НРТҚ) есептеу	59
5.6 АВВ фирмасы REL 670 типінің параметрленуі	67
6 Тіршілік қауіпсіздігі	68
6.1 Еңбек шарттарын талдау	68
6.2 Есептеулер бөлменің вентиляция жүйесін есептеу	70
7 Экономикалық бөлім	77
7.1 Жалпы бөлім	77
7.2 Энергетикалық нысанның техника-экономикалық көрсеткіштерін есептеу	78
Қорытынды	85
Қолданылған әдебиеттер тізімі	86
А қосымшасы	87

## Кіріспе

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.

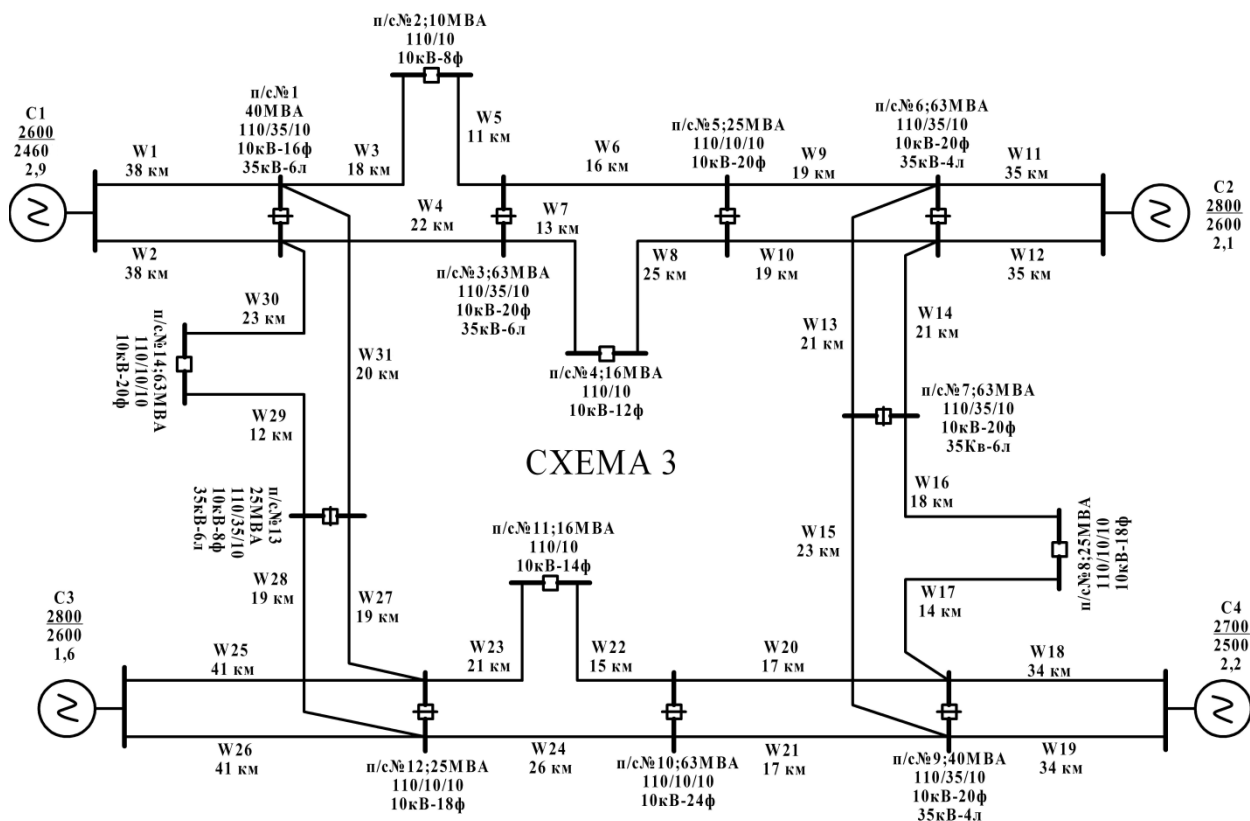
Оны орындайтын релелік қорғаныс болып табылады. Ол энергожүйенің барлық элементтерінің қалпын үздіксіз бақылап, пайда болған зақымдану мен қалыпсыз режимдерге жылдам әрекет етіп отырады.

Бұл бітіру жұмысында «110/10 кВ 2х16 МВА қосалқы стансаның релелік қорғанысы» қарастырылған. Қосалқы стансада орнатылатын негізгі электр жабдықтары: ажыратқыштар, айырғыштар, асқын кернеуді шектеуіштер, ток және кернеу трансформаторлары, шиналар таңдалды. Сонымен қатар қосалқы стансаға қазіргі заман талаптарына сай Siemens, Mitsubishi Electric секілді фирмаларың жабдықтарын таңдап, соның негізінде релелік қорғаныс есептеулерін келтірілді.

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 Стансаның бас электрлік сұлбасы



Сурет 1.1- Стансаның бас электрлік сұлбасы

Қосалқы станса №4. Екі орамды 110/10 трансформатор, номинал қуаты 2x16, 10 кВ-12 ф. Қорғалатын желі W8.

Бітіру жұмысына бастапқы берілгендері:

С-1 қорек жүйесі:  $S_{кз\ max} = 2600\ \text{MVA}$ ;  $S_{кз\ min} = 2460\ \text{MVA}$ ;  $U_{\sigma} = 115\ \text{kV}$ ;

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

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

С-4 қорек жүйесі:  $S_{кз\ max} = 2700\ \text{MVA}$ ;  $S_{кз\ min} = 2500\ \text{MVA}$ .

Трансформаторлардың параметрлері:

Үш орамды трансформатор (қосалқы станса №6, №3, №7) (Т1, Т2): ТДТН - 63/110/35/10,  $S_{ном} = 63\ \text{MVA}$ ;  $U_{BH} = 115\ \text{kV}$ ;  $U_{CH} = 38,5\ \text{kV}$ ;  $U_{HH} = 11\ \text{kV}$

$\Delta U_{pez} = \pm 16\%$

1.1 кесте – Трансформатор орамдарының қ.т. кернеуі

BH-HH			CH-HH			BH-CH		
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 №1) : 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  $\Delta U_{\text{рег}} = \pm 16\%$

### 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 №4): ТДН-16/110/10, $S_{\text{НОМ}}=16$ МВА; $U_{\text{ВН}}=115$ кВ; $U_{\text{СН}}=11$ кВ; $U_{\text{НН}}=11$ кВ; $\Delta U_{\text{рег}} = \pm 16\%$  ; $U_{\text{КМИН}}=9,8\%$ ; $U_{\text{КМАКС}}=11,71\%$

Трансформатор (қосалқы станса №14):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; $\Delta U_{\text{рег}} = \pm 16\%$  ; $U_{\text{КМИН}}=10,84\%$ ; $U_{\text{КМАКС}}=11,9\%$

Желі параметрлері 1.3-кестеде көрсетілген.

### 1.2 Жүйе элементтерінің кедергілерін анықтау

Желілердің кедергілері келесі формуламен анықталады:

$$X = x_{\text{менш}} \cdot L \cdot \frac{U_{\text{б}}^2}{U_{\text{орт}}^2}, \text{ Ом} \quad (1.1)$$

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	КЖ ұзындығы, км	Худ, Ом/км	Желі кедергісі, Ом
1	2	3	4
1	38	0,4	15,2
2	38	0,4	15,2
3	18	0,4	7,2
4	22	0,4	8,8
5	11	0,4	4,4
6	16	0,4	6,4
7	13	0,4	5,2
8	25	0,4	10

1.3 кестенің жалғасы

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

Екі орамды трансформатордың кедергісі келесі формуламен анықталады:

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

$$X_{mpBH} = \frac{1,75 \cdot U_{k\%}}{100} \cdot \frac{U_{opt}^2}{S_{ном\ mp}} ; \quad (1.3)$$

$$X_{mpHH} = \frac{0,125 \cdot U_{k\%}}{100} \cdot \frac{U_{opt}^2}{S_{ном\ mp}} . \quad (1.4)$$

Үш орамды трансформатордың 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

№ Қ С	Типі	X <sub>vmax</sub>	X <sub>стmax</sub>	X <sub>нmax</sub>	X <sub>вмі п</sub>	X <sub>смі п</sub>	X <sub>нмі п</sub>
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
1	ТДТН- 40/110/35/10	40,25	0	23,52	33,16	0	23,17

1.5 кесте - Екі орамды трансформаторлар кедергілері

№ҚС	Типі	X <sub>тmax</sub> , Ом	X <sub>тmin</sub> , Ом
4	ТДН-16000/110/10	96,8	81
5	ТРДН-25000/110/10/10	112,36	94,345
14	ТРДЦН-63000/110/10/10	45,27	41,24

Жүйе кедергілері келесідей анықталады:

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

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

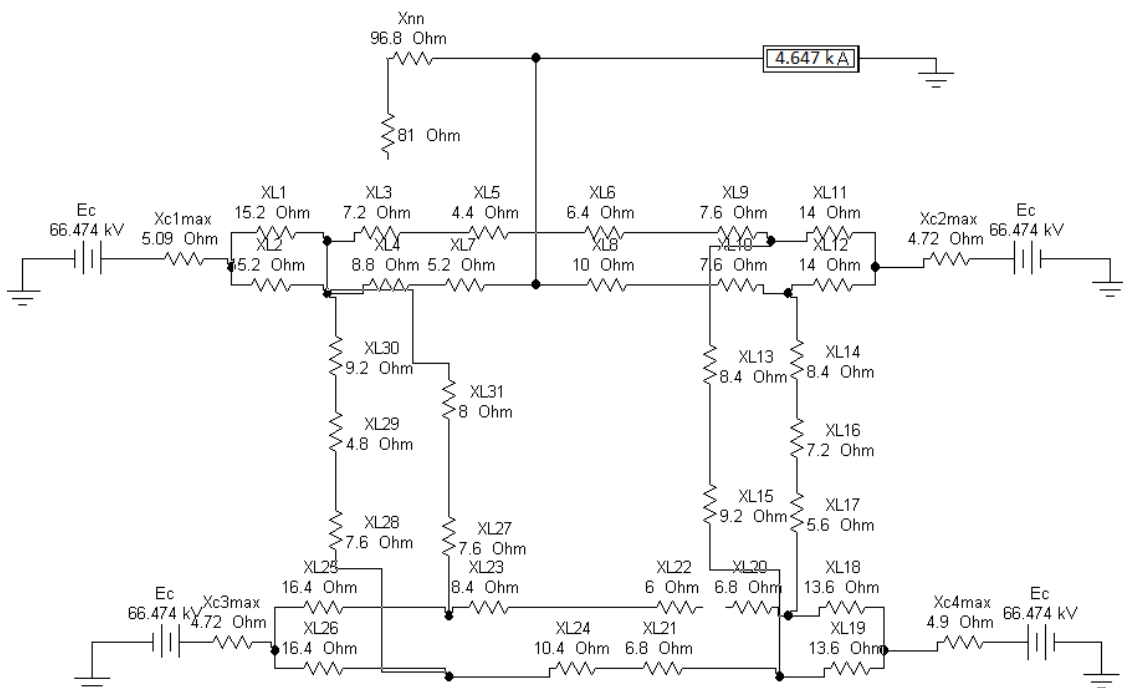
$$E_{2ж} = \frac{E_{*(ном)} U_{\delta}}{\sqrt{3}}. \quad (1.10)$$

1.6 кесте - Максимал және минимал режимдегі жүйе кедергілері мен фазалық кернеуліктері:

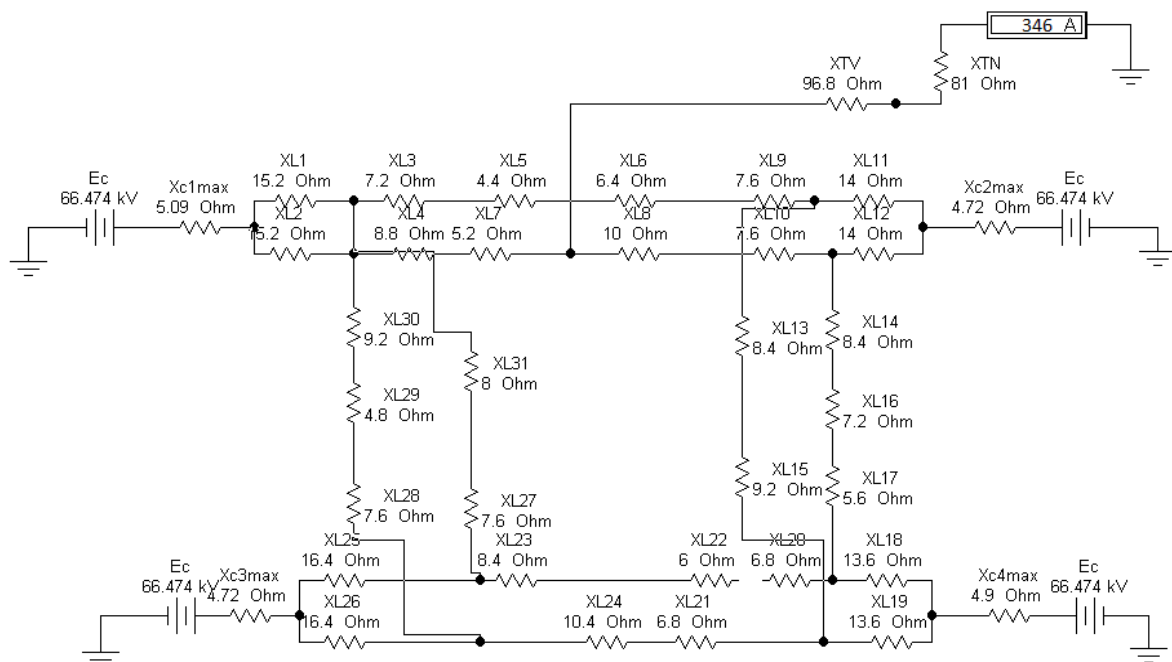
Жүйе №	$U_{орт} = U_б, \text{кВ}$	$S_{қтmax}, \text{МВА}$	$S_{қтmin}, \text{МВА}$	$E_ж, \text{кВ}$	$X_{жmax}, \text{Ом}$	$X_{жmin}, \text{Ом}$
1	115	2600	2460	66,474	5,09	5,37
2	115	2800	2600	66,474	4,72	5,09
3	115	2800	2600	66,474	4,72	5,09
4	115	2700	2500	66,474	4,9	5,29

### 1.3 Қысқа тұйықталу тоқтары

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



Сурет 1.2 - Электр сұлбаның максимал режиміндегі 110кВ-тағы ҚТ тоғы



Сурет 1.3 - Электр сұлбаның максимал 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*

$$U_{ном} \geq U_{сети.ном};$$

$$I_{ном} \geq I_{ном.расч};$$

$$k_n \cdot I_{ном} \geq I_{продрасч} = I_{раб.нб},$$

мұндағы  $U_{ном}$  – ажыратқыштың номинал кернеуі;

$U_{сети.ном}$  – желінің номинал кернеуі;

$I_{ном}$  – ажыратқыштың номинал тоғы;

$I_{ном.расч}$  – номинал режимдегі есептік ток;

$k_n$  – ажыратқыштың мүмкін болатын жүктеменің нормаланған коэффициенті;

$I_{продрасч}$  – ағымдық режимдегі есептелетін ток.

Осыдан кейін ажыратқыштың өшіру қабілеті мына шарт бойынша тексеріледі.

$$I_{вкл} \geq I_{П.О};$$

$$i_{вкл} \geq i_{y\delta} = k_{y\delta} \cdot I_{П.О} \cdot \sqrt{2},$$

Содан соң өшірілудің симметриялық тоғы тексеріледі:  $I_{откл.ном} \geq I_{П.т}$ ,

ҚТ-ң аperiodты құраушы тоғының мүмкін болу ажыратылуы келесі қатынаспен анықталады:  $i_{a.ном} \geq i_{a.т}$ ;

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

мұндағы  $i_{a.ном}$  – ажыратылудың аperiodты құраушы тоғының номинал мәні;

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

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

Егер  $I_{откл.ном} \geq I_{П.т}$ , ал  $i_{a.ном} < i_{a.т}$  болса, онда толық токтардың шартты мәндерін салыстыру керек.

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

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

$$\tau = t_{CB} + t_{3min};$$

$$t_{откл} = t_{P3} + t_{с.в.отк}$$

Ажыратқыштың электродинамикалық тұрақтылығы ҚТ-ң шектік өтпе тоғымен тексеріледі:

$$I_{np.cкв} \geq I_{П.0};$$

$$i_{np.cкв} \geq i_{y\partial},$$

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

$i_{np.cкв}$  – шектік өтпе тоғының ең шыңы.

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

$$I_P = \frac{S_{mp}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (1.11)$$

$$I_P = \frac{2 \cdot 16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 167,95 A.$$

Шыққан мәнге карап мен 4 шетелдік компанияның ажыратқыштарын таңдауыма болады. Олар: “Siemens” 3AP1DT-145/ЕК, “Mitsubishi Electric” 100-SFMT-40E, “ABB” 121PM40-20B және “ТавридаЭлектрик” ВВ/TEL. Осылардың ішінен мен “ABB” маркасының 121PM40-20B типті элегазды ажыратқышын таңдадым. Өйткені, бұл компания өндіретін ажыратқыштар ұзақ мерзімді

уақытқа,сонымен қатар кез-келген климаттық құбылыстарға өте төзімді әрі шыдамды . “АВВ” серіппелі жетек механизмдерін үлкен сенімділікті қамтамасыз ету барысында ұзақ жылғы тәжірибеге ие. Осы артықшылығына байланысты мен “АВВ” фирмасының өнімін таңдадым және болашақта басқа да электржабдықтарды осы компанияның өнімдерінен таңдайтын боламын.Және бұл ажыратқыштың номиналды мәндері менің апаттық режимдегі есептік мәндерінен екі есе үлкен. Ажыратқыштың параметрлері 1.7-ші кестеде көрсетілген.[Ә7,2б.]

1.7 кесте – Ажыратқыштың параметрлері

Атауы	121PM40-20B
Номинал кернеу, кВ	121
Номинал ток, А	2000
Қ.т. кезіндегі номинал ажырату тогы, кА	40
Номинал қосу тогы, кА	100
Термиялық тұрақтылық тогы, кА	40
Қ.т. номинал ұзақтығы, с	3
Өшіру уақыты, с	0,057
Апериодты құр.нормаланған бөлігі, %	20

Сөндірудің есептік уақыты :  $\tau = 0,01 + t_{c.в.откл} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.}$

ҚТ соққы тоғы:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{K3} ; \quad (1.12)$$

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

$I_{K3} = 7,495 \text{ кА}$  – ЖК жағындағы үшфазалы ҚТ тоғы.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4.647 = 11.829 \text{ кА};$$

$$I_{K3} = 4.647 \text{ кА}; \quad T_a = 0,06 \text{ с};$$

$$i_{aт.вн} = \sqrt{2} \cdot I_{K3} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} ; \quad (1.13)$$

$$i_{aт.вн} = \sqrt{2} \cdot 4,467 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,06}} = 3,08 \text{ кА}.$$

$I_{отклном} \succ I_{кз.вн}$  болғандықтан, ажыратқышты сөндіру қабілетіне тексеру ҚТ толық тоғы бойынша жүзеге асады. Сөндірудің толық тоғы:



$$I_{п.т.вн} = I_{п.0.вн};$$

$$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА} > I_{кз.вн} = 4,467 \text{ кА};$$

$$i_{a,ном} \geq i_{a,t};$$

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл.ном}}{100}; \quad (1.14)$$

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

$t_{откл} = 0,135$ ,  $t_{тер} = 3$  с болғандықтан, жылулық тұрақтылыққа тексеру мына шартпен орындалады:

$$T_a = 0,06 \text{ с}; t_{откл} = 0,135 \text{ с}; \quad I_{кз} = 4,467 \text{ кА}; \quad I_{тер} = 40 \text{ кА};$$

$$B_k = I_{кз}^2 [t_{откл} + T_a]; \quad (1.15)$$

$$B_k = 4,467^2 \cdot [0,157 + 0,06] = 4,33 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k;$$

$$40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 4,33 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

1.8 кесте – “АВВ”121PM40-20В 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	167,95
$i_{дин}$ , кА	100	$i_{уд}$ , кА	11,829
$i_{a,ном}$ , кА	11,28	$i_{a,t}$ , кА	3,08
$I_{отк}$ , кА	40	$I_{кз}$ , кА	4,467
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ , кА <sup>2</sup> ·с	4800	$B$ , кА <sup>2</sup> ·с	4,33

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

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

*110 кВ шинадағы секциялық ажыратқышты таңдау.*

Желімен ағатын ток

)

$$I_p = \frac{16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 84,1 \text{ A.}$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = 1,4 \cdot I_p; \quad (1.16)$$

$$I_a = 1,4 \cdot 84,1 = 117,74 \text{ A.}$$

Осы мәнге қарап үш фирманың ажыратқыштарын таңдауға болады. Олар: “Siemens” 3AP1DT-145/EK, “Mitsubishi Electric” 100-SFMT-40E, “ABB” 121PM40-20B.

Осылардың ішінен “ABB” маркасының 121PM40-20В 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” 121PM40-20В типті элегазды ажыратқыштың параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$ , кВ	121	$U_{\text{уст.ном}}$ , кВ	110
$I_{\text{ном}}$ , А	2000	$I_{\text{раб.макс}}$ , А	167,95
$i_{\text{дин}}$ , кА	100	$i_{\text{уд}}$ , кА	11,829
$i_{\text{а.ном}}$ , кА	11,28	$i_{\text{а.т}}$ , кА	3,08
$I_{\text{отк}}$ , кА	40	$I_{\text{кз}}$ , кА	4,467
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$ , кА <sup>2</sup> ·с	4800	$B$ , кА <sup>2</sup> ·с	4,33

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:

$$I_p = \frac{16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 84,1 \text{ A.}$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = 2 \cdot I_p; \quad (1.17)$$

$$I_a = 2 \cdot 84,1 = 168,165 \text{ A.}$$

Осы мәнге қарап үш фирманың ажыратқыштарын тандауға болады. Олар: “Siemens” 3AP1DT-145/EK, “Mitsubishi Electric” 100-SFMT-40E, “ABB” 121PM40-20B.

Осылардың ішінен “ABB” маркасының 121PM40-20B 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.

1.10 кесте – “ABB” 121PM40-20B типті элегазды ажыратқыштың параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
1	2	3	4
$U_{\text{ном}}$ , кВ	121	$U_{\text{уст.ном}}$ , кВ	110
$I_{\text{ном}}$ , А	2000	$I_{\text{раб.макс}}$ , А	167,95
$i_{\text{дин}}$ , кА	100	$i_{\text{уд}}$ , кА	11,829
$i_{\text{а.ном}}$ , кА	11,28	$i_{\text{а.т}}$ , кА	3,08
$I_{\text{отк}}$ , кА	40	$I_{\text{кз}}$ , кА	4,467
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$ , кА <sup>2</sup> ·с	4800	$B$ , кА <sup>2</sup> ·с	4,33

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

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

*110 кВ шинадағы обходной ажыратқышты таңдау.*

Желімен ағатын ток:

$$I_p = \frac{16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 84,1 \text{ A.}$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = 2 \cdot 84,1 = 168,165 \text{ A.}$$

Осы мәнге қарап үш фирманың ажыратқыштарын тандауға болады. Олар: “Siemens” 3AP1DT-145/EK, “Mitsubishi Electric” 100-SFMT-40E, “ABB” 121PM40-20B.

Осылардың ішінен “ABB” маркасының 121PM40-20В 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 – “ABB” маркасының 121PM40-20В типті секциялық ажыратқыштың параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	121	$U_{\text{уст.НОМ}}$ , кВ	110
$I_{\text{НОМ}}$ , А	2000	$I_{\text{ав}}$ , А	167,95
$i_{\text{дин}}$ , кА	100	$i_{\text{уд}}$ , кА	11,829
$i_{\text{а.НОМ}}$ , кА	11,28	$i_{\text{а.т}}$ , кА	3,08
$I_{\text{отк}}$ , кА	40	$I_{\text{кз}}$ , кА	4,467
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$ , кА <sup>2</sup> ·с	4800	$B$ , кА <sup>2</sup> ·с	4,33

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:

$$I_p = \frac{16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 924,856 \text{ А.}$$

Шыққан мәнге қарап мына ажыратқыштарды таңдаса болады: “Siemens” 3АН5 135-2, “ABB” VD4 12, “Таврида Электрик” ВВ/TEL-10-20/1600 У2. Осы ажыратқыштардың ішінен мен “ABB” фирмасының VD4 12 типті вакуумды ажыратқыштарын таңдаймын. Себебі, бұл ажыратқыштар өте үлкен эксплуатациялық сенімділік пен ұзақ мерзімді шыдамдылыққа ие. Сонымен қатар оның жетегі өте төзімді және көп жөндеуді қажет етпейді. Бұл ажыратқыштың құрылысы өте ыңғайлы және қолайлы, жеңіл салмаққа ие. Ажыратқыш параметрі 1.12 –ші кестеде көрсетілген. [Ә5, 6б.]

1.12 кесте – Ажыратқыш параметрлері

Атауы	VD4 12
1	2

Номинал кернеу, кВ	10
1	2

1.12кестенің жалғасы

1	2
Номинал ток, А	2000
Қ.т. кезіндегі номинал ажырату тогы, кА	20
Номинал қосу тогы, кА	50
Термиялық тұрақтылық тогы, кА	20
Қ.т. номинал ұзақтығы, с	3
Өшіру уақыты, с	0,045
Апериодты құр.нормаланған бөлігі, %	30

ҚТ-ң соқтық тоғы:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{K3} ; \quad (1.18)$$

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

$I_{K3}=346A$  – ЖК жағындағы үшфазалы ҚТ тоғы.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 346 = 880,7 A .$$

$\tau = 0,01 + t_{C.E.откл} = 0,025$  с,  $t_{откл} = \tau$ ,  $\tau$  кезіндегі ҚТ тоғының апериодты құраушысы:

$$I_{K3}=346 A; \quad T_a= 0,06с;$$

$$i_{a\tau.нн} = \sqrt{2} \cdot I_{K3} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} ; \quad (1.19)$$

$$i_{a\tau.нн} = \sqrt{2} \cdot 346 \cdot e^{\frac{-0,025}{0,06}} = 321,25 A .$$

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

$$I_{п.т.вн}=I_{п.0.вн};$$

$$I_{откл.ном}=20 кА > I_{п.т.вн}= 346A;$$

$$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau} ;$$

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{отк.ном}}{100}; \quad (1.20)$$

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 45\% \cdot 20}{100} = 12,69 \text{ кА}. \quad (1.21)$$

$t_{откл}=0,115\text{с}$   $t_{тер}=3\text{ с}$  болғандықтан, жылулық тұрақтылыққа тексеру мына шартпен орындалады:

$$T_a = 0,06 \text{ с}; \quad t_{откл}=0,115\text{с}; \quad I_{кз}=346\text{А}; \quad I_{тер}:=20 \text{ кА};$$

$$B_k = I_{кз}^2 \cdot [t_{откл} + T_a]; \quad (1.22)$$

$$B_k = 346^2 \cdot [0,115 + 0,06] = 0,0209 \text{кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k;$$

$$20^2 \cdot 3 = 1200 \text{кА}^2 \cdot \text{с} > B_k = 0,0209 \text{кА}^2 \cdot \text{с}.$$

### 1.13 - “ABB” фирмасының VD4 12 типті вакуумды ажыратқыш параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}, \text{кВ}$	10	$U_{уст.ном}, \text{кВ}$	10
$I_{ном}, \text{А}$	2000	$I_{раб.мах}, \text{А}$	924,856
$i_{дин}, \text{кА}$	50	$i_{уд}, \text{А}$	891,599
$I_{ном.отк}, \text{кА}$	20	$I_{кз}, \text{А}$	351,3
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{кА}^2$	1200	$B, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	0,0253
$i_{a,ном}, \text{кА}$	8.46	$i_{a,t}, \text{А}$	197.293

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

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

*10 кВ шинадағы секциялық ажыратқышты таңдау.*

Желімен ағатын ток:

$$I_p = \frac{16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 924,856 \text{ А}.$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = I_p; \quad (1.23)$$

$$I_a = 924,856 \text{ A.}$$

Берілген мәнге қарап мына ажыратқыштарды таңдаса болады: “Siemens” 3AH5 135-2, “ABB” 15ADV20 AA3F2, “Таврида Электрик” ВВ/TEL-10-20/1600 У2.

Осылардың ішінен “ABB” VD4 12 типті 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.

#### 1.14 - “ABB” фирмасының VD4 12 типті вакуумды ажыратқыш параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$ , кВ	10	$U_{\text{уст.ном}}$ , кВ	10
$I_{\text{ном}}$ , А	2000	$I_{\text{раб.мах}}$ , А	924,856
$i_{\text{дин}}$ , кА	50	$i_{\text{уд}}$ , А	891,599
$I_{\text{ном.отк}}$ , кА	20	$I_{\text{кз}}$ , А	351,3
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$ , кА <sup>2</sup>	1200	$B$ , кА <sup>2</sup> ·с	0,0253
$i_{\text{а,ном}}$ , кА	8.46	$i_{\text{ат}}$ , А	197.293

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

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

*№4 қосалқы станцияның 10 кВ жағына 12 фидер жалғанған. Сол себепті желі қуаты келесідей анықталады:*

$$S_{\text{ж}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{(12)/2} = \frac{16}{6} = 2,66 \text{ МВА.}$$

Желімен ағатын ток:

$$I_p = \frac{S_{\text{ж}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{2,66 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 153,579 \text{ A.}$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = I_p;$$

$$I_a = 153,579 \text{ A.}$$

1.15 - “ABB” фирмасының VD4 12 типті вакуумды ажыратқыш параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}, кВ$	10	$U_{уст.ном}, кВ$	10
$I_{ном}, А$	2000	$I_{раб.мах}, А$	924,856
$i_{дин}, кА$	50	$i_{уд}, А$	891,599
$I_{ном.отк}, кА$	20	$I_{кз}, А$	351,3
$I_{тер}^2 * t_{тер}, кА^2 * с$	1200	$B, кА^2 * с$	0,0253
$i_{а,ном}, кА$	8.46	$i_{а,t}, А$	197.293

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:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети};$$

$$I_{ном} \geq I_{ном.расч};$$

$$K_{II} \cdot I_{ном} \geq I_{прод.расч} = I_{раб.н};$$

$$i_{дин} \geq i_{уд};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к} \text{ при } t_{откл} \geq t_{тер} \text{ и } I_{тер}^2 \cdot t_{откл} \geq B_{к} \text{ при } t_{откл} \leq t_{тер};$$

Әрбір кернеу сатысына сәйкес айырғыштарды таңдаймыз:

— 110 кВ жоғарғы кернеуге РНДЗ-1-110/1000У1 типті;

1.16 – кесте. 110 кВ жоғарғы кернеуге РНДЗ-1-110/1000У1 типті

Айырғыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}, кВ$	110	$U_{уст.ном}, кВ$	110
$I_{ном}, А$	1000	$I_{раб.мах}, А$	331,05
$i_{дин}, кА$	80	$i_{уд}, кА$	13,491
$I_{тер}^2 * t_{тер}, кА^2$	992,25	$B, кА^2 \cdot с$	3,505

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 ОПН-II-110/70 УХЛ1;



Төменгі жағында ОПН-II-10 УХЛ1.

Ток трансформаторларын таңдау

Келесі шарттар бойынша ток трансформаторларын таңдаймыз:

$$U_{ном} \geq U_{сети.ном};$$

$$I_{ном} \geq I_{норм.расч};$$

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

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

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

$$Z_{2ном} \geq Z_{2расч},$$

мұндағы  $k_{дин}$  және  $k_{мер}$  – термиялық және динамикалық тұрақтылыққа сәйкес біркелкілік тогы;  $Z_{2ном}$  – ТТ-ның екіншілік тізбегіндегі номинал кедергісі, берілген дәлділік классына сәйкес жұмыспен қамтамасыз етеді, Ом;  $Z_{2расч}$  - екіншілік тізбектің есептік кедергісі, Ом.

ТТ дәлдік классын тағайындалуына сәйкес таңдалады. Егер ТТ-на электр энергиясының есептемелік счетчиктер орнатылса, онда оның дәлдік классы 0,5-тен кем болмау керек. Ал тек 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 :  $I_{2ном} = 5A$ ;

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

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 ( $p=0,028$  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:

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

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

$Z_{\text{пров}} \approx r_{\text{пров}}$  теңсіздігін тексерсек, онда сымның рұқсат етілген қимасы төмендегі өрнектен кем болмау керек, мм<sup>2</sup>,

$$S = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}, \quad (1.24)$$

мұндағы  $\rho$  – сымның материалының меншікті кедергісі;  $L_{\text{расч}}$  - ТТ –ның қосылу сұлбасына тәуелді сымның есептік ұзындығы.

*110 кВ жағында ТТ-н таңдау:*

Мұнда мен Санағыш Меркурий 231АТ санағышын таңдадым. Өйткені оның параметрі маған берілген шарттарға сәйкес келеді. Санағыш параметрлері 1.17-ші кестеде көрсетілген. [Ә24, 1 б.]

1.17 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	231АТ	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:

$$R_{2\text{ном.}} = 1,2 \text{ Ом}; \quad (1.25)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{0,6}{25} = 0,024; \quad (1.26)$$

$$R_{\text{пров}} = R_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конт.}}; \quad (1.27)$$

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

Мысты өзекшесі бар біріктірілетін сымның ұзындығын  $L_{mp} = 78$  метр деп қабылдап, екі фазаға ТТ орналасуын ескеріп, олардың қимасын анықтаймыз:

$$S = \frac{\rho \cdot L_{расч}}{R_{пров}}; \quad (1.28)$$

$$S = \frac{0,028 \cdot 78}{1,126} = 2,1 \text{ мм}^2.$$

2,5 мм<sup>2</sup> қимасымен КРВГ маркалы бақылау кабелін таңдаймыз. Осы мәндерге карап жүк 123а abb типті ТТ таңдаймыз. ТТ параметрі 1.18-ші кестеде көрсетілген. [Ә24, 1 б.]

1.18 кесте – жүк 123а abb

ТТ параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{НОМ}, \text{кВ}$	110	$U_{уст.НОМ}, \text{кВ}$	110
$I_{НОМ}, \text{А}$	400	$I_{раб.маx}, \text{А}$	168,165
$I_{СКВ}, \text{кА}$	62	$i_{уд}, \text{кА}$	14,748
$I_{тер}^2 \cdot I_{тер2}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	432	$B_{к}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	7,327

10 кВ жағында ТТ-н таңдау:

Мұнда мен Санағыш Меркурий 231АТ таңдадым. Өйткені оның параметрі маған берілген шарттарға сәйкес келеді. Санағыш параметрлері 1.19-ші кестеде көрсетілген. [Ә24, 1 б.]

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	231АТ	0,1	0,1	0,1
Барлығы		0,6	0,6	0,6

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

$$S_{приб} = 0,6 \text{ ВА}; I_2 = 5 \text{ А};$$

$$S_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}; \quad (1.29)$$

$$R_{приб} = 0,104 \text{ Ом}.$$

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

$$\begin{aligned} R_{2ном} &= 0,6 \text{ Ом}; R_{конт} = 0,05 \text{ Ом}; \\ R_{пров} &= R_{2ном} - R_{приб} - R_{конт}; \end{aligned} \quad (1.30)$$

$$R_{пров} = 0,646 \text{ Ом}.$$

Мыс өзекшесі бар біріктірілетін сымның ұзындығын  $L_{тр}=5$  метр деп қабылдап, екі фазаға ТТ орналасуын ескеріп, олардың қимасын анықтаймыз (ТТ мен құралдың жалғануы- жұлдызша):

$$L_{расч} = L_{тр} = 5\text{м}; \quad (1.31)$$

$$S = \frac{\rho \cdot L_{расч}}{R_{пров}} = 0,27 \text{ мм}^2.$$

Табылған қима бойынша  $2,5 \text{ мм}^2$  қималы КРВГ маркалы бақылау кабелін таңдаймыз. Осы мәндерге карап АВВ ВВ103 типті ТТ таңдаймыз. ТТ параметрі 1.20-шы кестеде көрсетілген. [Ә24, 1 б.]

1.20кесте – АВВ ВВ103 параметрлері

ТТ параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}, \text{кВ}$	10	$U_{уст.ном}, \text{кВ}$	10
$I_{ном}, \text{А}$	4000	$I_{раб.мах}, \text{А}$	924,856
$I_{скв}, \text{кА}$	100	$i_{уд}, \text{А}$	891,599
$I_{тер}^2 \cdot I_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	3675	$B_{к}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	0,0209

*Кернеулік трансформаторларды (КТ) таңдау*

Келесі шарттар бойынша таңдалады:

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

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

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

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

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.

Счетчикті мен трансформатор кірісіне, секциондық және айналып өту жеріне орнатамын. Трансформатор жоғары жағына жалғанған желілер саны 1, сонын әрқайсысына счетчик орнатамын. Сонда жоғары жағына толық 4 счетчик орнатамын.

Мен санағыш ретінде Меркурий компаниясының 231 АТ санағышын таңдадым. Өйткені бұл санағыш параметрлері тиімді болып келеді. КТ параметрі 1.21-ші кестеде көрсетілген.[Ә24, 1 б.]

#### 1.21кесте – Есептегіш құралдар

Құрал	Құрал түрі	$P_{\text{общ.}}$ Вт	$Q_{\Sigma}$ вар
2V	Ц-301/1	3	-
Счетчик Меркурий	231АТ	$0,5 \times 4$	$7,5 \times 4$
Барлығы		5	6

Есептік екіншілік жүктеме:

$$S_{2p} = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad (1.32)$$

$$S_{2p} = \sqrt{5^2 + 6^2} = 7,8 \text{ ВА}$$

*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  $400 \text{ В} \cdot \text{А}$  құрайды, ол есептік жүктемеден неғұрлым жоғары.

*10 кВ шинада КТ*

Санағышты мен трансформатор кірісіне және секциондық жеріне орнатамын. Трансформатор жоғары төменгі жалғанған желілер саны 7, сонын әрқайсысына счетчик орнатамын. Сонда төменгі жағына толық 9 счетчик

орнатамын. Мен санағыш ретінде Меркурий компаниясының 231 АТ санағышын таңдадым. Өйткені бұл санағыш параметрлері тиімді болып келеді. КТ параметрі 1.22-ші кестеде көрсетілген.

1.22 кесте - Есептегіш құралдар

Құрал	Құрал түрі	$P_{\text{общ.}}$ Вт	$Q_{\text{с.}}$ вар
Вольтметр	Ц-301/1	3	-
Счетчик Меркурий	231АТ	0,5×9	7,5×9
Барлығы		7,5	13,5

Есептік екіншілік жүктеме:

$$S_{2p} = \sqrt{P^2 + Q^2} ; \quad (1.33)$$

$$S_{2p} = \sqrt{7,5^2 + 13,5^2} = 15,44 \text{ ВА} .$$

$$S_{\text{ном}} \geq S_{2\text{расч}}$$

10 кВ шинада TDC4 АВВ типті КТ таңдаймыз. КТ-на қосылатын құралдар.

- вольтметр тіркеуші
- есептік счетчик

0,5 класс дәлдігінде номиналды екіншілік жүктемесі 50 ВА құрайды, ол есептік жүктемеден неғұрлым жоғары.

## 2 Трансформатордың қорғаныстары

### 2.1 Қосалқы стансадағы трансформатор

Қарастырып отырған менің қосалқы стансамда 2 трансформатор орналасқан. ТДН-16000/110/10 типті екіорамды трансформатор қуаты 2x16 МВА. Мен “ABB” фирмасының терминалдарын қосалқы стансамдағы трансформаторларды қорғау үшін қолданамын. RET 670 дифференциалды қорғанысы кернеудің деңгейлерінің трансформаторларындағы қысқа тұйықталудан қорғайтын жылдам және селективті қорғаныс болып табылады.

#### *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.

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 «өртеуі».

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 ноль ретті тоқтық қорғаныс;

сыртқы ҚТ қорғайтын бағытталған кері ретті тоқ қорғанысы және үшфазды ҚТ қорғайтын кернеу түсумен максималды тоқ қорғанысы.

## 2.2 RET 670 дифференциалды қорғаныстардың функциялау принциптары және негізгі сипаттамалары

### *Қолданылуы*

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.

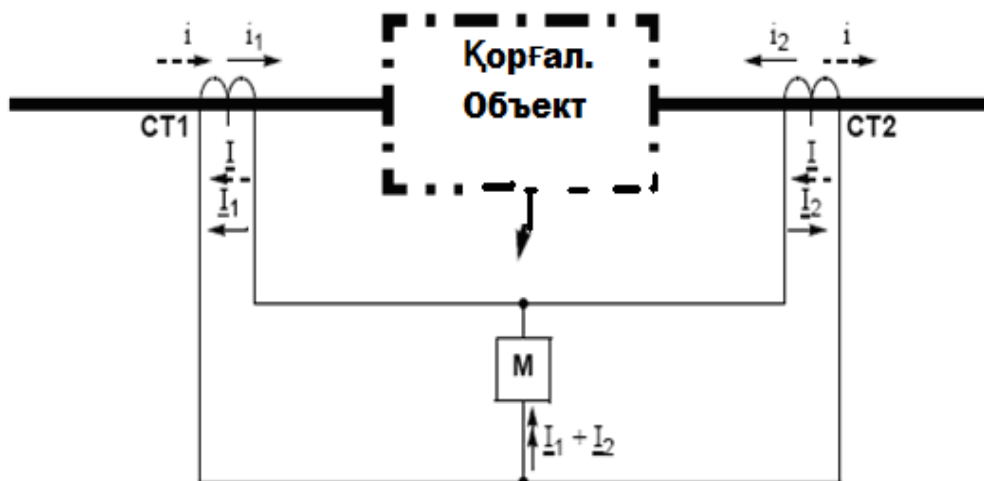
Бейтараптың жермен тұйықталу шарттары қолданушының талабы бойынша бейімделеді, олар есептеулер алгоритмінде автоматты түрде есепке алынады. Бейтарабы жерге тұйықталған трансформаторды қорғаған кезде бейтарап пен жер арасында ағатын тоқ өзгертіліп, жерге тұйықталудан қорғайтын жоғары жиілікті қорғаныста 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.

### *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.





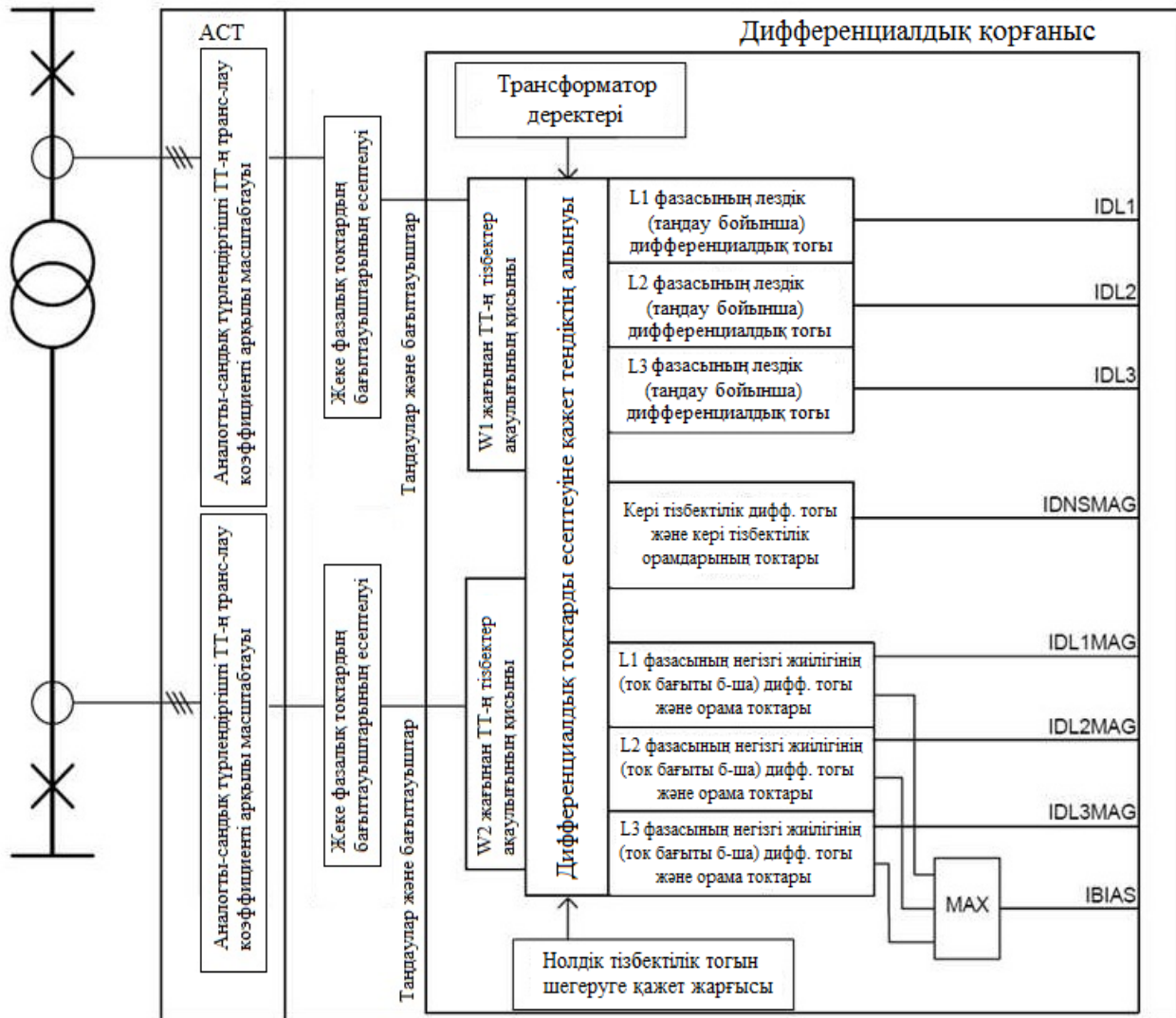
Сурет 2.1– Екі жақты аймақ үшін дифференциалды қорғаныстың әрекетінің негізгі принципі

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 тоқтың ағуын қамтамасыз ететін сыртқы зақымдалу пайда болғандағы тежеу тоғы, қанығу кезіндегі СТ1 және СТ2 ток трансформаторларының магнитті сипаттамаларындағы айырмашылық М өлшеуіш элементі арқылы үлкен тоқтың ағуын тудыруы мүмкін

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 токтары, сонымен қатар орамдардың қосылу схемалары (толығырақ «Уставки» кестесінде).

Дифференциалды қорғаныс токтарды салыстыруға негізделген. Яғни қалыпты жұмыс кезінде қорғалынатын объектінің екі жартылары бойынша бірдей ток ағады.



en06000544.vsd

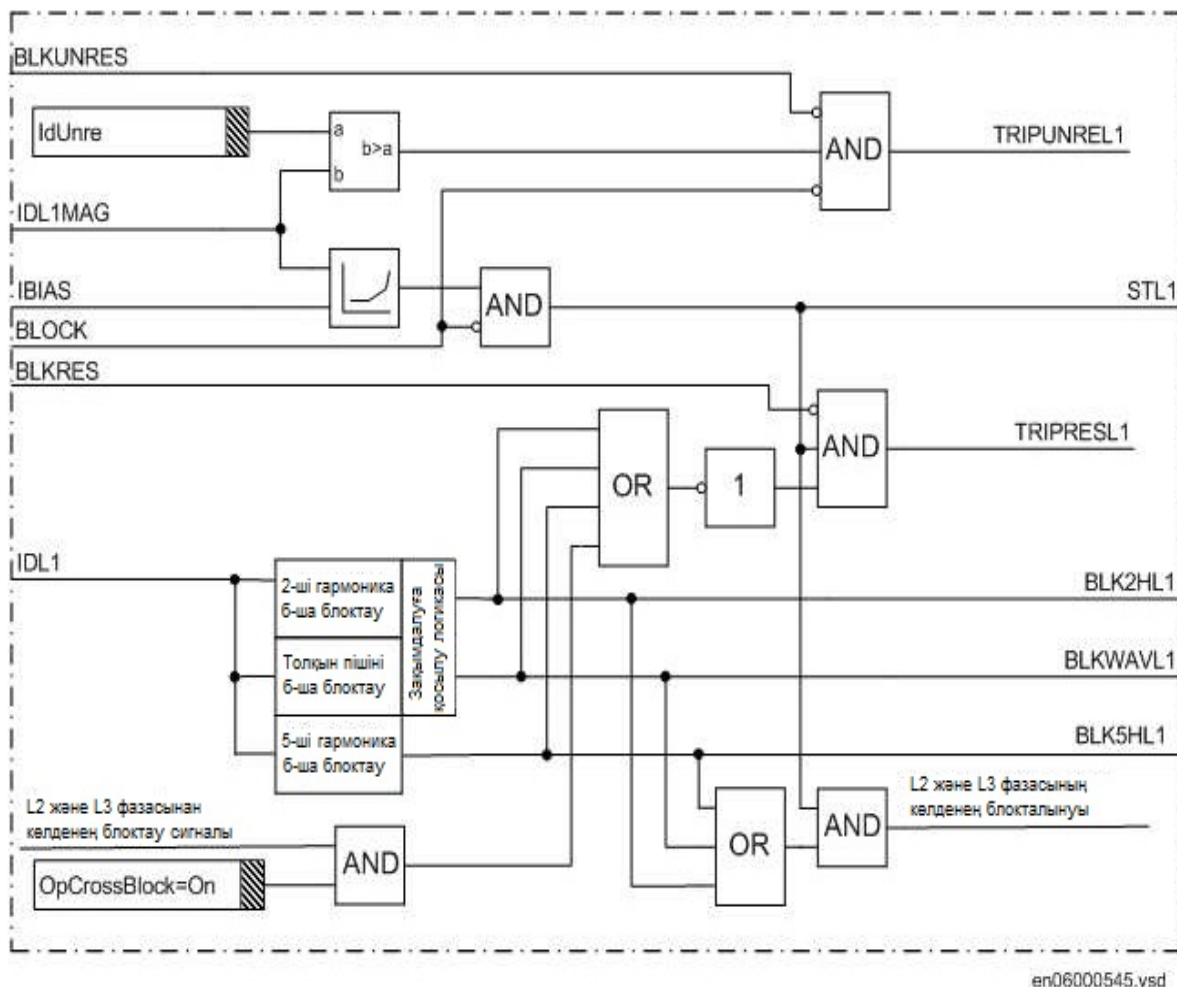
Сурет 2.2 – Трансформатордың дифференциалды қорғанысының өлшенген токтарын өңдеу

### Гармоникті тежеу

Жүктелген трансформаторды және шунттайтын реакторларды кернеудегі шинаға қосқан кезде үлкен магниттелу тоғы пайда болуы мүмкін (тоқ секіруі). Бұл тоқ секірулері бір соңнан қорек кезіндегі зақымдалу сияқты дифференциалды шамаларды тудырады. Кернеуді арттырғанда немесе жиілікті төмендеткендегі магниттелу тоқтарынан пайда болатын дифференциалды шамалар, трансформаторды параллель жұмысқа қосқанда немесе күштік трансформаторды артық секіру тоғының шамасы қысқа тұйықталу кезінде болмайтын екіншілік гармониктің құраушыларымен сипатталады. Егер екінші гармониктің құраушысы таңдалынған шеттік шамадан артық болса, онда дифференциалды сатыға тиым салынады. Тиым салуды іске асыру үшін екінші гармониктен басқа гармониктер таңдалынуы мүмкін, мысалы үшінші немесе

бесінші трансформатордың темірінің артық қоздырылуы тақ гармониктердің болуымен сипатталады. Түрлендіргіш трансформаторда ішкі зақымдалу кезінде тақ гармониктер болмайды. Санды сүзбелер дифференциалды тоқтардың Фурье талдауын қамтамасыз ету үшін пайдаланады.

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



Сурет 2.3 – Трансформатордың L1

фазасының дифференциалды қорғанысының ықшамдалған логикалық сұлбасы

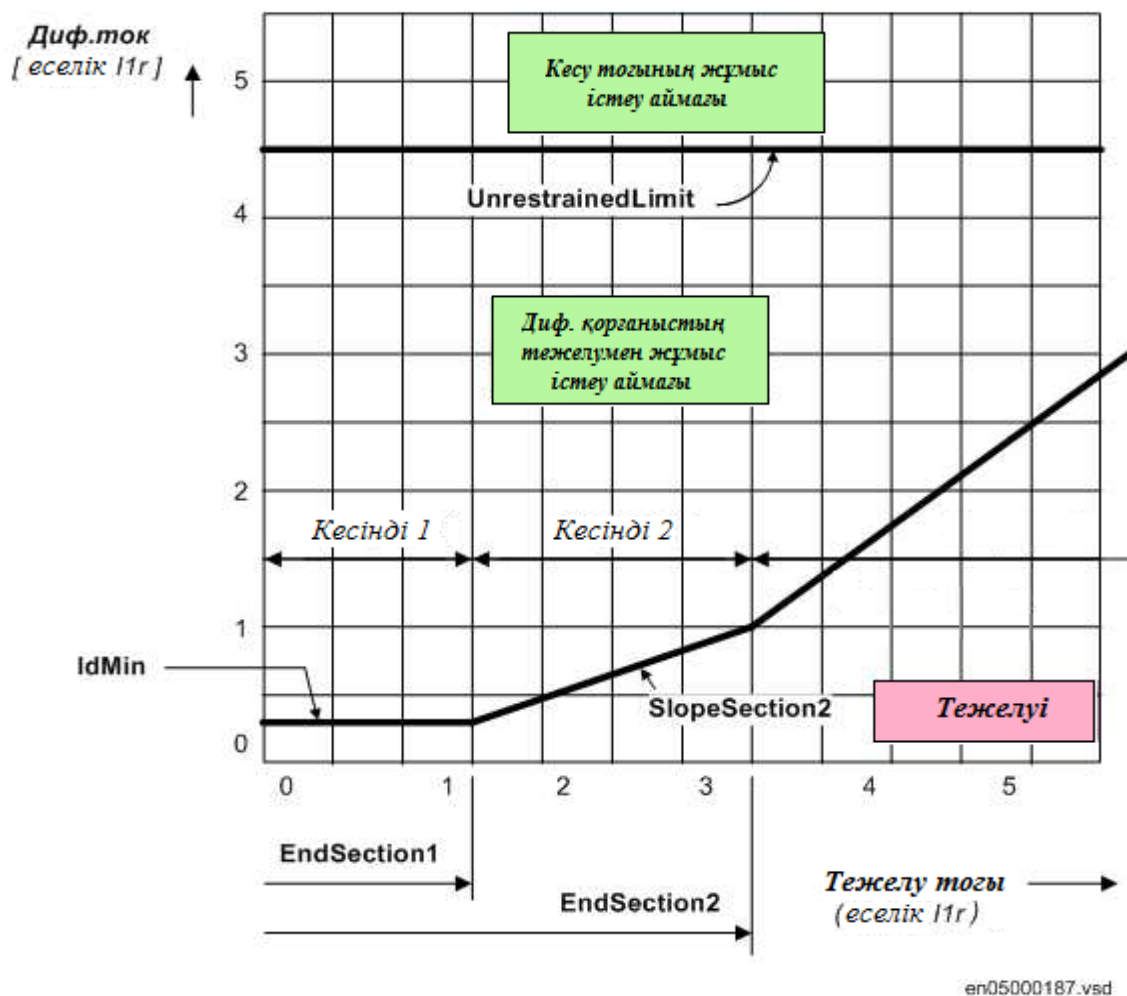
Ықшамдалған функционалды сұлба (2.3-сурет) дифференциалды үзіндіні (IdUnre) және тежеуіші бар сезімтал мүшені қосады. Дифференциалды үзіндінің (ДҮ) қызметі дифференциалды токтың негізгі гармоникасына базаланады. ДҮ қолдану үлкен еселі ҚТ тоғы кездесетін қорғалатын аймақта PDIF, 87Т-ның тезәрекеттік және 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.



Сурет 2.4 – Тежелу сипаттамасы

Тежеуішті тоқ барлық үш фаза үшін де бірдей болып табылады.

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

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

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

Дифференциалды ток екі әдіспен есептеледі:

- а) тез есептік мәндерінің (отсчетов) қосындысы ретінде;  
 б) қорғаныс трансформаторының барлық жағы үшін есептік токтарының кешендерінің қосындысы ретінде;

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

### 2.3 Трансформатордың дифференциалдық қорғанысының есептелуі

Трансформатордың параметрлері ТДН-16000/110/10.

$S=63000$  кВА;  $U_{\text{НОМ ВН}}=110$  кВ;  $U_{\text{НОМ НН}}=10$  кВ; РПН:  $\pm 9 \times 1,78\%$ .

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

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  $k_n=0,2$ .

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

$$I_{\text{НОМ}} = 63 / (\sqrt{3} \cdot 110) = 84,1 \text{ А};$$

$$I_{\text{CP}} \geq 0,2 \cdot 84,1 = 16,82 \text{ А}.$$

Шыққан мәнді жуықтаймыз ( $I_d >$ ) = 17 А.

Екінші бөліктің параметрлерін таңдау

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

$$I_{\text{раб.макс.}} = 2 \cdot 84,1 = 168,2;$$

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

$$I_{\text{нб.расч1.}} = 1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 168,2 + 0,16 \cdot 168,2 = 35,3 \text{ А};$$

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

$$I_{\text{торм.макс1}} = 0,5 \cdot (168,2 + 168,2) = 168,2 \text{ А};$$

$$m1 = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб.расч1} - I_{ср.}}{I_{торм.макс} - 0.5 \cdot I_{ср.}}; \quad (2.6)$$

$$m1 = \frac{1,5 \cdot 35,3 - 17}{168,2 - 0,5 \cdot 17} = 0,225.$$

Жуықтап алатын болсақ  $m1=0,23$ .

Үшінші бөліктің параметрлерін таңдау

$$I_{кз.макс} = 5,811 \text{ А.}$$

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

$$I_{нб.расч.2} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 5811 + 0,16 \cdot 5811 = 1510,86 \text{ А};$$

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

$$I_{торм.макс2} = 0,5 \cdot (5811 + 5811) = 5811 \text{ А};$$

$$m2 = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб.расч2} - I_{ср.} \cdot (1 - 0.5 \cdot m1) - I_{торм.макс1} \cdot m1}{I_{торм.макс2} - I_{торм.макс1}}; \quad (2.9)$$

$$m2 = \frac{1,5 \cdot 1510,86 - 17 \cdot (1 - 0,5 \cdot 0,23) - 168,2 \cdot 0,23}{5811 - 168,2} = 0,392.$$

Жуықтап алатын болсақ  $m2=0,4$ .

## 2.4 АВВ фирмасы RET 670 типінің параметрленуі

Параметрлену арнайы РСМ 600 программасы арқылы жүзеге асады. Жобаның құрылымын компьютерлік баңдарламада құрып аламыз. Параметрлену арнайы РСМ 600 программасы арқылы жүзеге асады. Проекттің құрамының сұлбасы Қосымша А, сурет А20 көрсетілген.

REF 615PННPTOC1 типінің параметрлері Қосымша А, кесте А1 көрсетілген.

## 3 Трансформаторлардың резервті қорғанысы

### 3.1 REF 615 қорғанысы

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

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

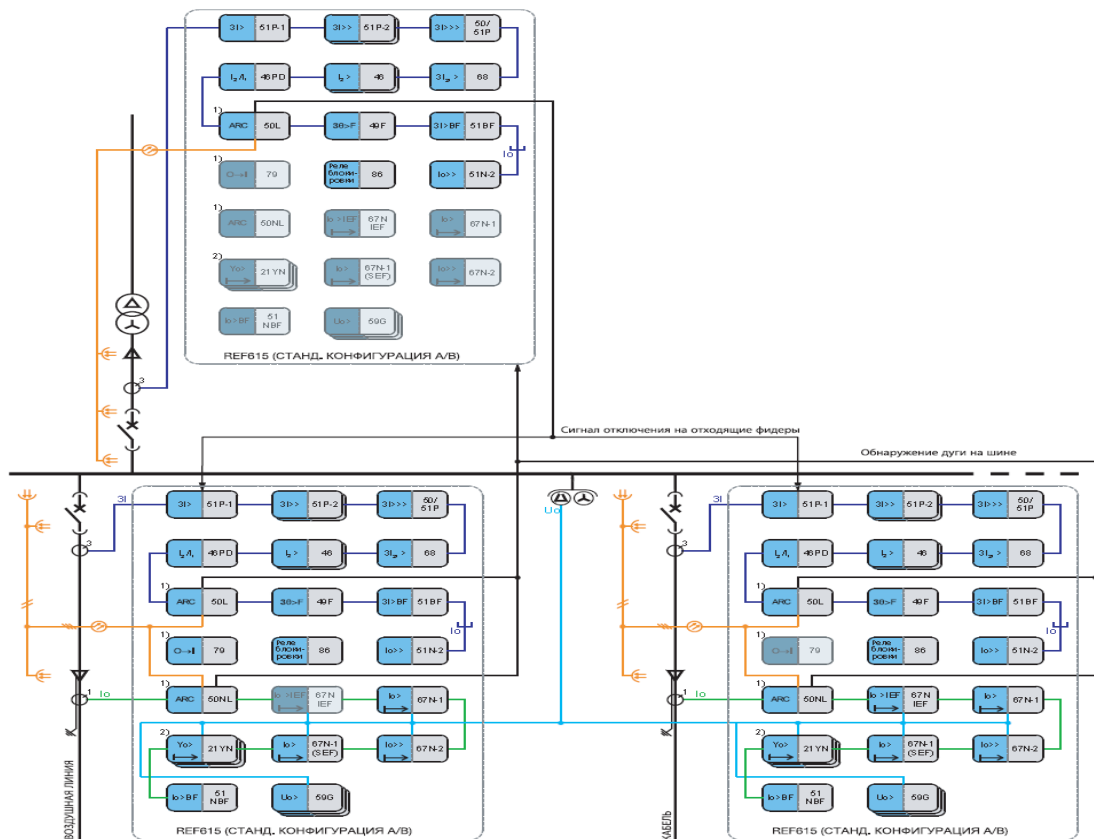
Стандартты конфигурацияда С мен D бағытталмаған жерге тұйықталу қорғанысын көрсетеді. Ол да А мен В сияқты қолданыстарға ие.

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

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

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

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



Сурет 3.1 – REF615 қолдану мысалы

### 3.2 Максимал тоқ қорғанысыны(МТҚ)

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

$$I_{C3} = \frac{K_{отс} K_{C3}}{K_{ВОЗ}} I_{РАБ.МАКС} \quad (3.1)$$

мұндағы  $I_{раб.макс}$  – трансформатордың максимал тоғы  
 $K_{C3} = 2,5$  – жалпылама жүктеменің өзіндік іске қосылу коэффициенті;

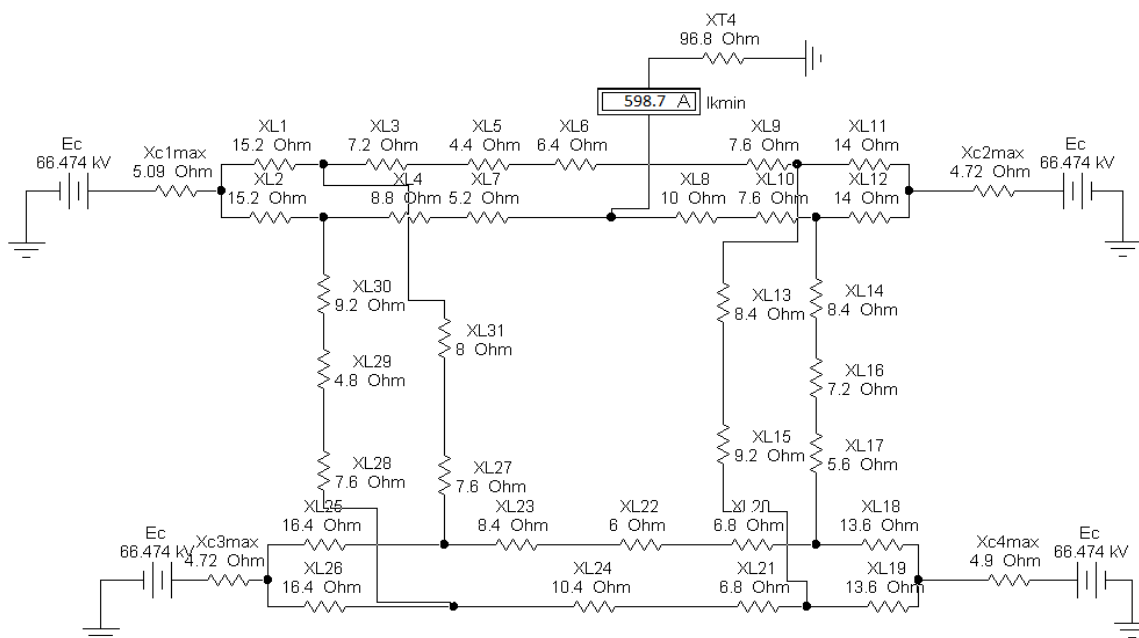
$K_{отс} = 1,1$  - цифрлық терминалдар үшін  
 $K_{ВОЗ} = 0,95$  - реленің қайту коэффициенті (цифрлық терминалдар үшін)

Трансформатордағы максимал жұмыс тоғын келесідей табамыз:

$$I_{НОМ.ТР} = \frac{S_{НОМ.ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ТР}} = \frac{16 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 84,1 \text{ А}; \quad (3.2)$$

$$I_{РАБ.МАКС} = 2 \cdot I_{НОМ.ТР} = 2 \cdot 84,1 = 168,2 \text{ А}; \quad (3.3)$$

$$I_{C3} = \frac{1,1 \cdot 2,5}{0,95} \cdot 168,2 = 486,89 \text{ А}.$$



Сурет 3.2-Минимал режимдегі Т8 трансформаторындағы ҚТ тоғы. Реленің іске қосылу тоғы:



$$I_{CP} = \frac{I_{C3}}{K_T} K_{CX} = \frac{486,89}{80} \cdot 1 = 6,086 A.$$

мұндағы  $K_T$  - тоқ трансформаторының трансформация коэффициенті  
 $K_{CX}=1$ -сұлба коэффициенті

Сезімталдыққа тексеру:

Әдетте сезімталдық коэффициентін тексергенде екі фазалық ҚТ мәні алынады, екі фазалық ҚТ тоғын үш фазалық ҚТ мәнін 0,87ге көбейтіп табамыз.

$$K_q = \frac{0,87 \cdot I_{K..МИН}}{I_{C3}} = \frac{0,87 \cdot 598,7}{486,89} = 1,07 > 1,5$$

Сезімталдық шарты орындалмаған соң максималды тоқ қорғаныс кернеу блакировкасы арқылы шығарамыз:

$$I_{C3} = \frac{K_H}{K_{BO3}} I_{ном.тр} ; \quad (3.7)$$

$$K_H = 1,1;$$

$$K_{BO3} = 0,95;$$

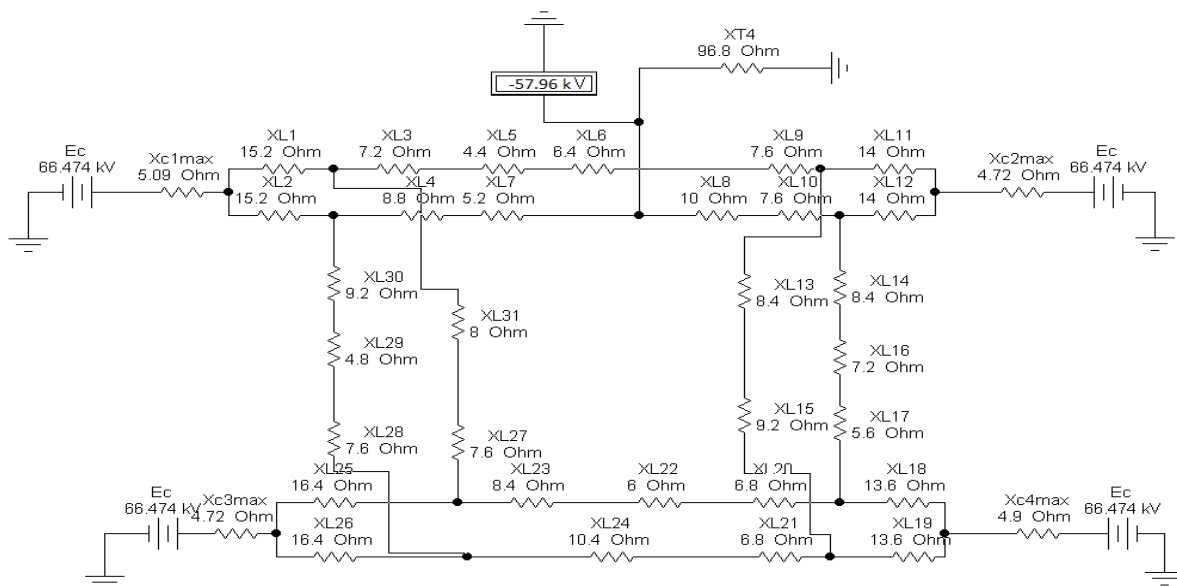
$$I_{C3} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 168,2 = 194,76 A.$$

Реленің іске қосылу тоғы:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3}}{K_T} K_{CX} = \frac{194,76}{120} \cdot 1 = 1,623; \quad (3.8)$$

$$U_{c3} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\phi3}^{(3)} \cdot K_H}{K_{BO3}};$$

$$K_{BO3} = 0,95.$$



Сурет 2.8-Минимал режимдегі Т8 трансформаторындағы ҚТ тоғы

$$U_{c3} = \frac{57.96 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,95}{1,05} = 90.72 \text{ кВ};$$

Реленің іске қосылу кернеуі:

$$U_{CP} = \frac{U_{C3}}{K_T} K_{CX} = \frac{90720}{1100} \cdot 1 = 82.47 \text{ В},$$

мұндағы  $K_T$  -кернеу трансформаторының трансформация коэффициенті;  
110кВ кернеудегі трансформатордың трансформация коэффициенті,  $K_T = 1100$ ;  
 $K_{CX}=1$ -сұлба коэффициенті.

Сезімталдыққа тексеру:

$$K_{\psi} = \frac{I_{K..МИН}}{I_{C3}} = \frac{0,87 \cdot 598,7}{194,76} = 2,67 > 1,5.$$

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

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

Әдетте сезімталдық коэффициентін тексергенде екі фазалық ҚТ мәні алынады, екі фазалық ҚТ тоғын үш фазалық ҚТ мәнін 0,87ге көбейтіп табамыз. Сезімталдық шарты орындалады.

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

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

### 3.3 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:

$$I_{\text{СЗ}} = \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{воз}}} I_{\text{НОМ.ТР}} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 210 = 232 \text{ А,} \quad (3.9)$$

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

Реленің іске қосылу тоғы:

$$I_{\text{СР}} = \frac{I_{\text{СЗ}}}{K_{\text{T}}} K_{\text{СХ}} = \frac{232}{30} \cdot 1 = 7,7 \text{ А.} \quad (3.10)$$

мұндағы  $K_{\text{T}}$  -тоқ трансформаторының трансформация коэффициенті  
 $K_{\text{СХ}}=1$ -сұлба коэффициенті

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

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

### 3.4 АВВ фирмасы REF 615 типінің параметрленуі

REF 615PННPTOC1 типінің параметрлері Қосымша А, кесте А2 көрсетілген.

Проектің құрамының сұлбасы Қосымша А, сурет А21 көрсетілген.

## 4 Трансформаторлардың газдық қорғанысы

#### **4.1 Газдық қорғаныстың жұмыс істеу принципі және оны 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, токкесер немесе Іс аспай әсер ететін максималды ток 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.

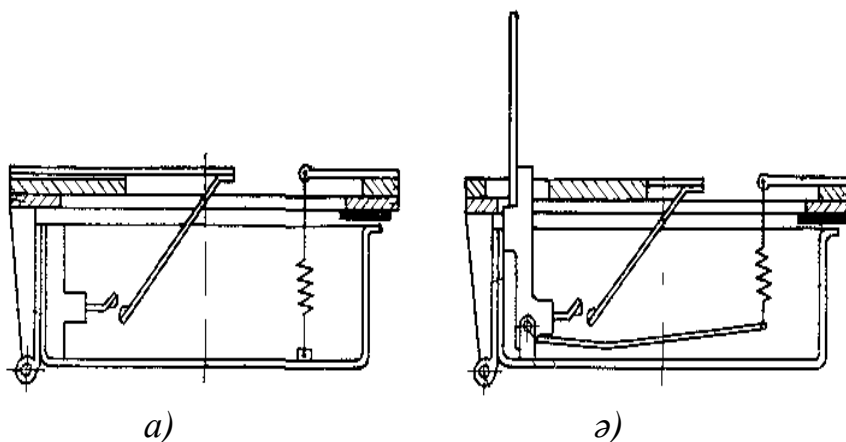
Трансформаторлардың, автотрансформаторлардың және реакторлардың май жүйесі ұқсас орындалған және электр аппараттарында ішкі зақымдану ағыны тез өтеді. Сондықтан да төменде трансформаторлардың май жүйесінің құрылғысын қарастырамыз. Газдық қорғаныс май толтырылған ұлғайтқыш бакта орналастырылған трансформаторларда, 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 тоқ 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. 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 тоқ тізбектерінде өзгеріс болмайды.

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

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.



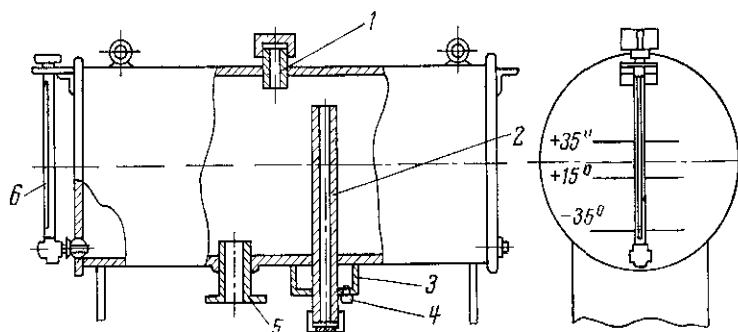
Сурет 4.1 – РГЧЗ-66 газдық релесінің элементтері

Бактан майдың жылыстауынан немесе май температурасының қатты түсіп кетуінен реледегі май деңгейі төмендейді. Егер май деңгейі рұқсат етілген мәннен аз болған жағдайда, белгі беруші элемент жұмыс істейді, өйткені өз уақытында май толық құйылмаған. Сипатталған жағдайда сөндіруші элемент майдың ішінде тұрып, жұмысын атқармайды. Трансформатордың маңызды 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 құрылысы*

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 (4.2-сурет) мынандай болу керек, яғни жазда істеп тұрған трансформатордың максималды температурасы кезінде де, сондай-ақ қыста ажыратылған трансформатордың минималды температурасы кезінде де ұлғайтқышта үнемі май болуы тиіс.

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



Сурет 4.2– Трансформатордың ұлғайтқышы

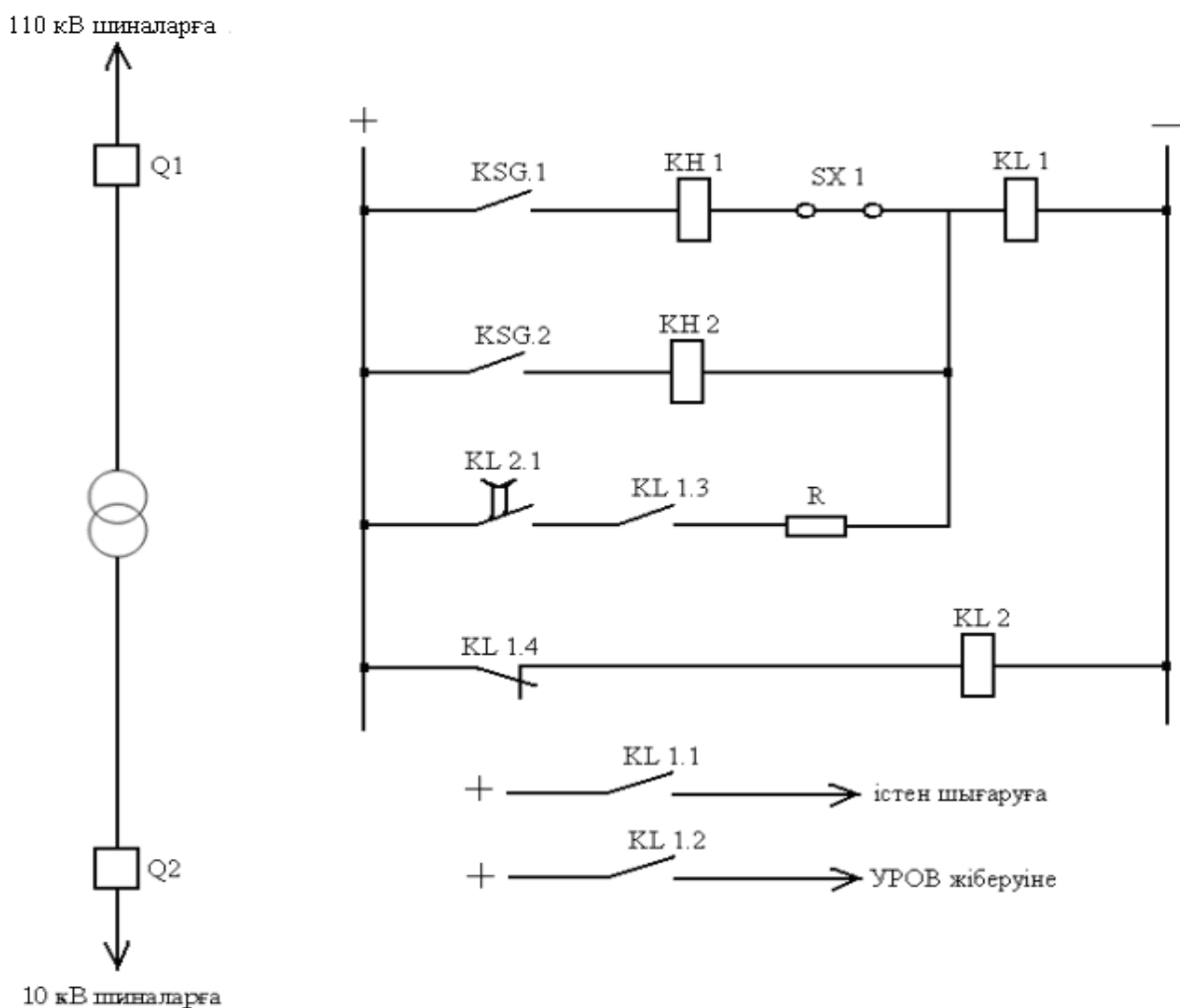
МЕМСТ 11677-65[14] бойынша пайдалануға берілген трансформаторларда шынының май көрсеткіші жанындағы ұлғайтқыштың торцтық бөлігіне бояумен анықтап, үш бақылау сызықтары белгіленеді. Олар майдың температурасымен сәйкес  $-45^{\circ}\text{C}$ ,  $+15^{\circ}\text{C}$  және  $+40^{\circ}\text{C}$  (ескі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

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

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 грязевикбар. 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 4.3 -суретте келтірілген. 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. 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.

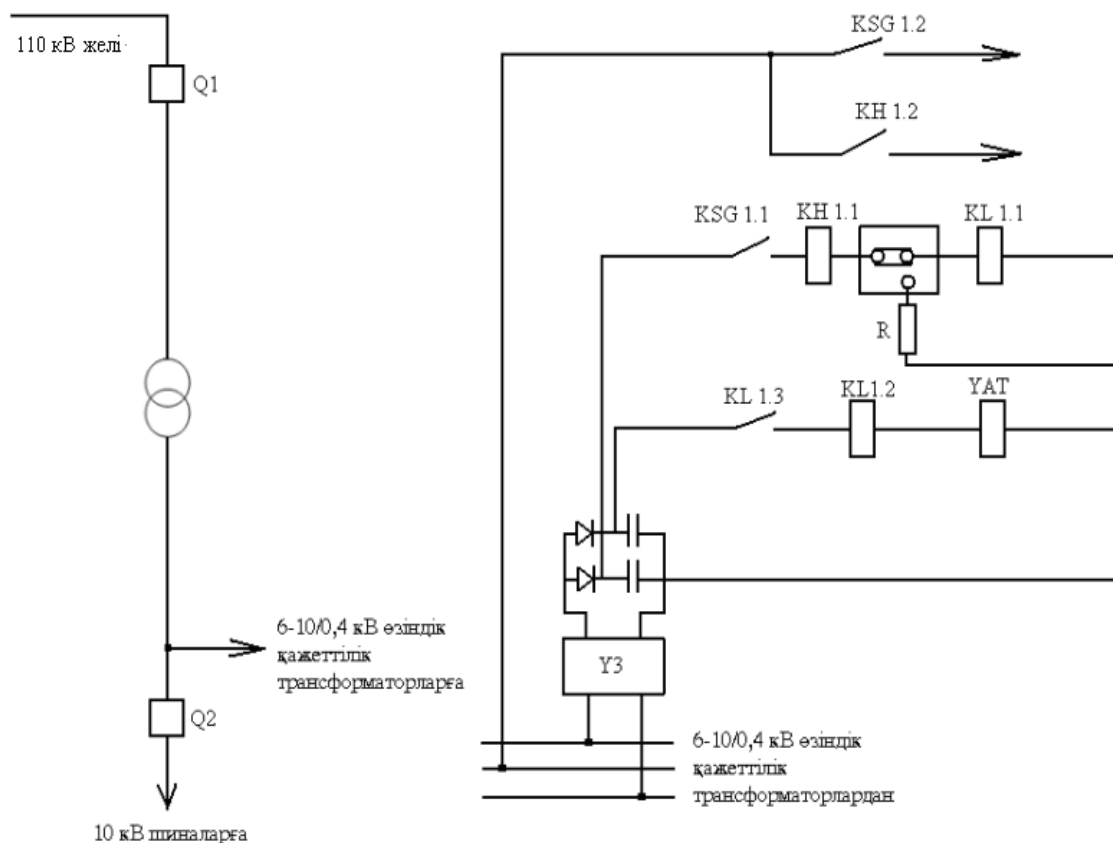


Сурет 4.3 – Трансформатордың газдық қорғанысының оперативті тұрақты ток көзінде орындалаған принципіалды сұлбасы

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

Тупіктіққосалқы стансасындағы трансформатордың газдық қорғанысының оперативті айнымалы ток көзінде орындалаған принципіалды сұлбасы 4.3-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 4.4 – Трансформатордың газдық қорғанысының оперативті айнымалы тоқ көзінде (түптік қосалқы станса) орындалаған принципалды 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.

## 5 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.

### 5.1 110 кВ желі қорғанысы

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

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

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

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

### 5.3 Дистанционды қорғаныс

*REL 670 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 дистанциалық қорғаныс, сонымен қатар жүктеме режиміне байланысты импедансты полигональды характеристикасын немесе шеңбер характеристикасын логикалық түрде қолдану;

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

— таңдау бойынша «алдыға», «артқа» бағытталған немесе бағытталмаған алты дистанциалық сатылар, сатылардың біреуі аралық аумақ ретінде пайдалануы мүмкін;

— іске қосылудың полигональды сипаттамасы арқасында торап шарттарына оптималды бейімделуі;

— энергожүйеде тербелістерді анықтау және оларды блоктау;

— логикалық түрде зақымдалған фазаны анықтау;

— әр фаза бойынша істен шығаруы мүмкін;

— тербелісті анықтаудың баптатылатын бағдарламасы бар;

— тораптағы тербеліс кезінде дистанциалық 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 резервтілік нұсқалар;
- Автоматты қайта қосу;
- Селекторлы қозғалтқыш 32 өзгерісімен.

#### *Дистанциалық қорғаныс*

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

Көп бұрышты іске қосылу сипаттамасы бар дистанциалық қорғаныс.

Функцияның түсіндірмесі жұмыстық көпбұрыш.

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

Көпбұрыш жалпы жағдайда R және X осьтері бар параллелограмммен, 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 фазааралық 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 аутқуы садарынан ҚТ кедергісін өлшеуінің төмендеуінен сатының іске қосылуының алдын алатын аудан болады. Z1 және одан жоғары зоналар үшін бұл аудан болмайды.

Дистанциалық қорғаныста келесі сатылар (аймақтар) бар:

Тәуелсіз сатылар:

— Бірінші саты  $R(Z1)$ ,  $X(Z1)$  (тез әрекет етеді), уақыт бойынша ұстанымы бар T1POL (бір фазалы ҚТ кезінде) немесе T1MHRPOL (көп фазалы ҚТ кезінде);

— Екінші саты (резервті)  $R(Z2)$   $X(Z2)$   $Z2$ , уақыт бойынша ұстанымы бар T2POL (бір фазалы ҚТ кезінде) немесе T2MHRPOL (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 T1BMHRPOL (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 Л8 желісінің кедергісі алынады.

$$Z_{Л8}^I = Z3/(1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot Z_{Л8} = 0,85 \cdot 10 = 8,5 \text{ Ом}, \quad (5.1)$$

Бұл жерде  $\beta = 0,05$  -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) Л10 желісінің дистанциондық қорғаныстың бірінші сатысы;

2) 5-қосалқы стансасының трансформаторының релелік қорғанысы.

Бірінші шарт бойынша Л10 желісінің бірінші сатысын есептеу қажет

$$Z_{Л10}^I = Z_{Л10}/(1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot Z_{Л10} = 0,85 \cdot 7,6 = 6,46 \text{ Ом}. \quad (5.2)$$

Л8 желісінің екінші сатысы:

$$Z_{Л8}^{II} = (Z_{Л8} + (1 - \alpha) \cdot Z_{Л10}^I / K_{Т.6}) / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot Z_{Л8} + 0,66 \cdot Z_{Л10} / K_{Т.6}. \quad (5.3)$$

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

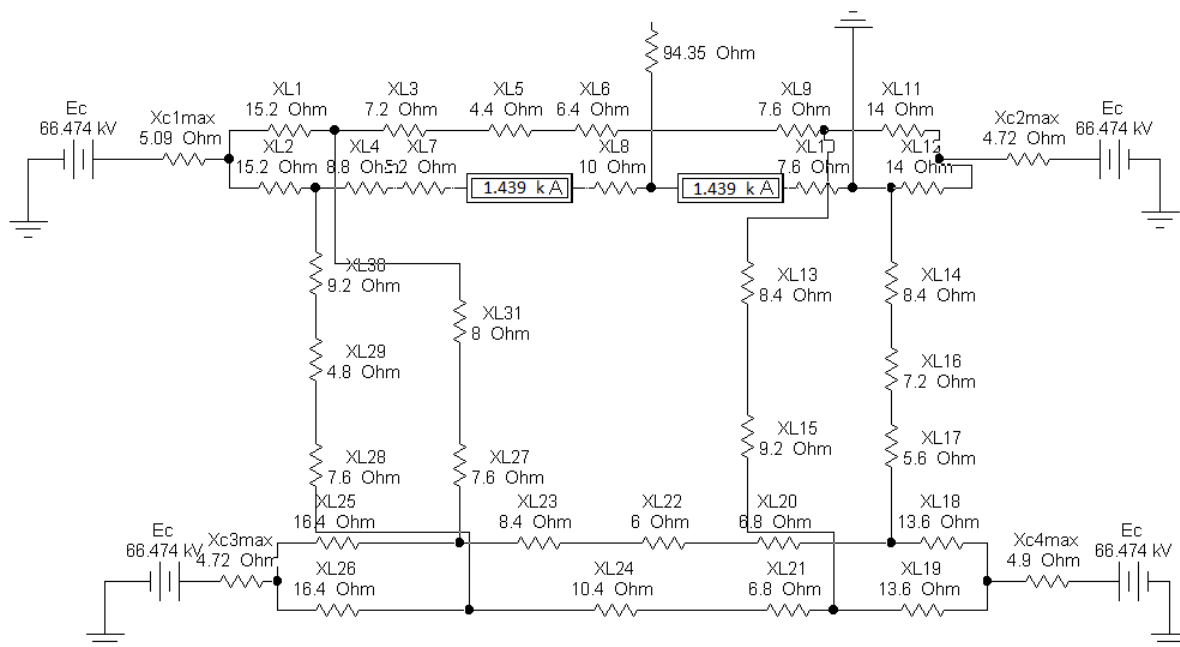
$K_{T.6}$  - токтаралу коэффициент.

$K_{T.6}$  токтаралу коэффициенті көршілес Л10 желісіндегі ҚТ кезіндегі мүмкін болатын қоректенуді ескереді.

$$K_{T.6} = I_8 / I_{10};$$

Бұл жерде  $I_8$  және  $I_{10}$  - Л8 және Л10 желілерінің қорғаныс комплекттерінен өтетін ҚТ токтары, ҚТ Л10 желісінің соңында максималды режимде.

$I_8$  және  $I_{10}$  токтарын табу үшін керекті сұлбаны симулятор программасында құрастырамыз, Л8 және Л10 желілерінің қорғаныс орындарына амперметрді орнатамыз.



Сурет 5.1- Дистанционды қорғаныста Л10 желісіндегі ҚТ

$$K_{T.6} = I_8 / I_{10} = 1,439 / 1,439 = 1; \quad (5.4)$$

$$\begin{aligned} Z''_{Л8} &= (Z_{Л8} + (1 - \alpha) \cdot Z_{Л10} / K_{T.6}) / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot Z_{Л8} + 0,66 \cdot Z_{Л10} / K_{T.6} = \\ &= 0,85 \cdot 10 + 0,66 \cdot 7,6 / 1 = 13,51 \text{ Ом}. \end{aligned} \quad (5.5)$$

Екінші шарт бойынша Л8 желісінің қорғанысының екінші сатысы Т8 трансформаторының соңында 10кВ-тық шинадағы ҚТ-дан реттейміз:

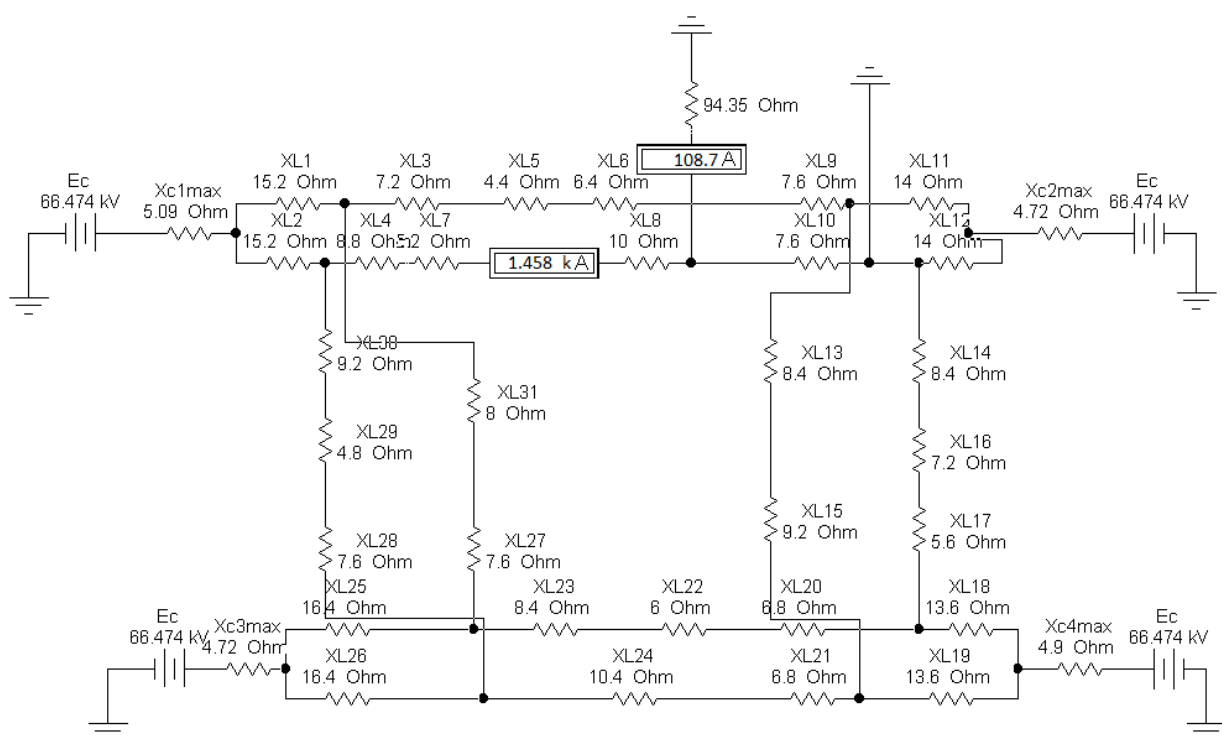
$$Z''_{Л8} = (Z_{Л8} + Z_{TP5} / K_{T.TP5}) / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot (Z_{Л8} + Z_{TP5} / K_{T.TP5}). \quad (5.6)$$

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

$$K_{T,TP10} = I_8 / I_{TP5}; \quad (5.7)$$

Бұл жерде  $I_8$  және  $I_{TP5}$  - Л8 және TP5 трансформаторының қорғаныс комплекттерінен өтетін ҚТ тоқтары, ҚТ TP5 трансформаторының соңында максималды режимде.

$I_5$  және  $I_{TP5}$  тоқтарын табу үшін керекті сұлбаны симулятор программасында құрастырамыз, Л8 және TP5 трансформаторының қорғаныс орындарына амперметрді орнатамыз.



Сурет 5.2- Дистационды қорғаныста Т5трансформаторындағы ҚТ

$$K_{T,TP5} = I_8 / I_{TP5} = 1458 / 180,7 = 8,06; \quad (5.8)$$

$$Z_{Л8}'' = (Z_{Л8} + Z_{TP5}' / K_{T,TP5}) / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot (Z_{Л8} + Z_{TP5}' / K_{T,TP5}) = 0,85 \cdot (10 + 94,35 / 6,42) = 13,81 \text{ Ом.}$$

Екі шарттан ең кішісін таңдаймыз

$$Z_{Л8}'' = 13,51 \text{ Ом;}$$

Л8 желісінің қорғанысының екінші сатысының сезімталдылық коэффициентін тексереміз

$$K_q = Z_{Л8}^{II} / Z_{Л8} = 13,51/10 = 1,35 > 1,25; \quad (5.9)$$

Сезімталдылық шарты қанағаттандырылды.

Екінші сатының уақыт ұстанымын селективтілік сатысына тең деп қабылдаймыз, яғни  $t_{зЛ8}^{II} = \Delta t; \Delta t = 0,5$  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  $I_{раб.макс.}$  және минималды кернеу  $U_{раб.мин.} = (0,9 - 0,95) U_{ном.}$

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

$$Z_{Л8}^{III} = \frac{U_{раб.мин}}{\sqrt{3} K_H K_3 K_b I_{раб.макс} \cos(\varphi_{м.ч.} - \varphi_{раб})}, \quad (5.10)$$

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

$$Z_{Л8}^{III} = \frac{0,9 \cdot 110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,5 \cdot 1,1 \cdot 168,165 \cdot \cos(75^0 - 36,8^0)} = 218,66 \text{ Ом.}$$

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

$$K_q = Z_{Л8}^{III} / Z_{Л8} = 218,66/10 = 21,866 > 1,25; \quad (5.11)$$

Үшінші сатының мәні бірінші шарттың талаптарына сәйкес келеді.

Екінші шарт бойынша сезімталдылық коэффициенті Л8 желісінің соңындағы ҚТ арқылы есептеледі.



$$K_{\text{ч}} = Z_{\text{Л8}}^{\text{III}} / Z_{\text{защ.мак.}} \geq 1,2, \quad (5.12)$$

Бұл жерде  $Z_{\text{защ.мак.}}$  - ең ұзын желі Л8 соңындағы ҚТ кезіндегі үшінші саты релесіне жалғанатын максималды мән.

$Z_{\text{защ.мак.}}$  энергожүйенің минималды режимінде токтаралу коэффициентін ескере отырып есептелінеді.

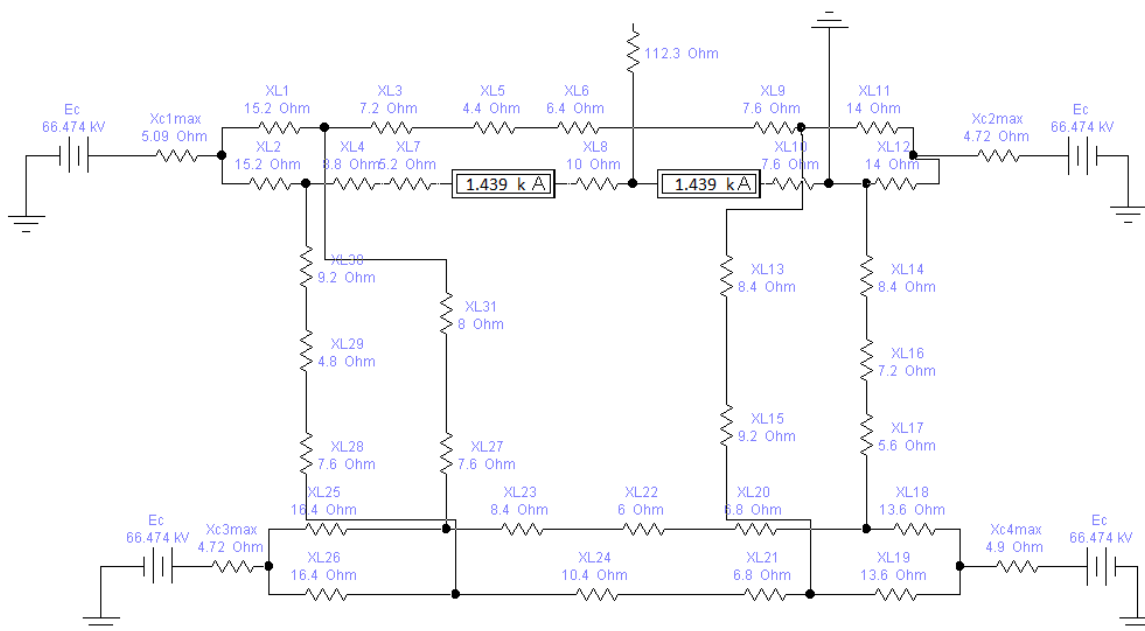
$$Z_{\text{защ.мак.}} = Z_{\text{Л8}} + Z_{\text{Л10}} / K_{\text{T.MIN}}. \quad (5.13)$$

Бұл жерде  $K_{\text{T.MIN}}$  токтаралу коэффициенті көршілес желі Л20-дағы ҚТ кезіндегі мүмкін болатын қоректенуді ескереді.

$$K_{\text{T.MIN}} = I_{8\text{MIN}} / I_{10\text{MIN}}, \quad (5.14)$$

Бұл жерде  $I_{8\text{MIN}}$  және  $I_{20\text{MIN}}$  - Л8 және Л10 желілері қорғаныс комплектінен ағып өтетін ҚТ тогы, энергожүйенің минималды режим кезіндегі ҚТ нүктесі Л10 желісінің соңында.

$I_{8\text{MIN}}$  және  $I_{10\text{MIN}}$  токтарын табу үшін керекті сұлбаны симулятор программасында құрастырамыз, Л8 және Л10 желілерінің қорғаныс орындарына амперметрді орнатамыз.



Сурет 5.3- Дистанционды қорғаныста Л20 желісіндегі ҚТ

$$K_{T.MIN} = I_{Л8MIN} / I_{Л10MIN} = 1,439 / 1,439 = 1;$$

$$Z_{защ.мак.} = Z_{Л8} + Z_{Л10} / K_{T.MIN} = 10 + 7.6 / 1 = 17.6 \text{ Ом};$$

$$K_{\psi} = Z_{Л8}^{III} / Z_{защ.мак.} = 218,66 / 17,6 = 12,78 \geq 1,2.$$

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. Л9 төртінші сатысы келесі формула арқылы анықталады:

$$Z_{Л8}^{IV} = \frac{Z_{Л8}^I}{\kappa_H} = \frac{0,85 \cdot 17,6}{1,2} = 12,46 \text{ Ом}; \quad (5.15)$$

$$K_{\psi} = Z_{Л8}^{IV} / Z_{Л8} = 12,46 / 10 = 12,46 > 1,25. \quad (5.16)$$

Л14-тің үшінші сатысының уақыт ұстанымы  $t_{Л14}^{III} = 0,8 \text{ с};$

Л10-тің үшінші сатысының уақыт ұстанымы  $t_{Л10}^{III} = t_{Л14}^{III} + \Delta t = 0,8 + 0,5 = 1,3 \text{ с};$

Л8-тің үшінші сатысының уақыт ұстанымы  $t_{Л8}^{III} = t_{Л14}^{III} + \Delta t = 1,3 + 0,5 = 1,8 \text{ с}.$

Реленің іске қосылу кедергісі келесі формуламен анықталады

$$Z_{cp} = Z_{сз} \cdot n_T / n_H. \quad (5.17)$$

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

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

$$z^I = 8,5 \cdot \frac{80}{1100} = 0,618 \text{ Ом};$$

$$z^{II} = 6,46 \cdot \frac{80}{1100} = 0,469 \text{ Ом};$$

$$z^{III} = 218,66 \cdot \frac{80}{1100} = 15,9 \text{ Ом};$$

$$z^{IV} = 12,46 \cdot \frac{80}{1100} = 0,906 \text{ Ом}.$$

ДҚ-тың селективтілік картасы А1 форматтағы 5-ші сызбада көрсетілген.

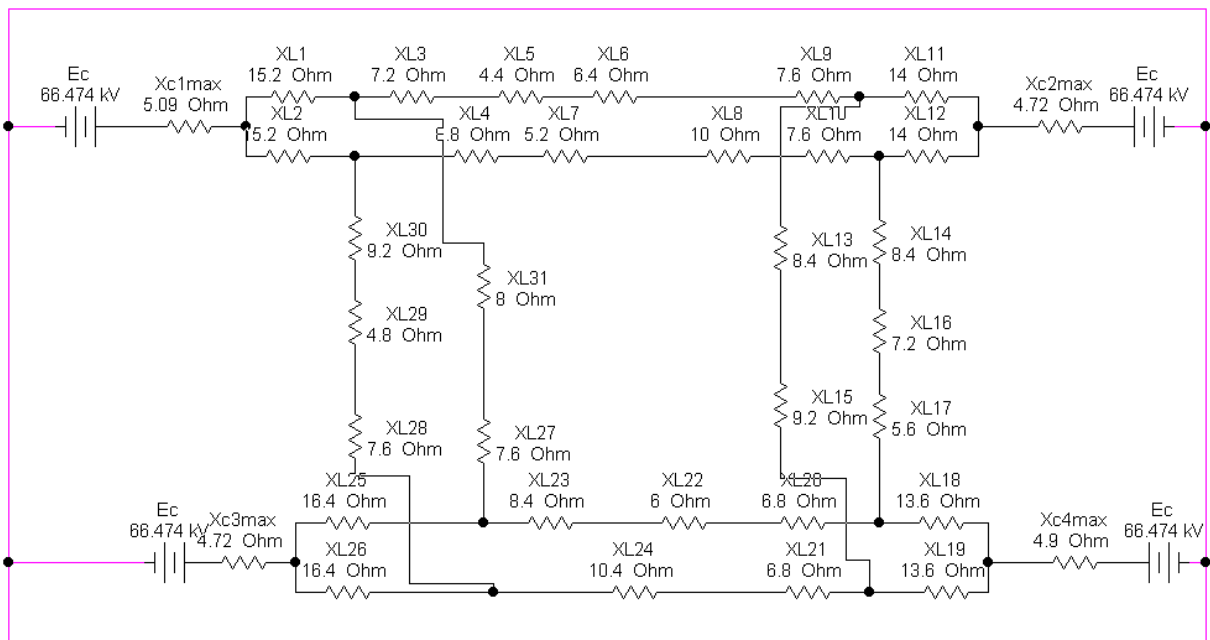
#### 5.4 АВВ фирмасы REL 670 типінің параметрленуі

Параметрлену арнайы РСМ 600 программасы арқылы жүзеге асады. Проекттің құрамының сұлбасы Қосымша А, сурет А22 көрсетілген.

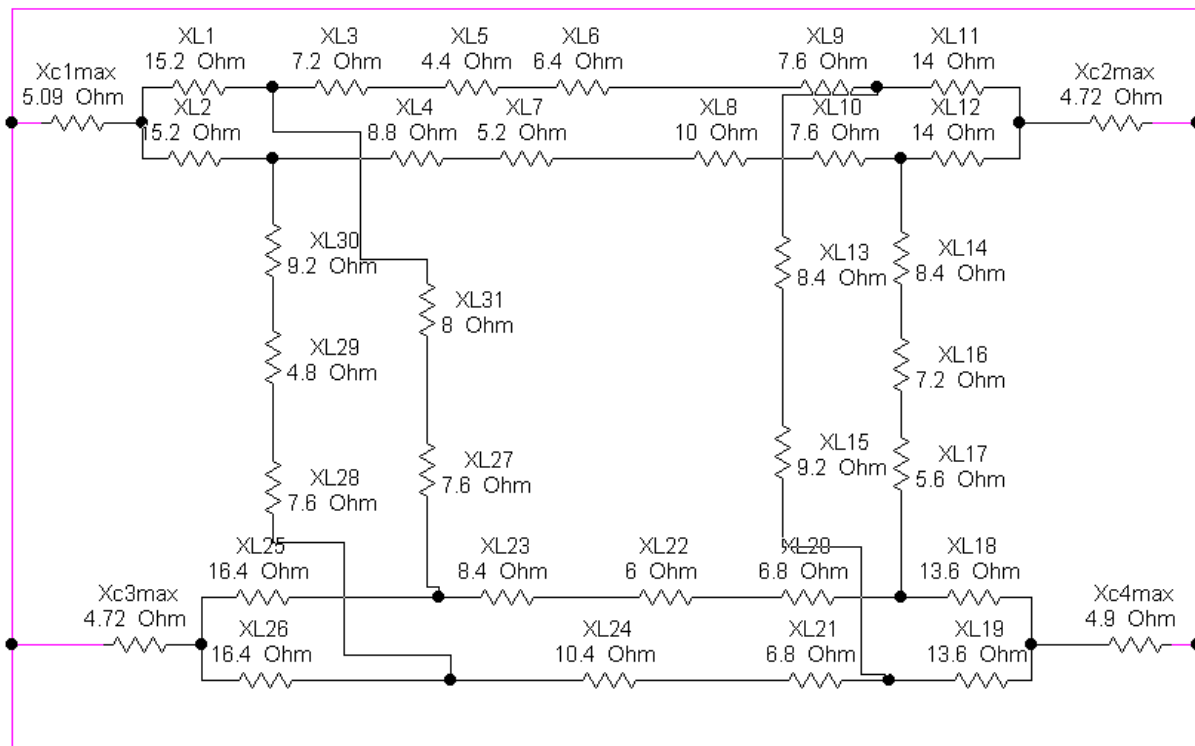
REL 670ZMQPDIS:1 типінің параметрлері Қосымша А, кесте А3 көрсетілген

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

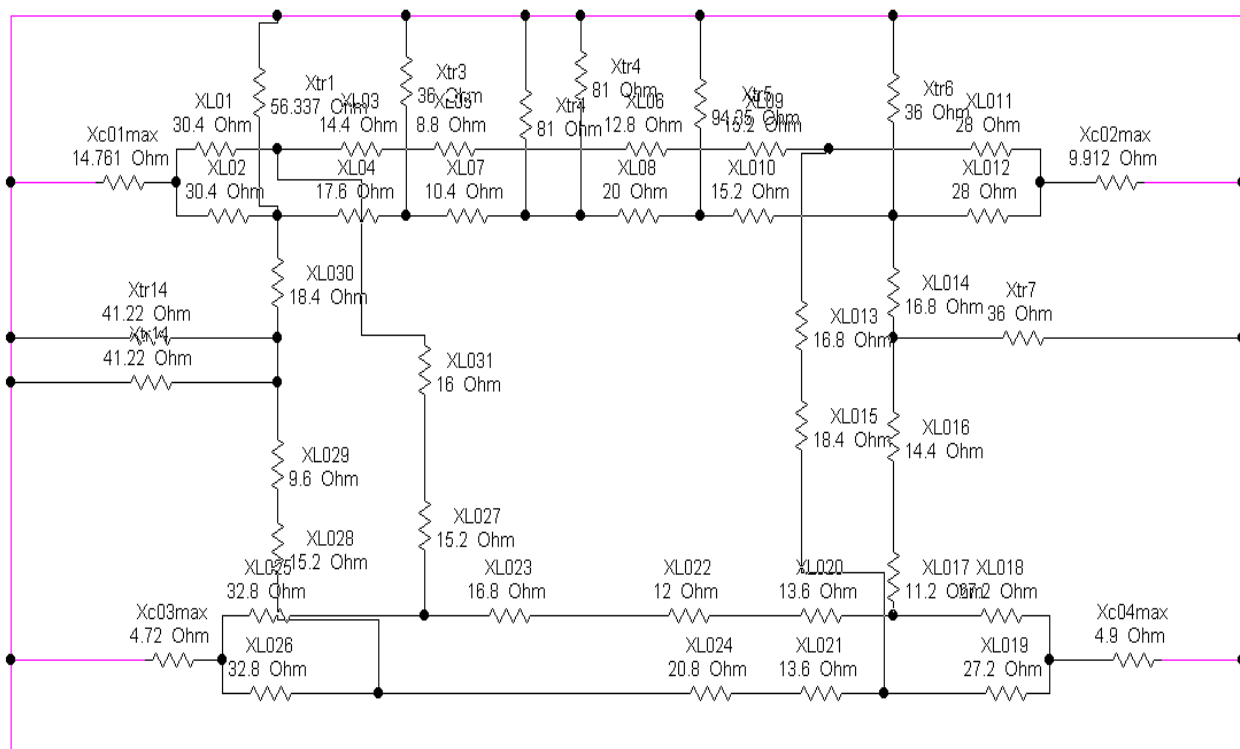
НРТҚ  $3I_0$  тогы бойынша есептелінеді. Комплекстік сұлбалар тура, кері және нөлдік реттіліктердің орынбасу сұлбаларын қамтиды және "ELECTRONICSWORKBENCH" бағдарламасының көмегімен тоқтарды анықтаймыз.



Сурет 5.4 - Максимал режимдегі тура ретті орынбасу сұлбасы



Сурет 5.5 - Максимал режимдегі кері ретті орынбасу сұлбасы



Сурет 5.6 - Максималды режимдегі нөл ретті орынбасу сұлбасы

*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.

$$I_{Л9}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0, \quad (5.18)$$

Бұл жерде  $K_H = 1,3$  - сенімділік коэффициенті.

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

$$I_{Л9}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0^{(1)}; \quad (5.19)$$

$$I_{Л9}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0^{(1.1)}. \quad (5.20)$$

Нөлдік токтарды 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;

ә) сұлбаның соңғы нүктесі болып ҚТ нүктесі болады

$$X_{Л3-9} = X_{Л3} + X_{Л5} + X_{Л6} + X_{Л9} = 7,2 + 4,4 + 6,4 + 7,6 = 25,6 \text{ Ом};$$

$$X_{Л13-15} = X_{Л13} + X_{Л15} = 8,4 + 9,2 = 17,6 \text{ Ом};$$

$$X_{Л14-16} = X_{Л14} + X_{Л16} = 8,4 + 7,2 = 15,6 \text{ Ом};$$

$$X_{Л28-30} = X_{Л28} + X_{Л29} + X_{Л30} = 7,6 + 4,8 + 9,2 = 21,6 \text{ Ом};$$

$$X_{Л4-10} = X_{Л4} + X_{Л7} + X_{Л8} + X_{Л10} = 8,8 + 5,2 + 10 + 7,6 = 31,6 \text{ Ом};$$

$$X_{Л21-24} = X_{Л21} + X_{Л24} = 6,8 + 10,4 = 17,2 \text{ Ом};$$

8 желісінің соңындағы бір фазалықысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А1 көрсетілген.

8 желісінің соңындағы екі фазалықысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А2 көрсетілген.

Модельдеу нәтижелері:  $I_0^{(1)} = 624.8 \text{ А}$ ;  $I_0^{(1.1)} = -617.1 \text{ А}$ .

Егерде теріс сан шығатын болса оның модулі алынады.

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

$$I'_{Л8} = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 624,8 = 2436,7 A;$$

$$t'_{Л8} = 0 \text{ с.}$$

*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;

$$I''_{Л8} = K_H \cdot 3 \cdot I_0.$$

Бұл жерде  $K_H = 1,2$  - сенімділік коэффициенті.

9 желіні үшке бөлгендегі мәнімен сәйкестендіріп 6 желінің мәнін аламыз. Ол үшін 5 желінің қысқа тұйықталу тоқтары есептейміз.

$I'_{Л8}$  тура  $I'_{Л10}$  сияқты анықталады, программа-симулятордағы комплексті сұлбаны суреттерде көрсетеміз.

8 желіні үшке бөлгендегі мәнімен сәйкестендіріп 10 желінің мәнін аламыз. Ол үшін 10 желінің қысқа тұйықталу тоқтары есептейміз.

$I'_{Л10}$  тура  $I'_{Л8}$  сияқты анықталады, программа-симулятордағы комплексті сұлбаны суреттерде көрсетеміз.

10 желісінің соңындағы бір фазалықысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А3 көрсетілген.

10 желісінің соңындағы екі фазалықысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А4 көрсетілген.



Модельдеу нәтижелері:  $I_0^{(1)} = 428,5 A$ ;  $I_0^{(1,1)} = -475,2 A$ ;

$$I'_{Л10} = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 475,2 = 1853,28 A.$$

Бөлгендегі мәні :

$$I'_{10} = 1853,28 / 3 = 617,8 A.$$

Л6 желісінің қорғанысының бірінші сатысының соңында ҚТ кезіндегі Л9 желісінің қорғанысы орнатылған жеріндегі ағып өтетін  $3I_0$  тогын модельдеу арқылы анықтауға болады.

Ол үшін симмулятор-программасында комплексті сұлба салынады. Сонымен қатар Л10 желісінің кедергісінің орнындағы резистор  жеріне патенциометр  орнатамыз. Потенциометрдің ортаңғы нүктесі қозғалмалы ҚТ нүктесі ретінде пайдаланылады. Л6 желісінің басынан бастап бірінші сатының соңына дейін кедергіні ауыстырып отырамыз. Потенциометрдің кедергісін ауыстыру арқылы Л6 желісінің басында орнатылған амперметрдегі көрсеткіш қадағаланып отырады. Потенциометрдің ортаңғы нүктесі Л10 желісінің бірінші сатының соңына жеткенде амперметрдегі көрсеткіш  $I'_{Л10}/3$  мәнін көрсету керек. Осыдан кейін барып Л8 желісінің басында орнатылған амперметрдегі көрсеткішті байқауға болады, бұл ізденілген ток  $I_0$  болады. Ары қарай  $I''_{Л8}$  есептелінеді.

10 желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А5.

10 желісінің соңындағы екі фазалы потенциометрлі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А6.

Модельдеу нәтижелері:  $I_0^{(1)} = 445.5A$ ;  $I_0^{(1.1)} = -445.5A$ ;

$$I''_{Л8} = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,2 \cdot 3 \cdot 445.5 = 1603.8A.$$

Екінші сатының сезімталдығын тексереміз

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

Сезімталдық коэффициенті

$$K_q = 3 \cdot I_0^{(1)} / I''_{Л8} \geq 1,2.$$

$3 \cdot I_0^{(1)}$  -Л8желісінің соңында ҚТ кезінде Л8 желісінің қорғаныс комплектінен өтетін ток.

8желісінің соңындағы бір фазалы минималды режимдегі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А7.

Бұл ток модельдеу арқылы комплекстік сұлбадан табылады. Өлшеулер нәтижесі

$$I_{0,Л8}^{(1)} = 1603.8A;$$

$$K_q = 3 \cdot I_0^{(1)} / I''_{Л9} = 3 \cdot 618.5 / 1603.8 = 1.15 < 1,2.$$

Сезімталдық шарты қанағаттанбады

$$t''_{Л8} = \Delta t = 0,3c.$$

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

12 желісінің соңындағы бір фазалықысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А8 көрсетілген.

12 желісінің соңындағы екі фазалықысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А9 көрсетілген.

Модельдеу нәтижелері:  $I_0^{(1)} = 785.0 \text{ A}$ ;  $I_0^{(1.1)} = -639.0 \text{ A}$ ;

$$I_{Л12}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 785 = 3061.5 \text{ A}.$$

Бөлгендегі мәні :

$$I'_{12} = 3061.5 / 3 = 1020.5 \text{ A}.$$

12 желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А10.

12 желісінің соңындағы екі фазалы потенциометрлі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А11.

Модельдеу нәтижелері:  $I_0^{(1)} = -767.4 \text{ A}$ ;  $I_0^{(1.1)} = 758.5 \text{ A}$ ;

$$I_{Л12}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 767.4 = 2992.86 \text{ A}.$$

Бөлгендегі мәні:

$$I'_{14} = 2992.86 / 3 = 997.62 \text{ A}.$$

14 желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А14.

14 желісінің соңындағы екі фазалы потенциометрлі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А15.

Модельдеу нәтижелері:  $I_0^{(1)} = 304.2 \text{ A}$ ;  $I_0^{(1.1)} = -304.1 \text{ A}$ ;

$$I_{Л10}^II = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,2 \cdot 3 \cdot 314.7 = 1132.92 \text{ A}.$$

$$I_{Л10}^II / 3 = 377.64 \text{ A}.$$

Бұл мән арқылы Л8 желісінен ағып өтетін токты табамыз .

10 желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А16.

Модельдеу нәтижелері:  $I_0^{(1)} = 271.8 \text{ A}$ ;  $I_0^{(1.1)} = -271.9 \text{ A}$ ;



$$I_{Л8}^{III} = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,2 \cdot 3 \cdot 272 = 979,2 \text{ A.}$$

Сезімталдық коэффициенті:

$$K_q = 3 \cdot I_0^{(I)} / I_{Л8}^{II} = 3 \cdot 618,5 / 979,2 = 1,9 > 1,2.$$

Сезімталдық шарты қанағатталды.

$$t_{Л8}^{III} = t_{Л8}^{II} + \Delta t = 0,6 \text{ с.}$$

*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.

$$I_{НБ} = K_H \cdot K_{ОДН} \cdot \xi \cdot I_{К.МАКС}^{(3)} \quad (5,21)$$

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

Трансформатордың Т5 төменгі жағындағы үш фазалы қысқа тұйықталу тогын анықтау сұлбасы Қосымша А, сурет А18.

$$I_{НБ} = 1 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 181,1 = 9,06 \text{ A};$$

$$I_{Л8}^{IV} = K_H \cdot I_{НБ} = 1,25 \cdot 9,06 = 11,32 \text{ A.}$$

Сезімталдық коэффициентін анықтаймыз:

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

Негізгі қорғаныс желісінің сезімталдық коэффициентін табымыз:

$$K_q^{IV} = \frac{3I_{ОЛ.МИН}^I}{I_{Л5}^{IV}},$$

Мұндағы  $I_{Л8}^{IV}$  - резервтелетін соңында бір фазалық ҚТ кезіндегі қорғаныс комплектінен ағатын тоқ.

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

$$K_q^{IV} = \frac{3 \cdot 618.5}{11.32} = 163.9 > 1.5.$$

Сезімталдық шартты қанағаттандырады.

Төртінші сатының уақыт ұстанымын карсы-сатылы принцип бойынша(МТҚ сияқты) көршілес желінің үшінші сатысының уақыт ұстанымынан жоғарырақ алынады. Л17-нің резервті сатысының уақыт ұстанымы :  $t_{Л14}^P = 0,8$  с;

— Л18-нің резервті сатысының уақыт ұстанымы  $t_{Л12}^P = 0,8$  с;

— Л20-ның резервті сатысының уақыт ұстанымы  $t_{Л10}^P = t_{Л14}^P + \Delta t = 1,3 + 0,5 = 1,8$  с;

— Л20-ның резервті сатысының уақыт ұстанымы  $t_{Л10}^P = t_{Л12}^P + \Delta t = 1,3 + 0,5 = 1,8$  с;

— Л22-нің төртінші сатысының уақыт ұстанымы  $t_{Л8}^{IV} = t_{Л10}^P + \Delta t = 1,8 + 0,5 = 2,3$  с.

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

$$i_{CP}^I = I_{Л5}^I / n_{ТА},$$

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

$$n_{ТА} = 200/5 = 40;$$

$$i_{CP}^I = I_{Л5}^I / n_{ТА} = 6715,8/40 = 167,895 \text{ А};$$

$$i_{CP}^{II} = I_{Л5}^{II} / n_{ТА} = 4773,6/40 = 119,34 \text{ А};$$

$$i_{CP}^{III} = I_{Л5}^{III} / n_{ТА} = 4334,4 / 40 = 108,36 \text{ А};$$

$$i_{CP}^{IV} = I_{Л5}^{IV} / n_{ТА} = 286,1875/40 = 7,154 \text{ А}.$$

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

### **5.6 АВВ фирмасы REL 670 типінің параметрленуі**

Параметрлену арнайы РСМ 600 программасы арқылы жүзеге асады REL 670EF4PTOС типінің параметрлері Қосымша А, кесте А4 көрсетілген. Проектің құрамының сұлбасы Қосымша А, сурет А23 көрсетілген.

## **6 Тіршілік қауіпсіздігі**

### **6.1 Еңбек шарттарын талдау**

110/10 қосалқы станциясының еңбек шарттарын талдау.

Бұл дипломдық жұмысымдағы №4-қосалқы стансасы Республикамыздың оңтүстік бөлігінде Узынагаш ауылында орналасқан. Қосалқы станса қаланың сырт жағында, яғни жергілікті тұрғындарға кедергі жасамайды және оған арнайы шарттар қойылады. Қосалқы стансада екі фазалық ТРДЦН-16000/110/10 екі орамды тармақталған трансформатор орнатылған. Өзіндік қажеттілікке қорек ететін 10/0,4 кВ-ты трансформатор бар. Еңбек шарттары адамның денсаулығын және жұмыс қабілетін анықтайды. Жұмыс шартының жағдайы өндірістік факторлардың болуымен анықталады.

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

Еңбек шартын талдау қосалқы стансадағы факторларын зерттеудің барлық кешенін болжайды. Әр әсер ету параметрін өлшеу әдісі сәйкес нормативті құжаттармен және әр түрлі әдістермен, мысалы практикаға пайдалы дәлдікпен дерексіз сандарда көрсетілген мәндерді қолдана отырып, эксперттік (мамандық) әдіспен айтылады. Мұнда шарттың әр элементі оның түріне және жұмыс істеп тұрған адамға әсер ету уақытындағы қандай да бір балл санымен бағаланады. Осы қосалқы станцияда 8 қызметкер ауысым арқылы жұмыс істейді. Олар: қосалқы стансадағы басшы, аға электрмеханик, электромеханик және электромонтерлер. Біздің қосалқы станса заманауи электр қондырғыларымен жабдықталғандықтан, ол көп адам санын қажет етпейді және ондағы жұмыс ауырлығы жеңіл болып саналады. Жұмысшылар сменмен 12 сағат жұмыс жасайтын болады.

Қосалқы станса еліміздің оңтүстігінде орналасқан. Жалпы ол жақтың климаты континенталды болып келеді. Бірақ кейбір уақыттарда климаты кенет өзгермелі континенталдылық байқалады. Ол жақта қысы қысқа әрі шамалы жылы болып келеді. Кейде  $+8^{\circ}\text{C}$  жылы болуы мүмкін. Ең қатты суық дегенде  $-15^{\circ}\text{C}$  болуы мүмкін. Ал жазы ұзақ әрі ыссы болады. Кейде  $+45^{\circ}\text{C}$  шамасына жетуі мүмкін. Жауын-шашын түрі жаңбыр немесе су аралас қар көлемі 100-200мм болады. Ауа ылғалдылығы орта есеппен 30% ары-бергі жағы.

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

Өрт қауіпсіздігі Қазақстан Республикасында белгіленген талаптарына сәйкес жасалынатын болады. Өртсөндіргіштер қызметкерлерге көрнекті және

оңай жетімді жерде орналасуы тиіс. Және апаттық жағдайда тез арада бөлмеден шығу жолдары көрсетілген бөлме схамасы болуы керек.

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

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, тканның және қан тамырларының қызуын тудырады.

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

Тоқтың электролиттік әсері қан құрамының өзгеруіне алып келеді.

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  $+3000-6000^{\circ}\text{C}$  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.

Электр белгілері деп, тоқ жүретін бөліктермен тығыз байланыста болғанда, яғни оны қысып ұстағанда теріде сұр немесе ақшыл – сары түсті дақтың қалуын айтамыз.

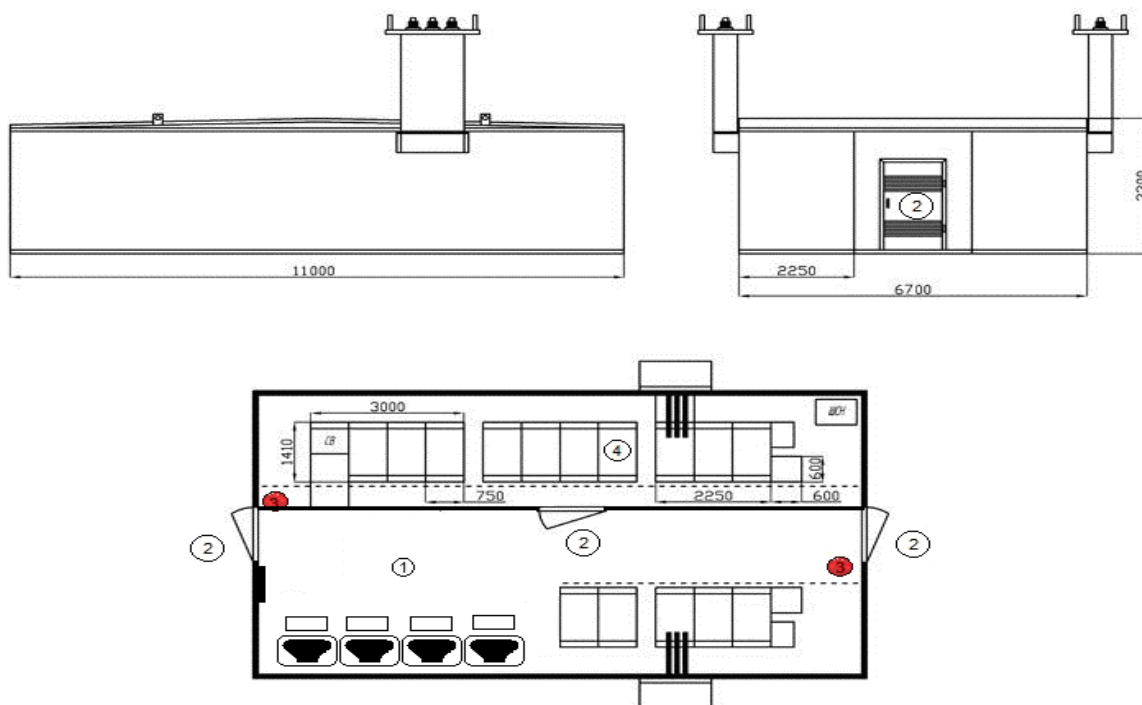
Электроофтальмия дегенде электр доғасының ультрафиолеттік сәулесі әсерінен көздің сыртқы қабатының зақымдалуын түсінеміз.

Электр соққысы болғанда, адам организмі жалпы зақымданады, яғни нерв және жүрек тамырларының бұзылуы, бұлшық еттерінің тырысуы пайда болады.

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

Шу және дірілмен күресуді өнеркәсіпті, жұмыс орнын, жабдықтарды жобалау барысында қарастыру керек. Бұл үшін ұйымдастырушылық, техникалық және медико-профилактикалық шаралар қолданылады. Ұйымдастырушылық шараларға өндірістік бөлімдердің, жабдықтар мен жұмыс орындарының рационалды орналастыру, жұмысшылардың еңбегі мен дем алысын үнемі бақылау, жабдықтарды және санитарлық-гигиеналық талаптарға сай емес жұмыс орындарын қолдануды шектеу. Біздің қосалқы стансамыздағы жабық тарату құрылғысында шудың көзі электронды аппараттарды қызуынан

сақтайтын желдеткіштерден болуы мүмкін. Оның шу нормадағы талаптарға сай келеді және уақытылы шаң тозаңнан тазартылып тұрады. Ал ашық тарату құрылғысында шу көзі трансформатор болады. Қосалқы станса жаңадан және де соңғы техникалармен қамтамасыз етілгендіктен трансформатор барлық талаптарға еркін жауап бере алады.



Сурет 6.1-Бөлме жоспары

## 6.2 Есептеулер Бөлменің вентиляция жүйесін есептеу

Жылы не суық ауа адамдардан тыс бағытында, жылыту жүйесі және кондиционерлеу жүйесі орнатылуы тиісті. Өндірісте динамикалық климатты белгілі деңгей ауысуымен бірге жасауды ұсынады. Ауа температурасы беттің нобайлы бейнесі және адам басының деңгейінде бір-бірімен 5 градустан ажыратылуы болдырмауға керек. Вентиляция жүйесінің характеристикасын сипаттайтын басты параметрлері, еселік аурбастауы болады, ол деген ауаның бөлмедегі қаншы рет ауысқаны.

Ауа асуының еселегін 6 м x 3 м x 3 м бір терезесімен бар бөлмені есептейік, терезенің өлшемдері 2 м x 1 м болып келеді. Бөлмеде сегіз адам жұмыс істейді. 5.6-кестедегі көрсетілген электржабдығықтарды қолданамыз.

### 6.1-кесте– Қолданылатын электржабдығықтар

Атауы	Саны (дана)	Қолданылатын қуат,
-------	-------------	--------------------

		Вт
Дербес компьютер	4	600
Тоқтаусыз қоректендірі көзі	4	700

Ауа асуының еселегін мына формула бойынша есептейміз:

$$K = \pm \frac{V_{\text{вент}}}{V_{\text{бл}}}, \quad (6.1)$$

мұнда  $V_{\text{вент}}$  – бөлмеге берілетін ауа көлемі,  $\text{м}^3$ ;  
 $V_{\text{бл}}$  – бөлме көлемі,  $\text{м}^3$ .

Ауысуға керекті ауа көлемін  $V$  вент жылулық тепе-теңдік балансы арқылы анықтаймыз.

$$V_{\text{вент}} = \frac{3600 \cdot Q_{\text{аж}}}{C \cdot (t_{\text{кт}} - t_{\text{кл}}) \cdot Y}, \quad (6.2)$$

мұнда  $Q_{\text{аж}}$  – артық жылу, Вт;  
 $C = 1000$  – ауаның сыбағалы жылуөткізгіштілігі, Дж/кг·К;  
 $Y = 1.2$  – ауаның тығыздығы, кг/м<sup>3</sup>.

Тыс кететін ауаның температурасы мына формула бойынша есептелінеді:

$$t_{\text{кт}} = t_{\text{км}} + (H - 2) \cdot t, \quad (6.3)$$

мұнда  $t$  – бөлменің 1 метр биікке температуның өзгеруі, 1 ден 5 градусқа дейін мәндерін алады;

$t_{\text{км}}$  – жұмыс орындағы температурасы, 23 градусқа тең;

$H$  – бөлменің биіктігі, 3 метрге тең;

$t_{\text{кл}}$  – келетін ауаның температурасы, 18 градусқа тең.

5.2-формула бойынша кететін ауаның температурасы мынағын тең:

$$T_{\text{кт}} = 23 + (3 - 2) \cdot 2 = 25.$$

Артық жылуды мына формула бойынша есептейміз:

$$Q_{\text{аж}} = Q_{\text{аж1}} + Q_{\text{аж2}} + Q_{\text{аж3}}, \quad (6.4)$$

мұнда  $Q_{\text{аж1}}$  – электржабдықтардан және жарықтандырудан артық жылу, Вт;

$Q_{аж2}$  – күннің сәулесінен келген жылу, Вт;

$Q_{аж3}$  – адмамның жылу беруі, Вт.

Электржабдықтардан және жарықтандырудан артық жылуың мына формула бойынша есептейміз:

$$Q_{аж1} = E \cdot P, \quad (6.5)$$

мұнда  $E$  – жылу бұру энергиясының шығын коэффициенті;

$P$  – электр жабдықтар қуаты, Вт.

Электрэнергияның шығыны коэффициенті келесі мәндерді қабылдайды:

$E=0.55$  жарықтандыру үшін;

$E=0.4$  дербес компьютер үшін.

Келесі формула бойынша жарықтандырудың және электр жабдықтардың жалпы қуатын есептейміз:

$$P = P_{дана} \cdot K, \quad (6.6)$$

мұнда  $P_{дана}$  – бір дана жабдықтың қуат өлшемі, Вт;

$K$  – жабдықтардың сан данасы.

Сөйтіп, 5.6- формула бойынша:

$$P_{жарықтандыру} = 200 \cdot 4 = 800 \text{ Вт};$$

$$P_{компьютеры және т.б.} = 600 \cdot 4 + 700 \cdot 4 = 5200 \text{ Вт}.$$

6.5- формула бойынша электржабдықтардан және жарықтандырудан артық жылуын есептейміз:

$$Q_{аж1} = 0.55 \cdot 800 + 0,4 \cdot 5200 = 2520 \text{ Вт}.$$

Жасанды жарықтандырудан артық жылуын келесі формула бойынша есептейміз:

$$Q_{аж3} = m \cdot S \cdot k \cdot Q_t, \quad (6.7)$$

мұнда  $m$  – терезе саны;

$S$  – бір терезенің ауданы,  $m^2$ ;

$k$  - әйнектеуді ескеретін коэффициент. Екі қабатты әйнектеудің коэффициенті –  $k = 0.8$ ;

$Q_t$  – терезеден жылу келуі, 127 Вт/м тең.



6.7-формула бойынша жасанды жарықтандырудан артық жылуын есептейік:

$$Q_{аж2} = 1 \cdot 2 \cdot 0.8 \cdot 127 = 203 \text{ Вт.}$$

Адамның жылу беруің келесі формула бойынша есептейміз:

$$Q_{аж3} = n \cdot q, \quad (6.8)$$

мұнда  $q$  – бір адамның жылуы бөлгіштігі, 80 Вт/ад тең;  
 $n$  – адам саны, 4 тең.

5.8-формула бойынша адамның жылу беруің есептейміз:

$$Q_{аж3} = 4 \cdot 80 = 320 \text{ Вт.}$$

5.2-формула бойынша артық жылуды есептейміз:

$$Q_{аж} = 2520 + 203 + 320 = 3043 \text{ Вт.}$$

Сөйтіп, 5.2-формула бойынша ауысуға керекті ауа көлемін есептейміз:

$$V_{\text{вент}} = \frac{3600 \cdot 3043}{1000 \cdot (25 - 18) \cdot 1,2} = 1304,14;$$

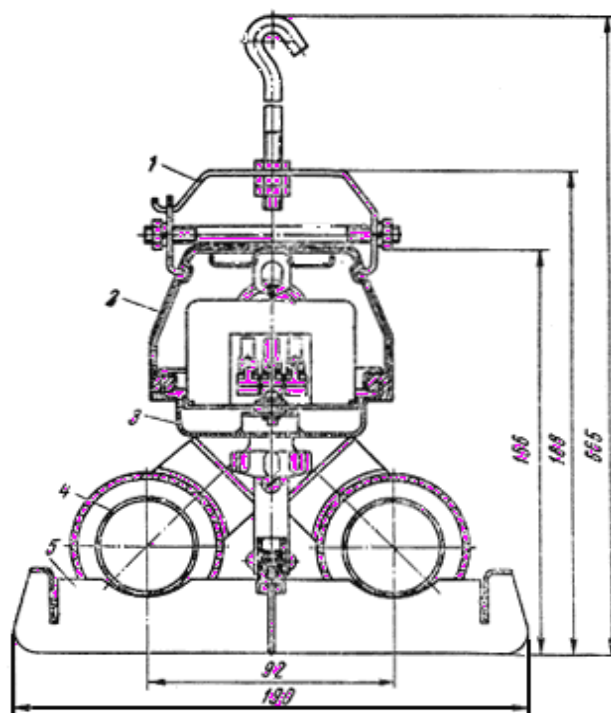
$$K = \pm \frac{V_{\text{вент}}}{V_{\text{бл}}} = \pm \frac{1304,14}{(6 \cdot 4 \cdot 3)} = \pm 18,11.$$

Демек, оптималды шартты тудыру үшін ауаны кондиционерлеуін жаса жүзеге асыру керек, ол деген бөлменің сыртында ауаның өзгеруіне және бөлменің ішінде өзгеруіне қармастан белгілі бір нұсқаудың шарты бойынша (берілген температура, ылғалдылық, ауаның ауысуы) автоматты түрде ауаны сақтандыруды айтады [13].

*Жасанды жарықтандыруды есептеу*

Бөлме үшін мен «Жарық техникасы» каталогынан маркасы ПВЛМ-1×40, қуаты 40 Вт болатын шамдалды таңдап алдым.

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



Сурет 6.2 Люминесценттік лампа

$$H_{ec} = H - (h_{ш} + h_{ед});$$

$H_{ec}$  – жұмыс кеңістігінен шамдалдың іліну, м;

$H$  – бөлме биіктігі, м;

$h_{ш}$  – шамдалдың іліну биіктігі, м;

$h_{ед}$  – еденнен жұмыс істеу кеңістігіне дейінгі, м;

Менің таңдауым бойынша  $h_{шбер} = 0$  м,  $h_{ед} = 0$  м;

$$h_{ш} = h_{шбер} + h_{ед} = 0 + 0 = 0 \text{ м};$$

мұндағы  $h_{шбер}$  – шамдалдың биіктігі, м;

$h_{ед}$  – еденнен биіктік, м;

$$H_{ec} = 3,3 - (0,6 + 0) = 2,7 \text{ м}.$$

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

$$L = \lambda \cdot H_{ec} = 0,8 \cdot 2,7 = 2,16 \text{ м}.$$

Шамдардың қатарларын анықтаймыз:

$$R = \frac{B - 2l}{L} + 1;$$

$$l = 0.3 * L = 0.3 * 2.16 = 0.648 \text{ м};$$

$$R = \frac{B - 2l}{L} + 1 = \frac{6.7 - 2 \cdot 0.648}{2.16} \approx 3;$$

$$N_R = \frac{A - 2l}{L} + 1 = \frac{11 - 2 \cdot 0.648}{2.16} \approx 5;$$

$$N_{III} = N_R * R = 5 * 3 = 15;$$

Демек, бөлмедегі шамдар саны  $N_{III} = 15$  дана

$$L_B = \frac{B - 2l}{R - 1} = \frac{6.7 - 2 \cdot 0.648}{3 - 1} \approx 2.7;$$

$$L_A = \frac{A - 2l}{N_R - 1} = \frac{11 - 2 \cdot 0.648}{5 - 1} \approx 2.5.$$

Тексеру:

$$1 \leq \frac{L_A}{L_B} \leq 1.5 \quad \frac{L_A}{L_B} = \frac{2.7}{2.5} = 1.08.$$

Бөлменің ауданы төмендегідей болады:

$$S = A \cdot B = 11 * 6.7 = 73.7 \text{ м}^2.$$

Бөлме индексін анықтаймыз (определяемый соотношением размеров освещаемого помещения):

$$i = \frac{A \cdot B}{H_{ec} (A + B)} = \frac{73.7}{2.7 \cdot (11 + 6.7)} = \frac{73.7}{2.7 \cdot 17.7} = \frac{73.7}{47.79} = 1.5.$$

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

Нес жұмыс кеңістігінен шамдалдың орналасуы, м.

Бөлменің жарықтану коэффициентіне сүйене отырып, пайдалану коэффициентін анықтаймыз (таблица 5-12 справочная книга для проектирования электрического освещения. Г.М. Кнорринг)

$$\eta = 0.61 \text{ немесе } 61\%.$$

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:

$$\Phi_{шам} = \frac{E_n \cdot K_{кор} \cdot S \cdot z}{N \cdot \eta} = \frac{300 \cdot 0.8 \cdot 73.7 \cdot 1.1}{15 \cdot 0.61} = \frac{19456,8}{9.15} = 2126.42 \text{ лм.}$$

Бұл бөлме үшін мен «Жарық техникасы» каталогынан маркасы ПВЛМ-1×40, қуаты 40 Вт болатын шамдалды таңдап алдым. Шамдалдағы бір шамның көрсеткіші – 2250 лм.

Жарықтану ағымының шығыны төменднгідей анықталады:

$$\Delta\Phi = \frac{\sum\Phi_n - \Phi_{шам}}{\Phi_n} = \frac{2250 - 2126.42}{2250} \cdot 100\% = 5.4\%.$$

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

## **7 Экономикалық бөлім**

### **7.1 Жалпы бөлім**

*Жобаны жасаудың мақсаты*

Бұл жобаның мақсаты “ Қосалқы станса № 4” салудағы экономикалық тиімділіктің есептік мәндерін көрсету.

Салынып жатқан қосалқы станса Алматы 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 кВ қуаттары 16 МВА екі трансформатор, ашық тарату құрылғылары, комплектілі тарату құрылғылары және ортақ қосалқы станса басқару ғимараты кіреді.

#### *Электр энергиясының тарифі*

- электр стансасынан электр энергияны сатып алу (7,4 теңге/кВт·сағ);
- КЕГОК ҰЭТ тарифі (1,4 теңге/кВт·сағ);
- «АЖК» тарифі (5,31 теңге/кВт·сағ);
- «Ж.Е.Н» ЖШС жеке тарифі (0,652 теңге/кВт·сағ)

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 Алматыда орнатылған тарифпен бірдей болады.

#### *Өндіріс жоспары*

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

Қосалқы стансаның бір жылда өндіретін энергия көлемі 761,3 млн. кВт·сағ деп жоспарлануда. 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 6000 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 11% алынады. Процент бойынша кредитті, Қазақстанның Халық банкіне төленеді.

#### *Экологиялық ақпарат*

Қосалқы станса экологиялық жағдайы бойынша барлық санитарлық нормаға сай келеді.

## 7.2 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 7.1-кестеге енгізіледі.

### 7.1 кесте – Нысанға салынатын қаржы

ТҚ немесе жабдық	Жабдық саны	Бір жабдық құны, млн.теңге.	Жалпы құны, млн.теңге.
1	2	3	4
Ажыратқыш 110 кВ	4	10	40
Ажыратқыш 10кВ	16	4	64
Айырғыш 110 кВ	2	1,25	2,5
Трансформатордың РҚЖА	2	8	16

### 7.1 кестенің жалғасы

1	2	3	4
Желінің РҚЖА 110кВ	2	16	32
Желінің РҚЖА 10 кВ	14	10	140

Трансформатор	2	75	150
КТҚ 10 кВ	1	9	9
Барлығы:			453.5

Электр энергиясын тасымалдау желілері бойынша барлық қажетті қаржы салымдарды есептеулер 7.2.2-ші кестеге енгізіледі.

7.2 кесте – Нысанға салынатын қаржы

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)
110кВ	2	100	4	400
10 кВ	14	80	2	160
				560

### 7.3 Инвестициялық жоспар

110/10 кВ 2x16 МВА № 4 қосалқы стансасының релелік қорғанысы және автоматты іске қосылу резерві қарастырылған. Бұл қосалқы станса 4 энергия жүйесінен қоректенеді. Төменгі кернеу жағынан 12 фидер шығып жатыр. Осы нұсқаға қажетті инвестицияны анықтаймыз. Инвестиция мөлшері желінің құны мен қосалқы стансаның жабдықтарының құнының қосындысынан табылады:

Зауыттың қосалқы стансасында қуаты 16 МВА екі трансформатор орнатылған. Сонда толық қуатымыз  $S = 32$  МВА болады.  $\cos\varphi = 0,8$  деп аламыз. Сонда:

$$P=S \cdot \cos \varphi; \quad (7.1)$$

$$P=32 \cdot 0,8=25,6 \text{ МВт,}$$

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  $T_M = 6000$  сағат деп таңдадым. Осыдан:

$$W=P \cdot T_M; \quad (7.2)$$

$$W=25,6 \cdot 6000=153,600 \text{ мың кВт} \cdot \text{сағ.}$$

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:

$$Z_{amp} = K_0 \cdot \frac{h_0}{100}, \quad (7.3)$$

мұндағы  $Z_{amp}$  – амортизациялық аударылымдар сомасы, млн теңге;  
 $K$  – негізгі қорлар құны, млн теңге;  
 $h_0$  – амортизациялық аударылымдар нормасы, %.

$$Z_{amp} = \frac{6 \cdot 1388,34}{100} = 83,3 \text{ млн теңге}$$

Амортизациялық аударылымдар нормасын 6% деп қабылдаймыз.

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

$$h_0 = \frac{C_{ныс} - C_l}{t} \cdot 100, \quad (7.4)$$

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

Кәсіпорынның кейбір негізгі қорларына амортизациялық аударылымдар нормасы келтіріледі.

Негізгі қорлардың нысанның амортизацияланып бітпеген бөлігінің құны тозу мен моральдық тозу салдарынан нысан нормативтік мерзімнен ерте істен шығарылып тасталған кезде пайда болады. Ликвидациялық құн өндірістен шығарылатын нысанның оны сатып жібергеннен түскен қаржыны білдіреді.

Өндірістің тиімділігі негізі қорлардың ғылыми-техникалық деңгейіне байланысты ғана емес, сонымен қатар ғылым мен техниканың қазіргі заманғы жетістіктеріне сәйкестігі және оларды өндірістік үрдісте толық қуатында пайдалануына да байланысты болады.



Эксплуатациялық шығындарды анықтайық. Амортизация жұмыстарына кеткен шығындарды есептейік.

Электр қондырғыларының физикалық немесе моральді тозуына байланысты олардың тозуына кеткен шығындардың орнын толтыру үшін электр қондырғыларының құнының бөлігінен ақша бөлінеді. Бұл бөлінетін ақша амортизациялық шығын деп аталады. Ол барлық шығынның 51%-ын құрайды.

Ағымдағы жөндеу әкімшілік шығыстар (мысалы, компьютерді, көлікті немесе есікті жөндеу) тәрізді 7210 жатады. Егер ағымдағы жөндеу шығындары табыс табумен байланысты болса, онда табысты неден табады, кәсіпорын қызметіне (техникалық қызмет көрсету, жабдықтарды жөндеу, құрастыру немесе бөлшектеу жұмыстары) қатысты немесе негізгі құрал-жабдықтардың ағымдағы жөндеуіне кететін шығындар. Бұл жағдайда оларды өзіндік құнға салу керек.

Шығынның қалған 49%-ын келесідей табамыз:

$$Z_{доп} = Z_{амр} \cdot \frac{49}{51} = \frac{83,3 \cdot 49}{51} = 80 \text{ млн тенге.}$$

Сонда толық шығын келесідей болады:

$$Z_{пол} = Z_{амр} + Z_{доп}; \quad (7.5)$$

$$Z_{пол} = 83,3 + 80 = 163,3 \text{ млн тенге.}$$

Осыдан өзіндік құнды табуға болады:

$$S = \frac{Z_{пол}}{W}; \quad (7.6)$$

$$S = \frac{163,3}{153,6} = 1 \frac{\text{тенге}}{\text{кВт} \cdot \text{саг}}.$$

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

$$S_{ПС} = S \cdot 1,1 = 1 \cdot 1,1 = 1,1 \frac{\text{тенге}}{\text{кВт} \cdot \text{саг}}. \quad (7.7)$$

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

$$\sum \Pi_z = W_{год} \cdot 0,1 \cdot S_{ПС} \cdot 0,8; \quad (7.8)$$

$$\sum P_z = 153,6 \cdot 0,1 \cdot 1 \cdot 0,8 = 12,288 \text{ млн.тг.}$$

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

- электр стансасынан электр энергияны сатып алу (7,2 теңге/кВт·сағ);
- КЕГОК ҰЭТ тарифі (1,338 теңге/кВт·сағ);
- «АЖК» тарифі (5,00 теңге/кВт·сағ);
- «Ж.Е.Н» ЖШС жеке тарифі (1,00 теңге/кВт·сағ).

Сол кезде қосалқы стансаның электр энергиясының өзіндік құны 14,53 теңге/кВт·сағ құрайды. Электр энергияны тұтынушыларға 16,21 теңге/кВт·сағ бағасымен сатқан кезде, ЖШС 1,68 теңге/кВт·сағ көлемінде кіріс алады.

Кіріс салығын есептеген кездегі берілген түрдегі жылдық кіріс келесіні құрайды:

$$\sum \Pi_{\text{кп}} = W_{\text{год}} \cdot 0,68 \cdot 0,8 = 153,6 \cdot 1,68 \cdot 0,8 = 206,43 \text{ млн теңге.} \quad (7.9)$$

Өнеркәсіптің екі түрінен де алынған суммалық кірісі келесіні құрайды:

$$\sum \Pi = \sum \Pi_{\text{кп}} + \sum \Pi_{\text{г}} = 206,43 + 12,288 = 218,72 \text{ млн теңге.} \quad (7.10)$$

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.

$$PV = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n}, \quad (7.11)$$

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:

$$NPV = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0, \quad (7.12)$$

мұндағы CF – жыл сайынғы ақшалай түсім;

n – жобаны тарату жылдары;

$I_0$  – толық қосынды инвестиция;

r – банктің пайыздық қойымы.

Ақша ағымы келесі формуламен анықталады:

$$CF = \Pi_q + I_{a0}, \quad (7.13)$$

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

$I_{a0}$  – амортизациялық аударымдар, млн.тенге.

$$CF = 218,72 + 83,3 = 302 \text{ млн.тенге,}$$

$$PV = 302 \cdot 0,901 = 272,12 \text{ млн.тенге,}$$

$$NPV = -1388,35 + 272,12 = -1116,23 \text{ млн.тенге}$$

7.3 кесте – Берілген нұсқа үшін NPV есебінің нәтижесі

Жылдар	CF,млн теңге	$1/(1+i)^n$	NPV,млн теңге
1	2	3	4
0	0	1	-1388,35
1	302	0,901	-1116,23

7.3кестенің жалғасы

1	2	3	4
2	302	0,812	-871,01
3	302	0,731	-650,24
4	302	0,658	-451,53
5	302	0,593	-271,53

6	302	0,534	-110,26
7	302	0,482	35,304
8	302	0,434	166,36

Есептеулер бойынша біздің салған инвестиция 6 жылдан кейін бізге пайда алып келеді.

$$PV=302 \cdot (0,901+0,812+0,731+0,658+0,593+0,482)=1261,45 \text{ млн. Тегңге}$$

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.

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{PV/(1+i)^t}{K_0} = \frac{1261,45/0,593}{1388,35} = 1,53, \quad (7.14)$$

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.

$$PP = \frac{\sum K}{CF}; \quad (7.15)$$

$$PP = \frac{1388,35}{302} = 4,5 \text{ жыл.}$$

## Қорытынды

Бітіру жұмысында қосалқы станциясының релелік қорғанысы мен автоматты резервті қосылуының логикалық сұлбасын жасау. Дипломдық жобанда қысқа тұйықталу тоқтарын есептеп, алынған тоқтар бойынша негізгі электр құрылғыларын таңдадым. Қосалқы станцияда орналасқан трансформатордың дифференциалды қорғанысын есептедім. Сонымен қатар трансформатордың тоқ үзіндісі, максималды тоқ қорғанысы есептедім.

110 кВ кернеулі желілердің үш сатылы дистанционды және үш сатылы нөл реттік қорғанысының есептері жүргізілді.

Кернеуі 110 кВ желіге НРТҚ сезімділігіне зерттеу жүргізілді.

Өміртіршілік қауіпсіздігі бөлімінде электрқауіпсіздігі есептелді.

Бітіру жұмысының экономикалық бөлімінде қосалқы станцияның электр энергиясын жеткізу қызметі қарастырылды. Бітіру жұмысында келесі бағдарламаларды қолдандым:

### 1. ElectronicsWorkbench

а) Қондырғылар таңдау үшін қ.т.тоқтарын өлшеу үшін

б) НРТҚ-ғы қ.т.тоқтарын өлшеу үшін

в) Дистанционды қорғаныстағы тоқ таралу коэффициентін анықтау үшін

г) Дифференциалды қорғаныстағы қ.т. тоқтарын өлшеу үшін

2. А1 форматта бес сызба жұмысын орындау үшін AutoCad бағдарламасын қолдандым.

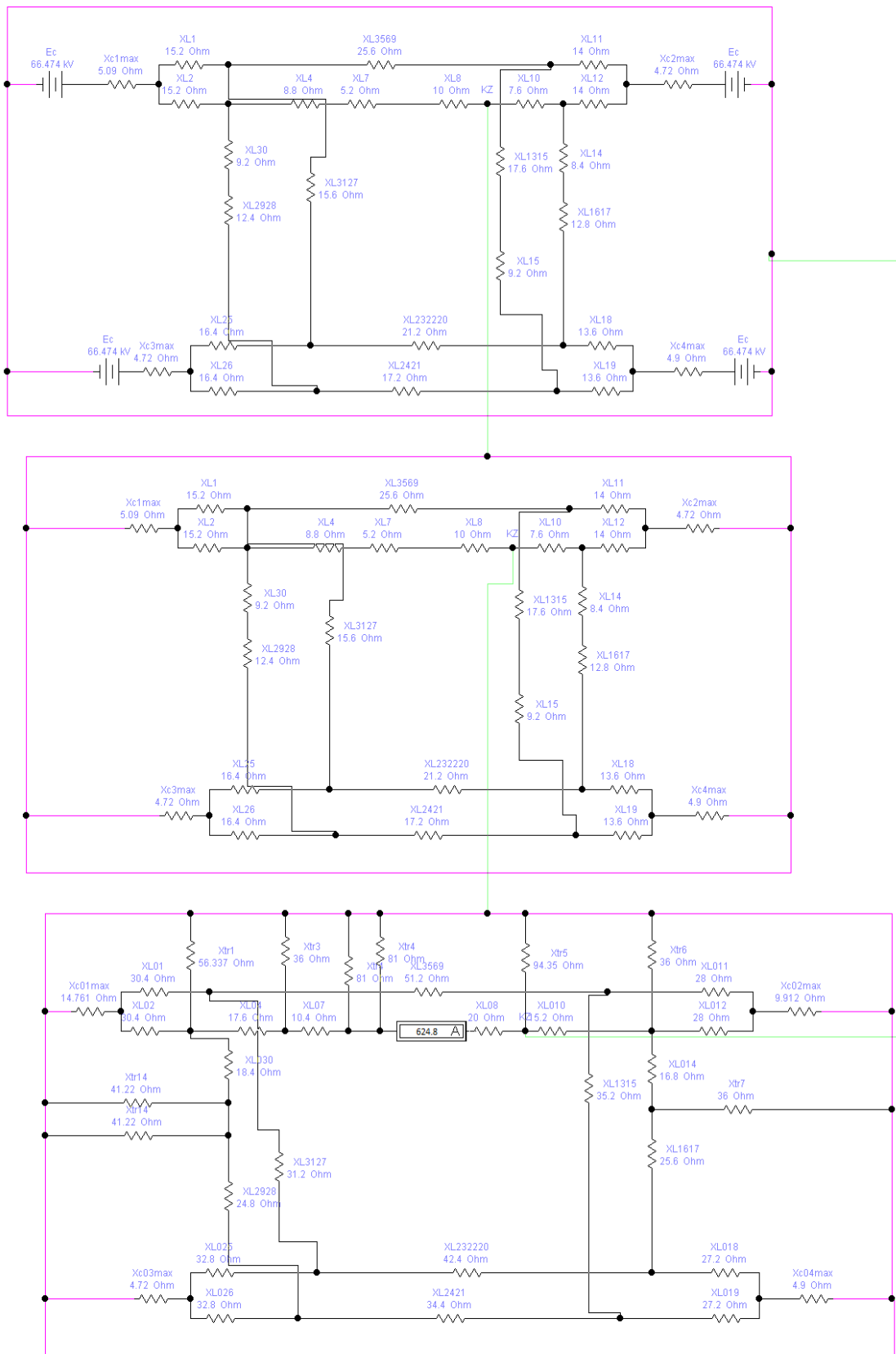
3. Есептеу формулаларын жазу үшін MathCad бағдарламасын қолдандық.

4. Селективтік карталарды жасау үшін Excel бағдарламасын пайдаландым.

## Әдебиеттер тізімі

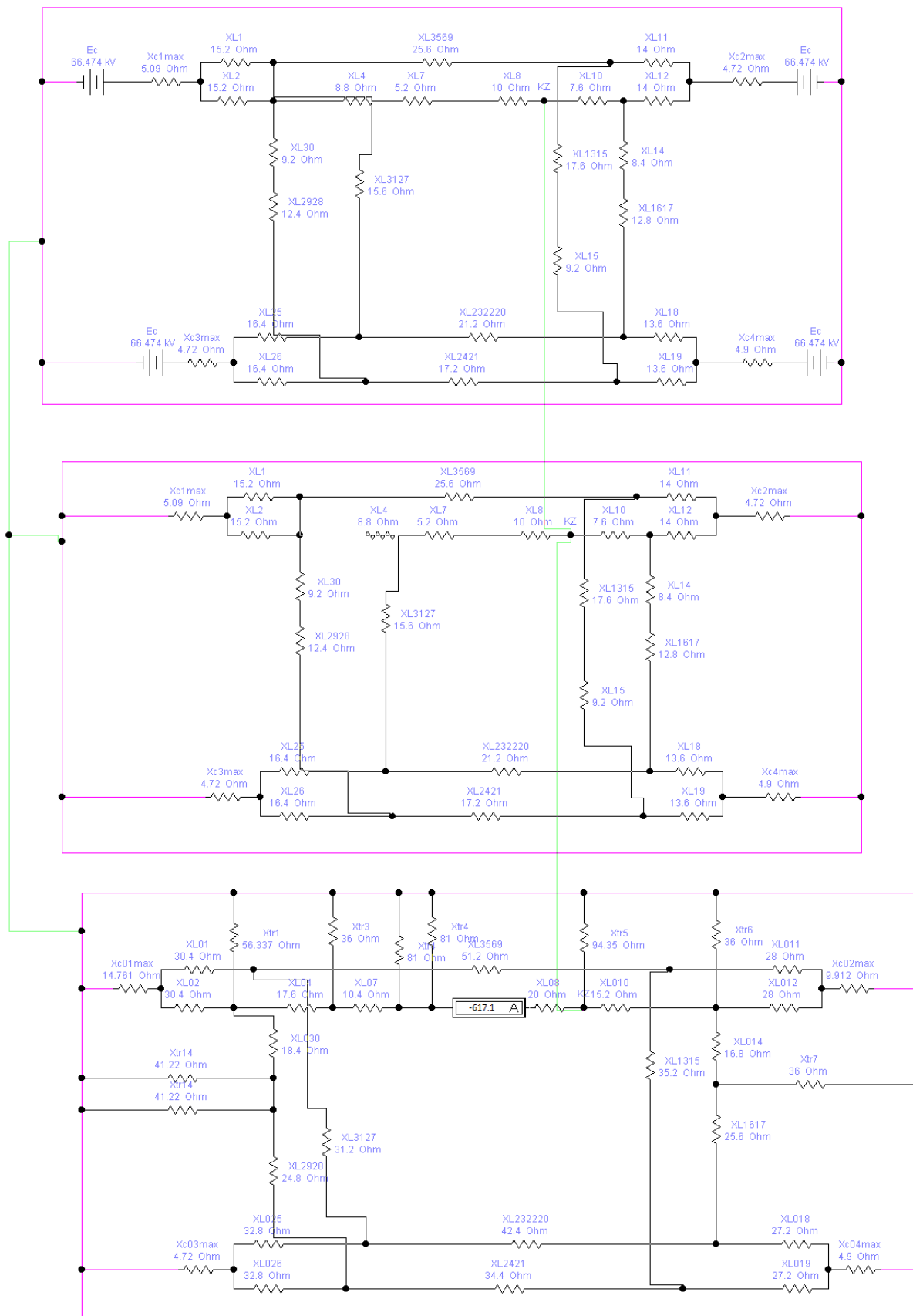
1. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – 4-е изд., стер. М.: Академия, 2007. - 448 с.
2. Дюсебаев М.К., Хакімжанов Т.Е. Адам өмірінің қауіпсіздігінің негізі. Дәрістер конспектісі. – Алматы: АЭЖБИ, 2004.
3. Г.Ж. Даукеев, А.А. Жакупов, К.К. Токтибахиев, Б.И. Тузелбаев. Методология формирования тарифов в секторе электроэнергетики Казахстана: состояние, проблемы, перспективы. - Энергетика и топливные ресурсы Казахстана. – 2005.– №2. – С.17-25.
4. Постановление Правительства Республики Казахстан № 1126 от 15 октября 2002 года «Об утверждении Программы совершенствования тарифной политики субъектов естественных монополий на 2002-2004 годы».
5. Бюллетень ABB Power T&D Company Inc. – Высоковольтные выключатели. Отделение силовых выключателей Гринсбург, Пенсильвания 15601. – 45 с.
6. Бюллетень ABB Power T&D Company Inc. – Вакуумный выключатель типа VD4. Отделение силовых выключателей Гринсбург, Пенсильвания 15601. – 16 с.
7. Бюллетень ABB Power T&D Company Inc. – Элегазовые выключатели типа «PM». Отделение силовых выключателей Гринсбург, Пенсильвания 15601. – 6 с.
8. М.В. Башкиров, Н.Н. Арыстанов. Микропроцессорные реле и современные системы защиты сетей высокого напряжения. Методические указания к расчетно-графическим работам №1,2 для студентов специальности 050718-Электроэнергетика.- Алматы, 2008г.
9. Интеллектуальное электронное устройство защиты трансформатора RET670. Техническое справочное руководство. ООО “АББ Силовые и Автоматизированные Системы”, 2011.
10. Хожин Г.Х. Электр станциялары мен қосалқы станциялар (Оқулық) Алматы: «Ғылым» ғылыми орталығы, 2002.-312 б.
11. Инструкция по оперативному обслуживанию протвоаврийной автоматики южной зоны ЕЭС Казахстана. – Алматы, 2000.
12. [www.sozdik.kz](http://www.sozdik.kz) сайты
13. [www.incotextcom.ru](http://www.incotextcom.ru) сайты
14. [www.rtc-electro-m.ru](http://www.rtc-electro-m.ru) сайты
15. [www.forca.ru](http://www.forca.ru) сайты
16. [www.abb.com](http://www.abb.com) сайты
17. [www.rzia.ru](http://www.rzia.ru) сайты

## А қосымша



Сурет А1 – Л8 желісінің соңындағы нөл реттік бір фазалы ҚТ

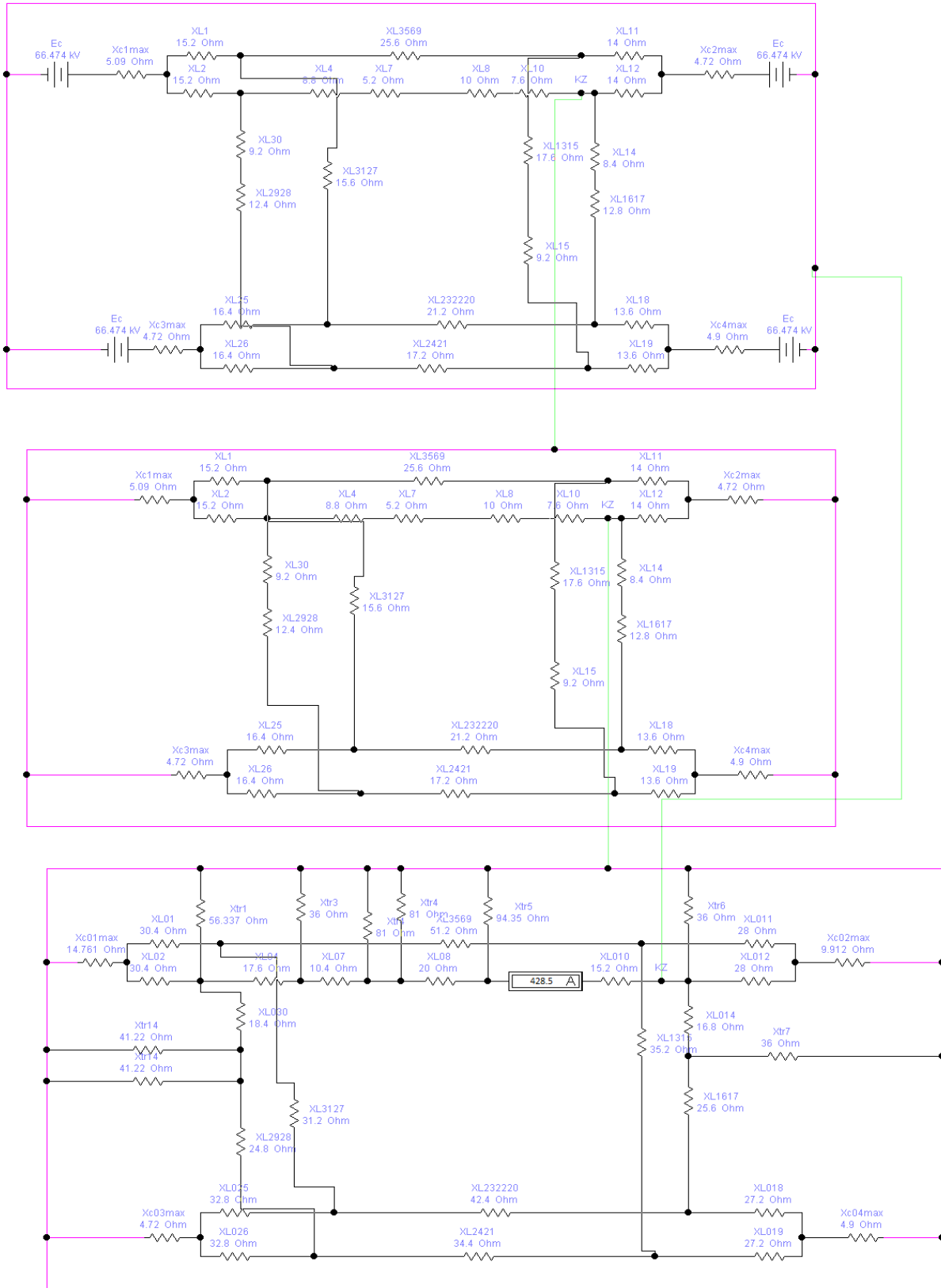
*А қосымша жалғасы*



Сурет А2 – Л8 желісінің соңындағы нөл реттік екі фазалы ҚТ

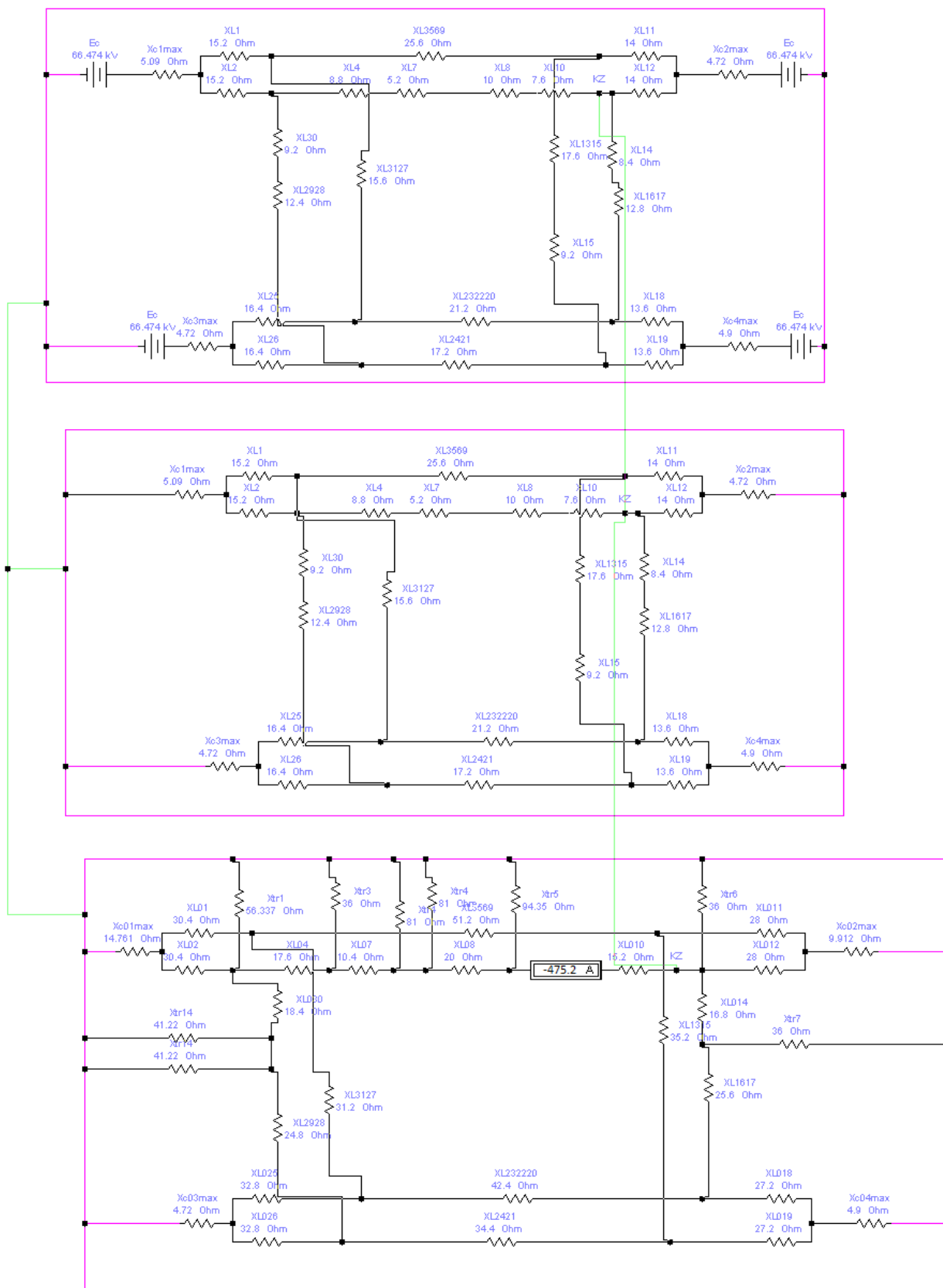


*А қосымша жалғасы*



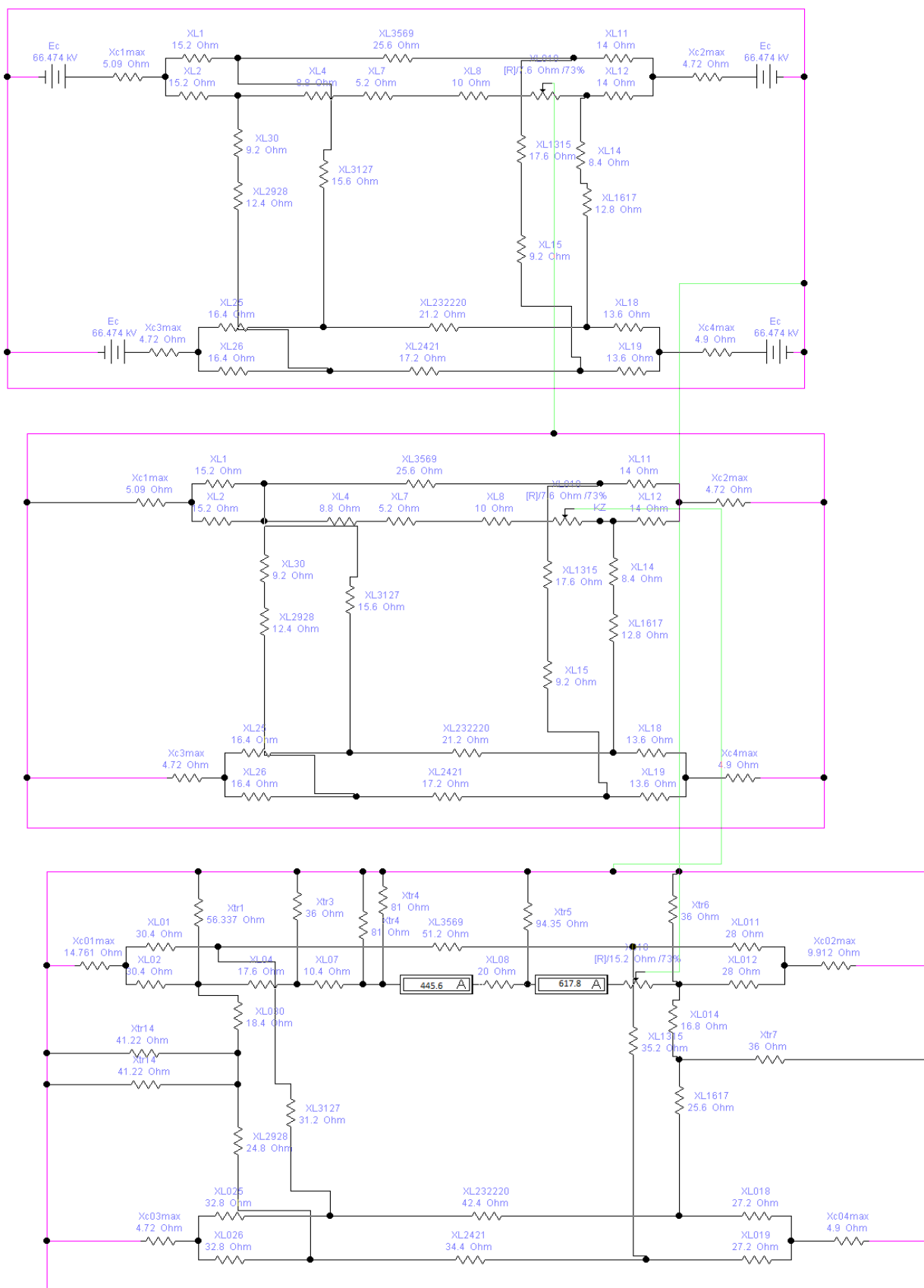
Сурет А3 – Л10 желісінің соңындағы нөл реттік бір фазалы ҚТ

*А қосымша жалғасы*



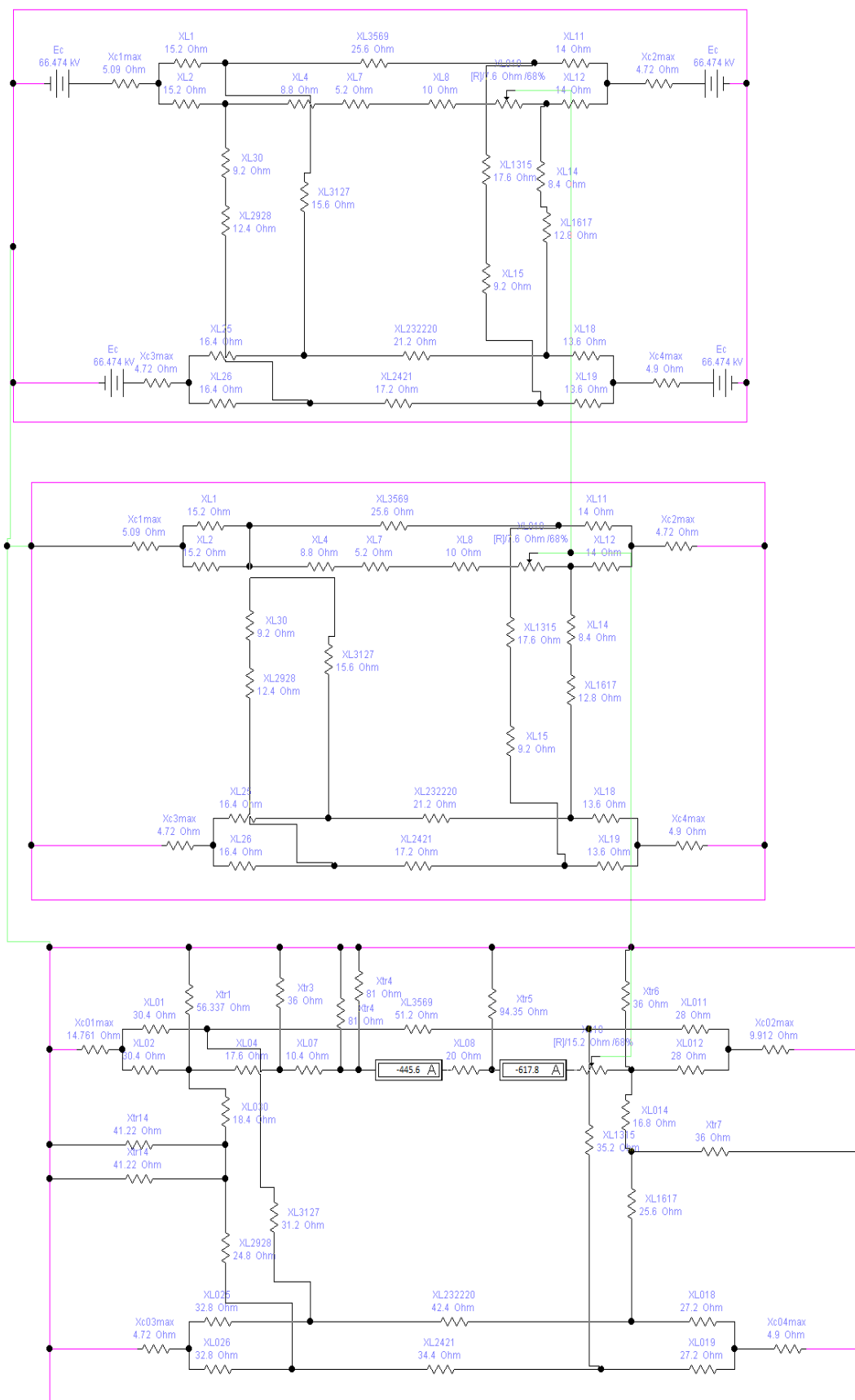
Сурет А4 – Л10 желісінің соңындағы нөл реттік екі фазалы ҚТ

## А қосымша жалғасы



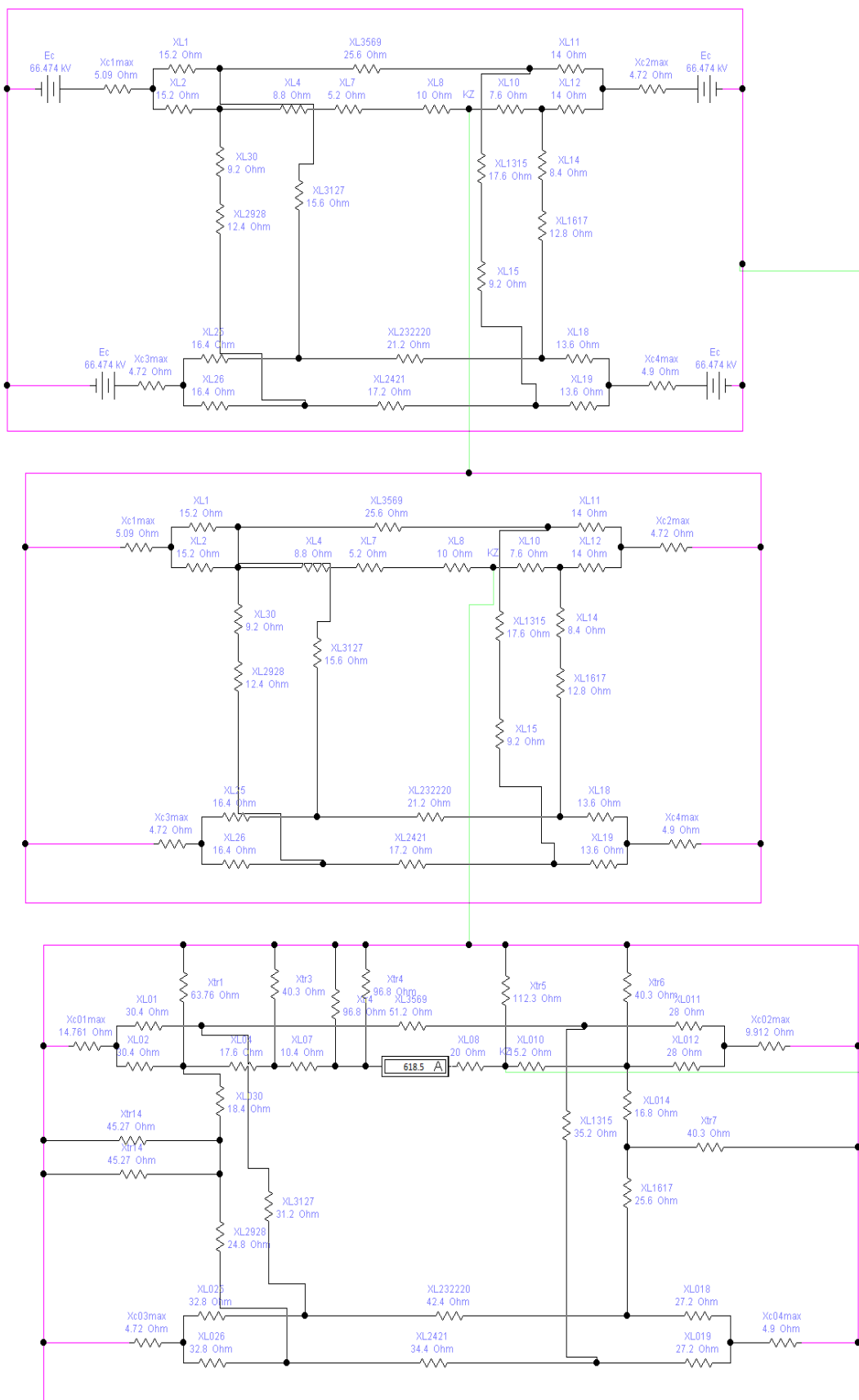
Сурет А5 – Л10 желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі ҚТ

*А қосымша жалғасы*



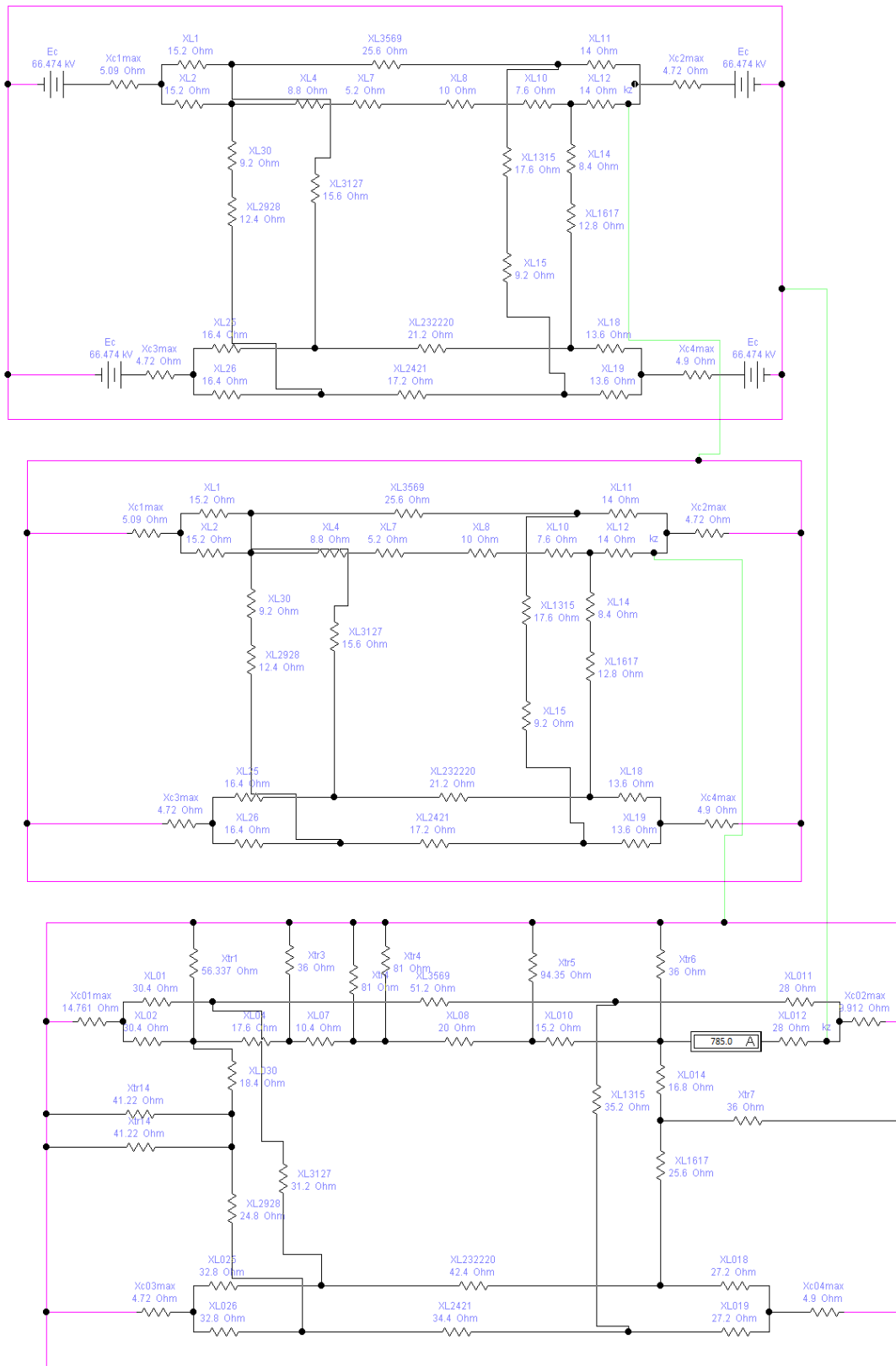
Сурет А6 – Л10 желісінің соңындағы екі фазалы потенциометрлі ҚТ

## А қосымша жалғасы



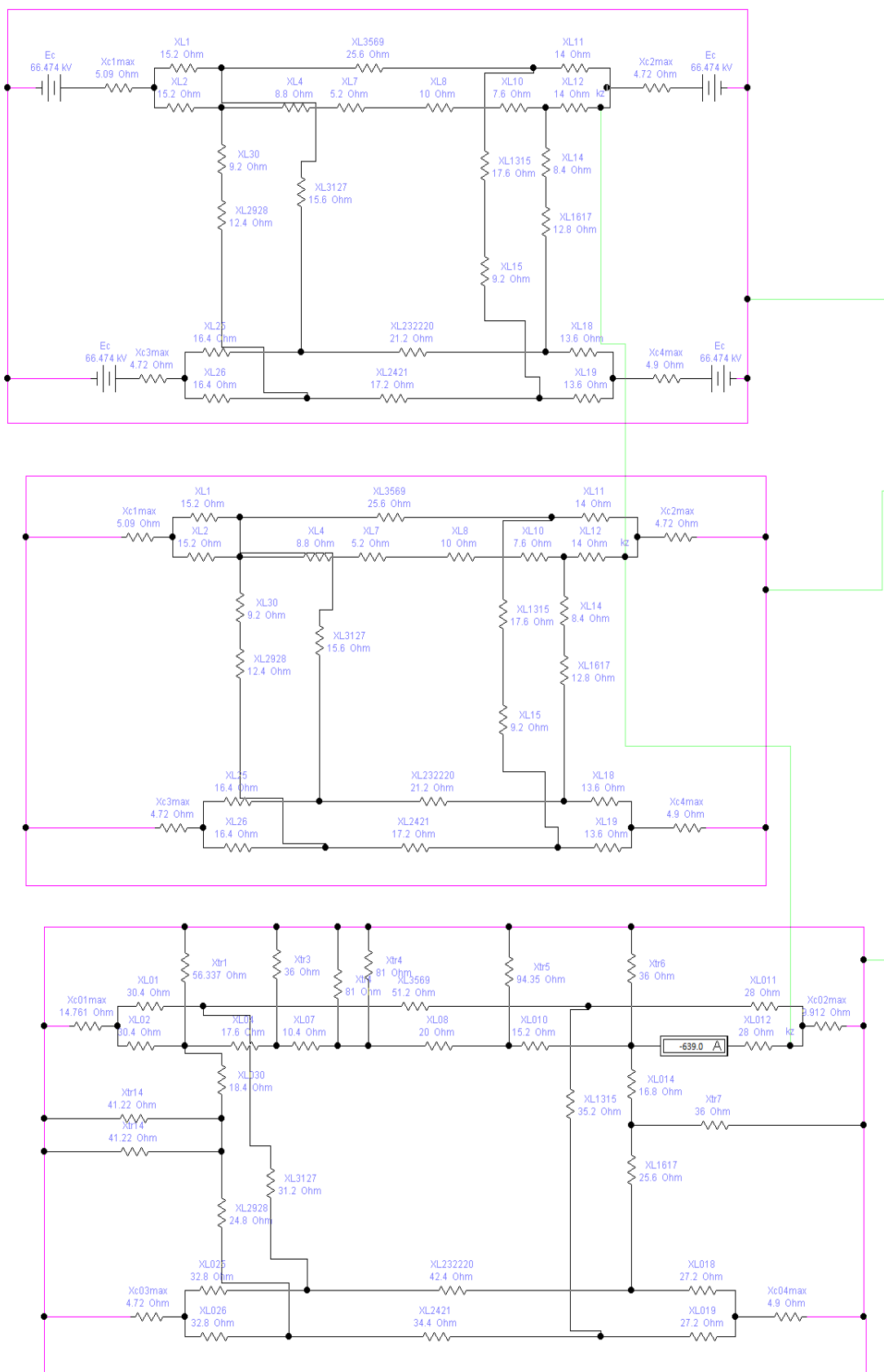
Сурет А7 – Л10 желісінің соғындағы бір фазалы минималды режимдегі ҚТ

*А қосымша жалғасы*



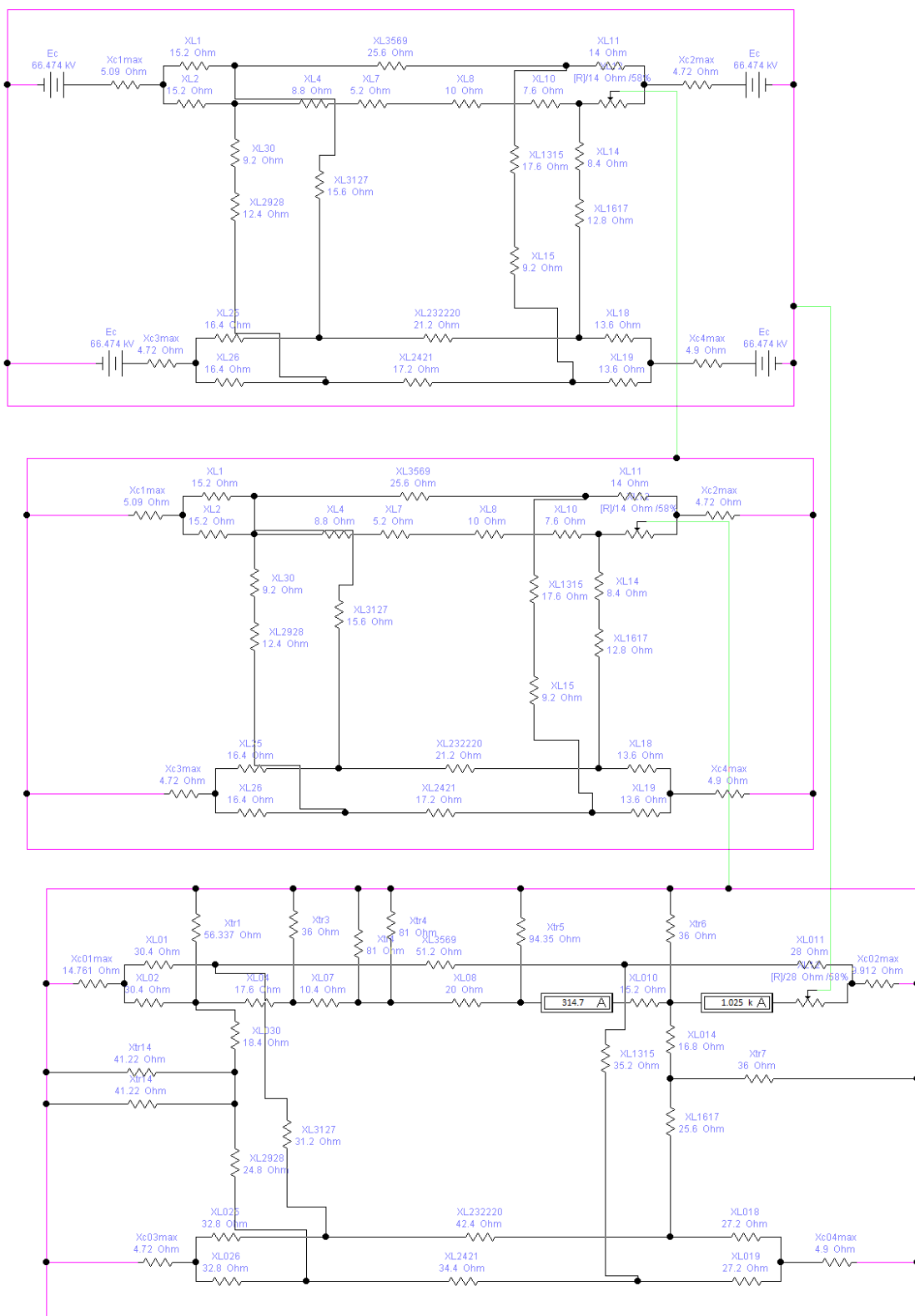
Сурет А8 – Л12 желісінің соңындағы нөл реттік бір фазалы ҚТ

*А қосымша жалғасы*



Сурет А9– Л12 желісінің соңындағы нөл реттік екі фазалы ҚТ

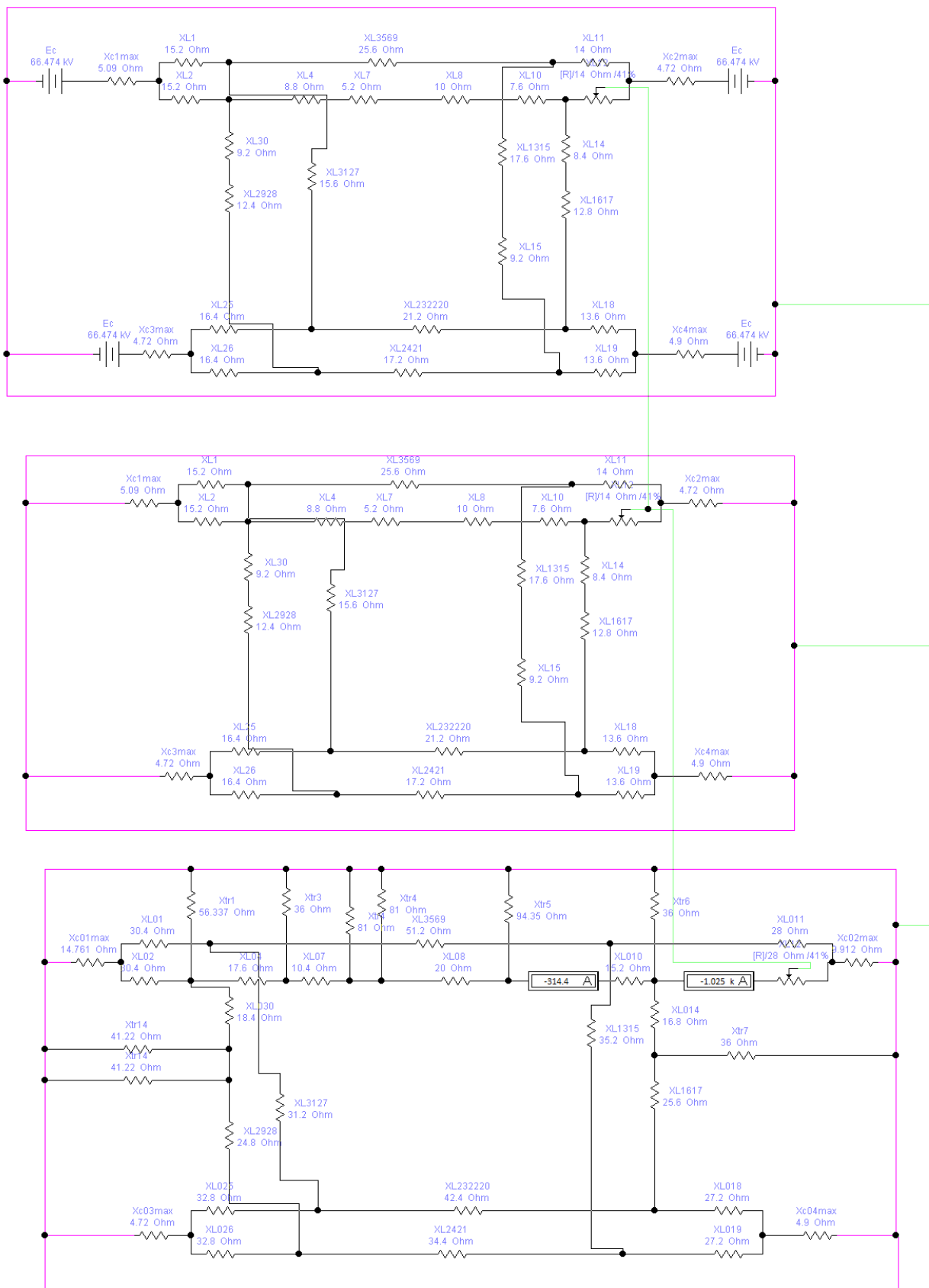
*А қосымша жалғасы*



Сурет А10- Л12 желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі ҚТ

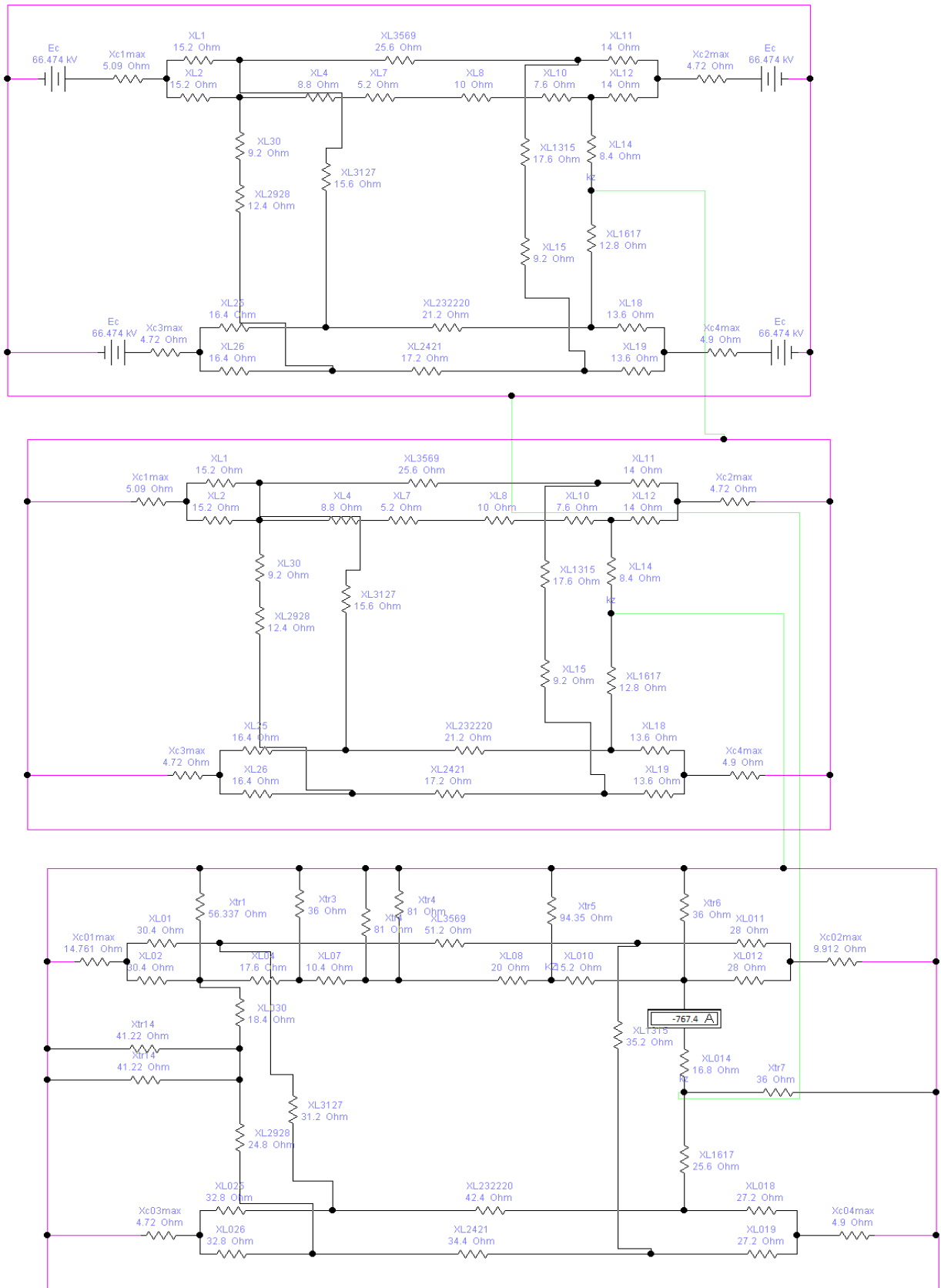


## А қосымша жалғасы



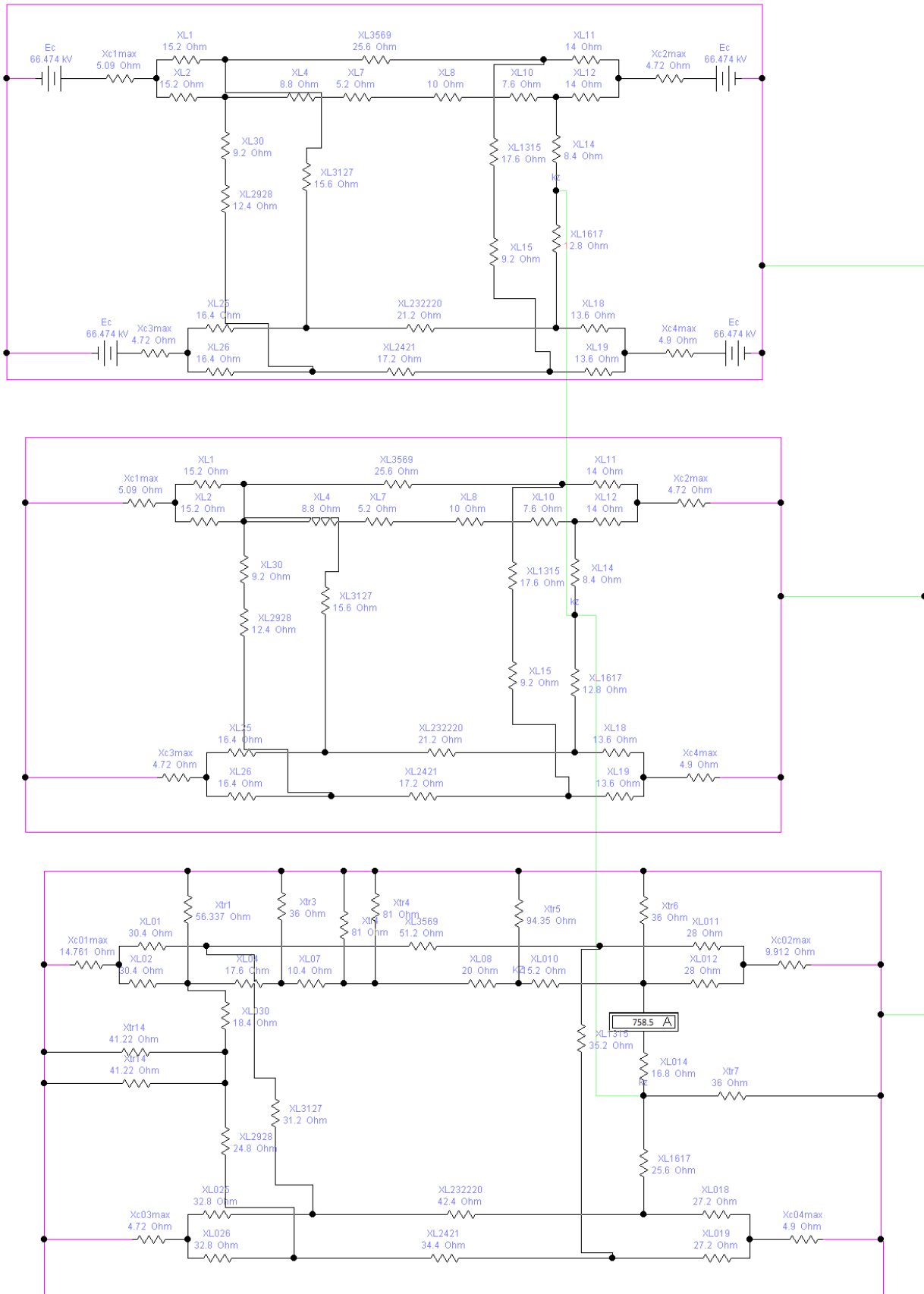
Сурет А11 – Л12 желісінің соңындағы екі фазалы потенциометрлі ҚТ

*А қосымша жалғасы*



Сурет А12 – Л14 желісінің соңындағы нөл реттік бір фазалы ҚТ

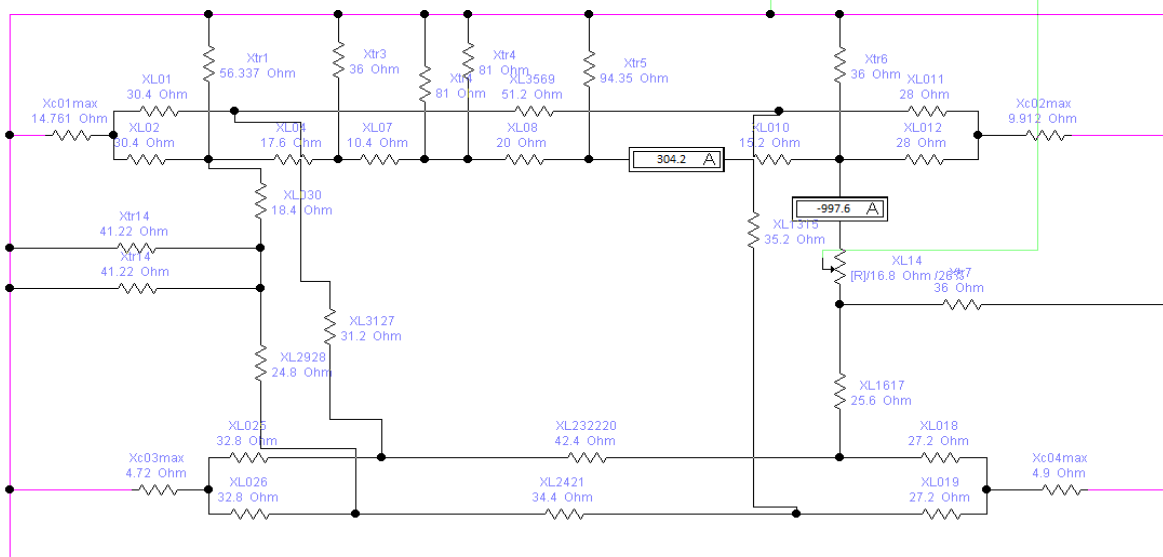
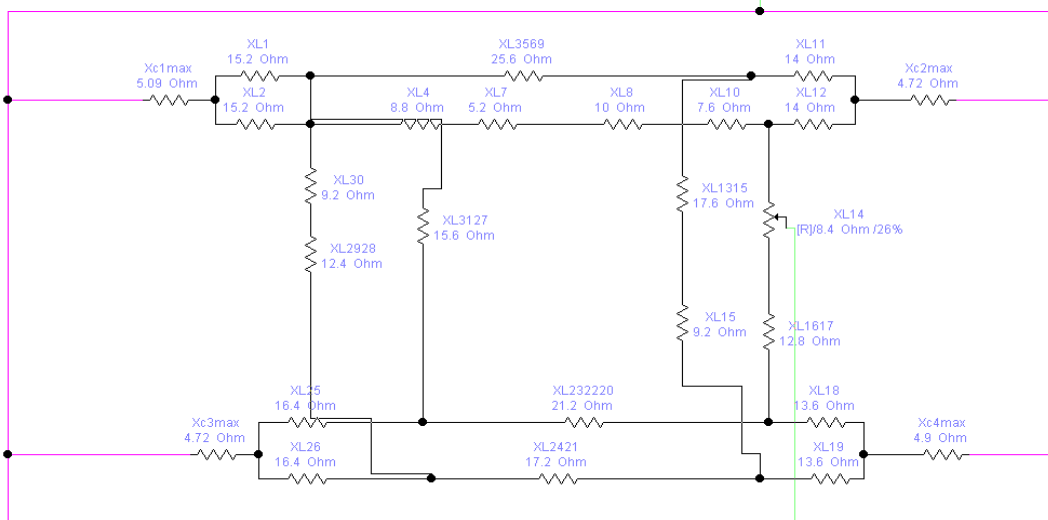
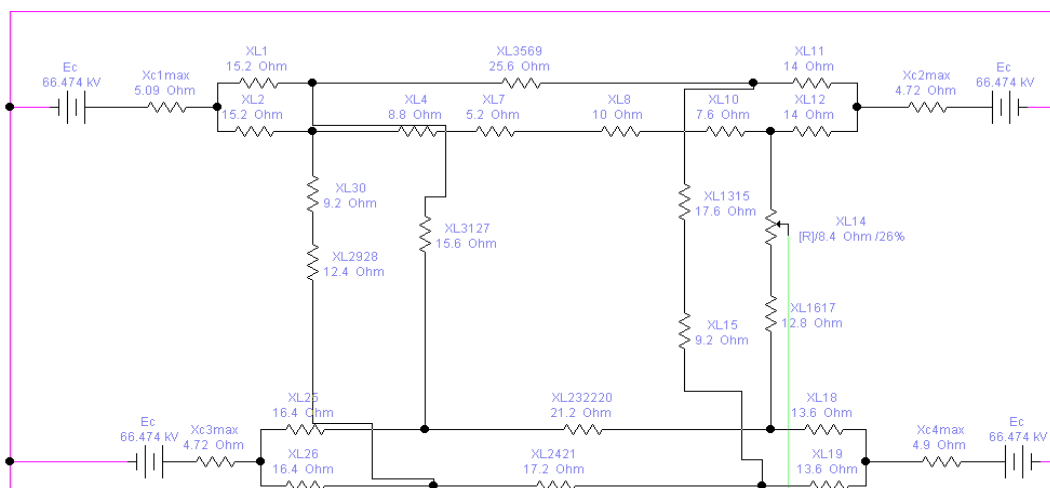
*А қосымша жалғасы*



урет А12 – Л14 желісінің соңындағы нөл реттік екі фазалы ҚТ

C

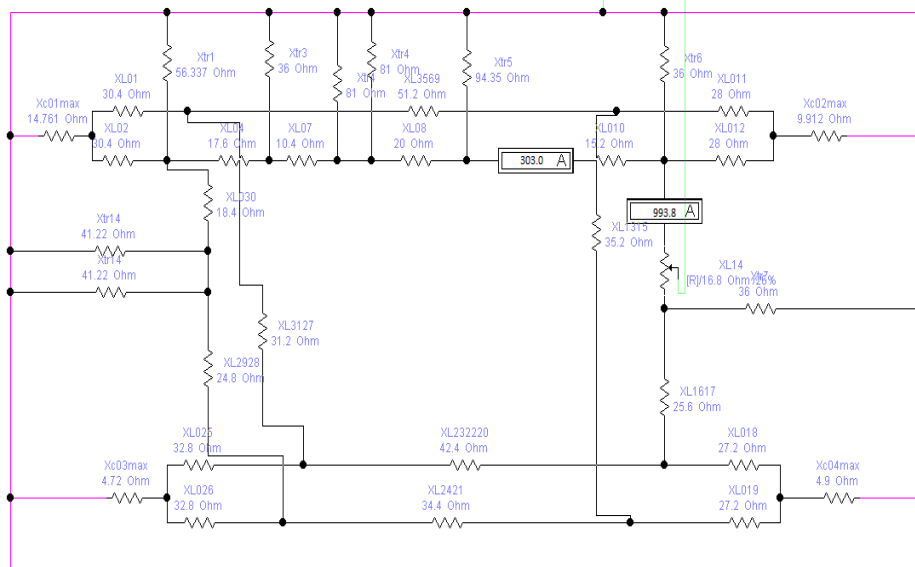
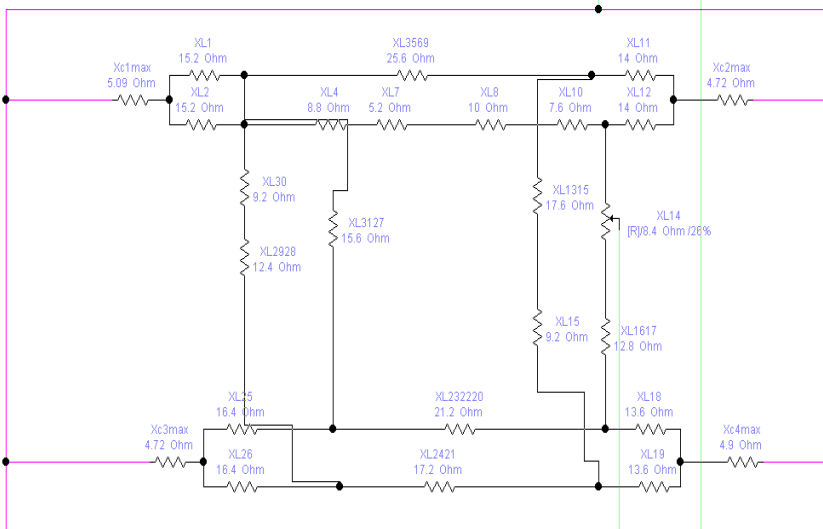
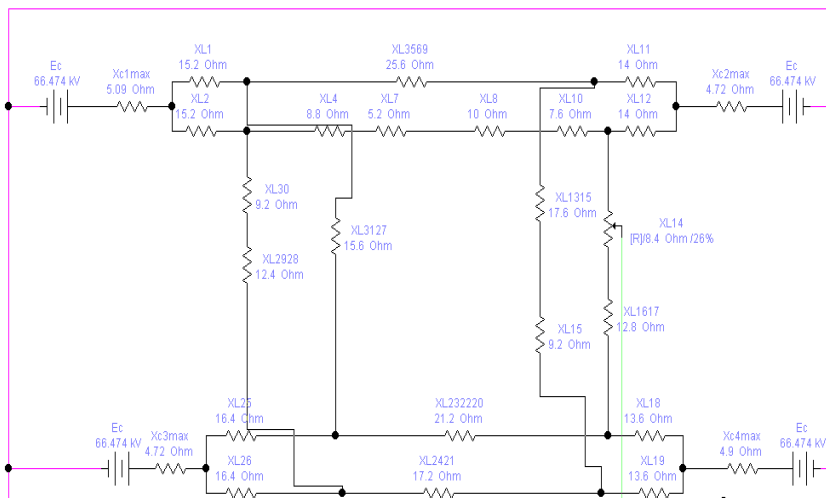
*А қосымша жалғасы*



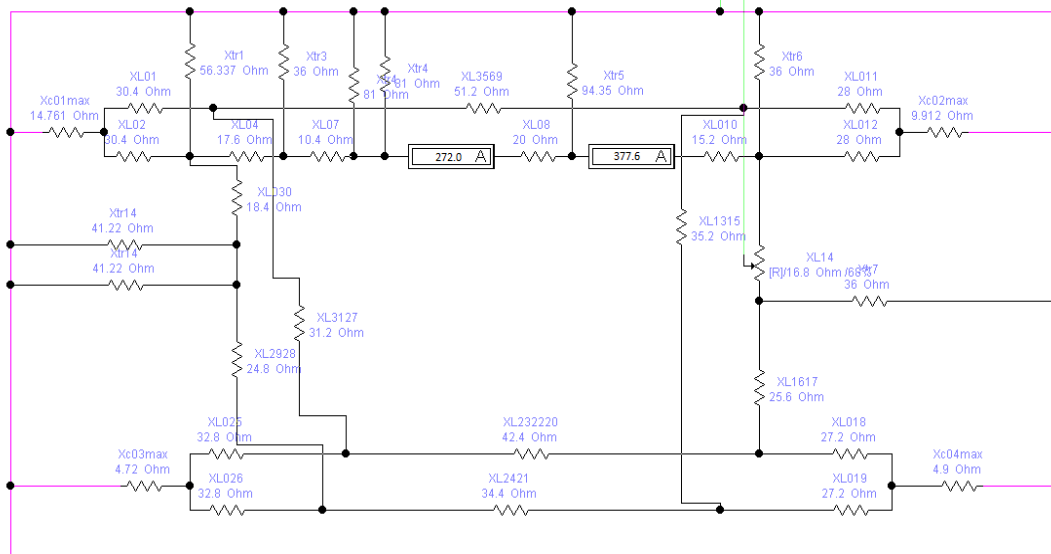
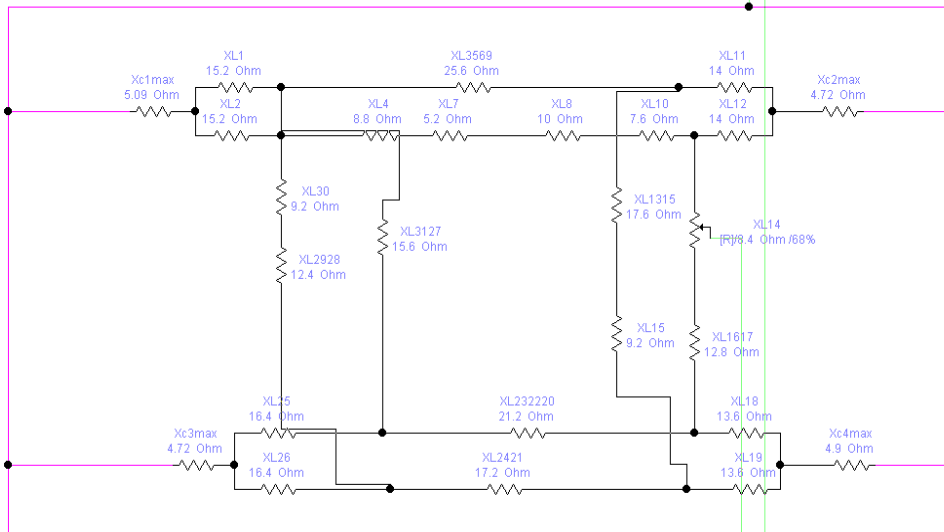
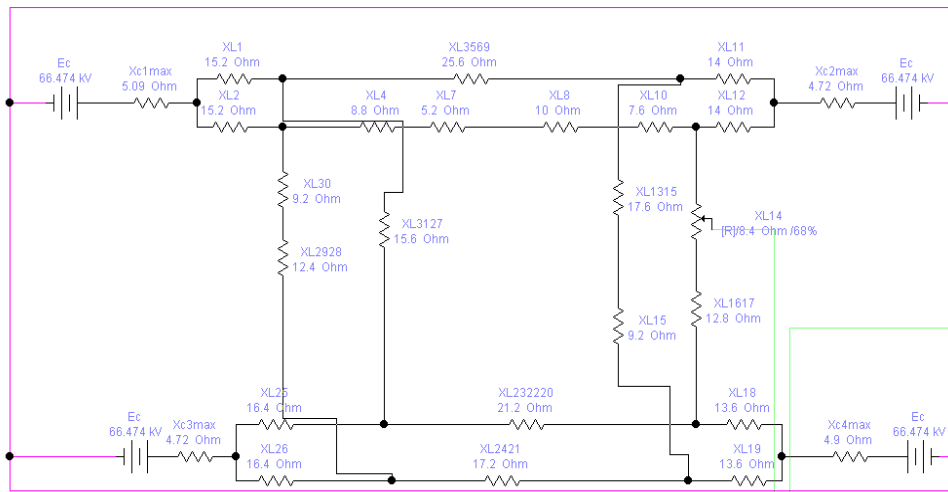
урет А13- Л14 желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі ҚТ

C

# А қосымша жалғасы

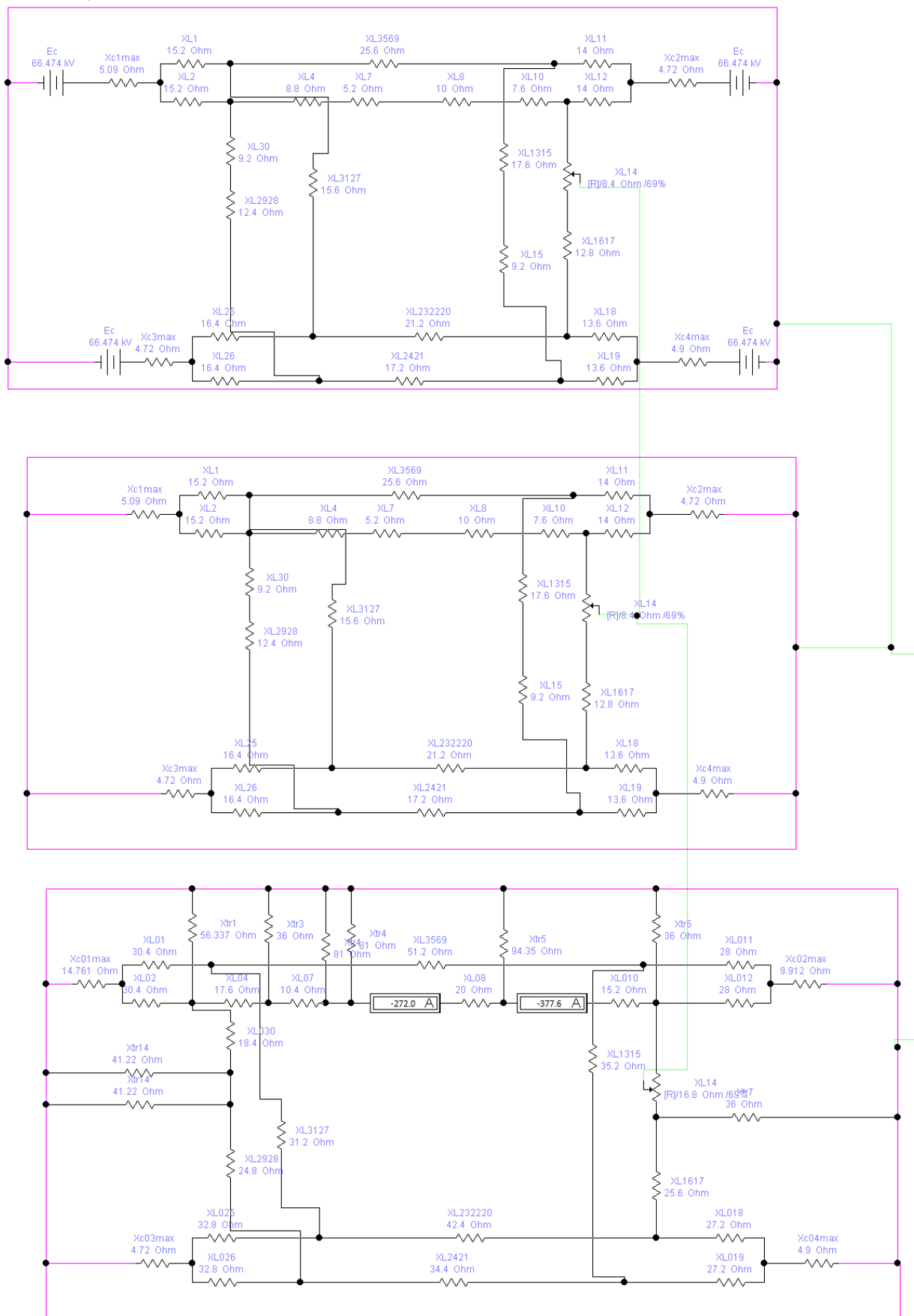


Сурет А14- Л14 желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі ҚТ  
*А қосымша жалғасы*



Сурет А15 – Л10 желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі ҚТ

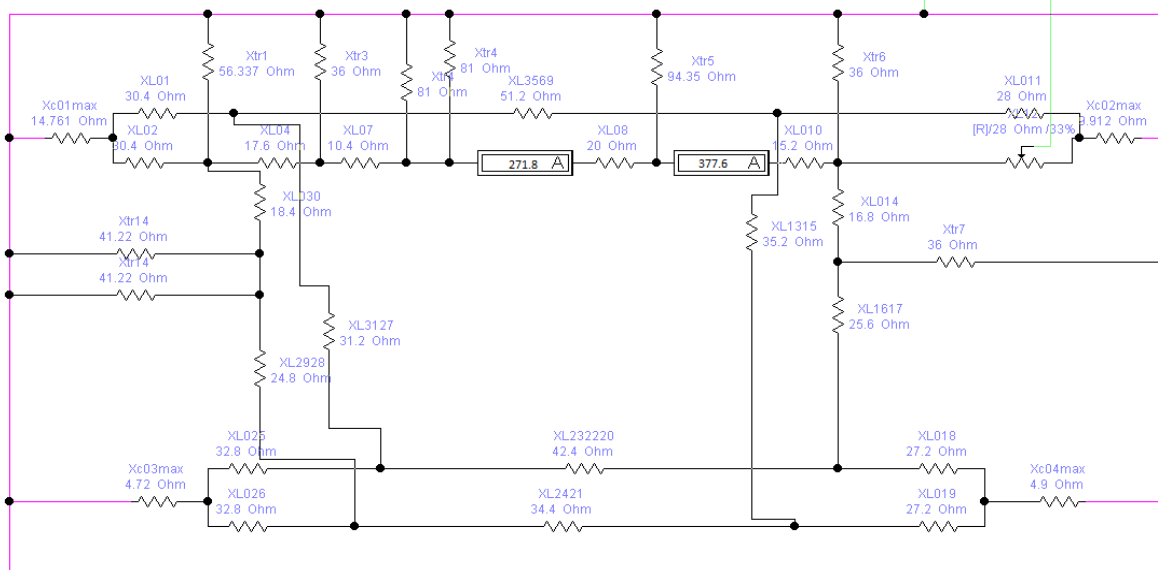
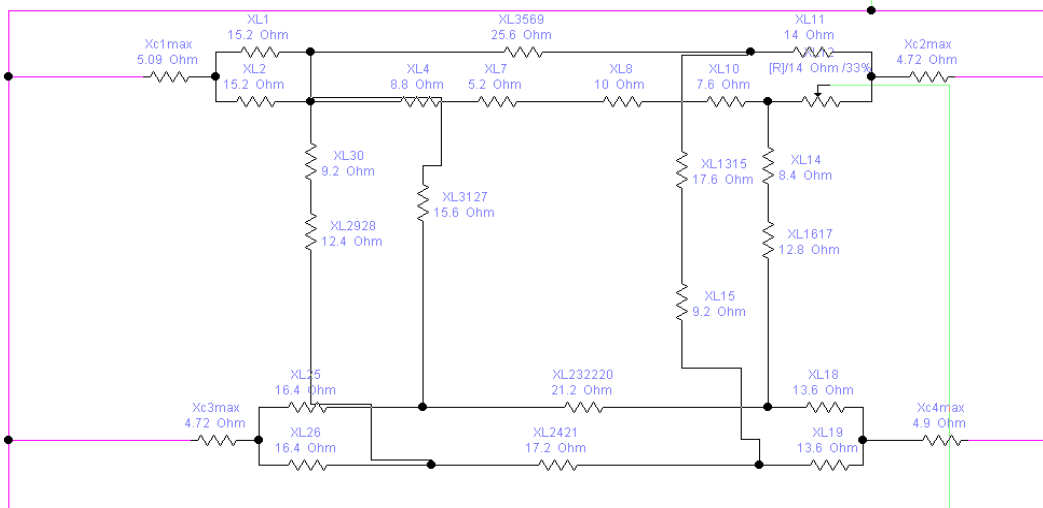
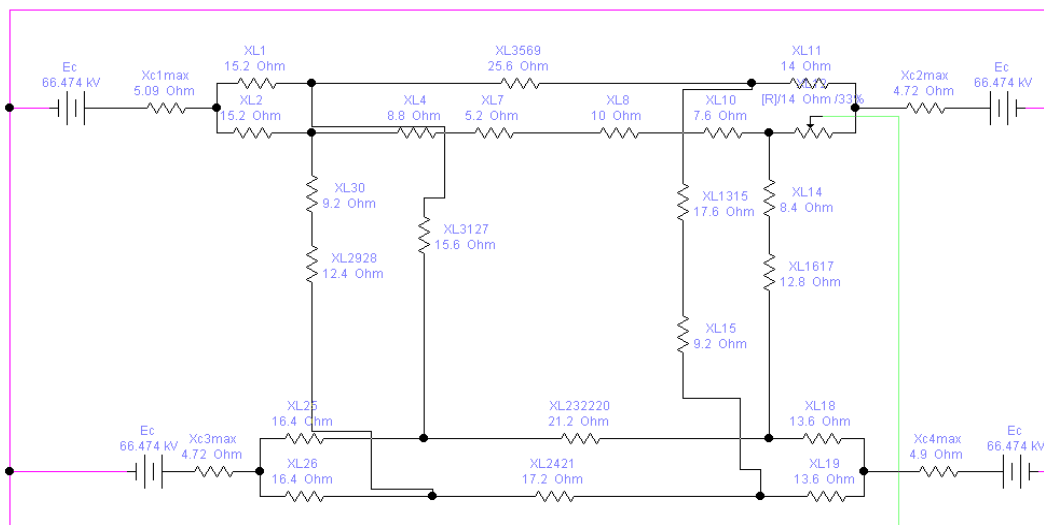
*А қосымша жалғасы*



урет А16 – Л10 желісінің соңындағы екі фазалы потенциометрлі ҚТ

C

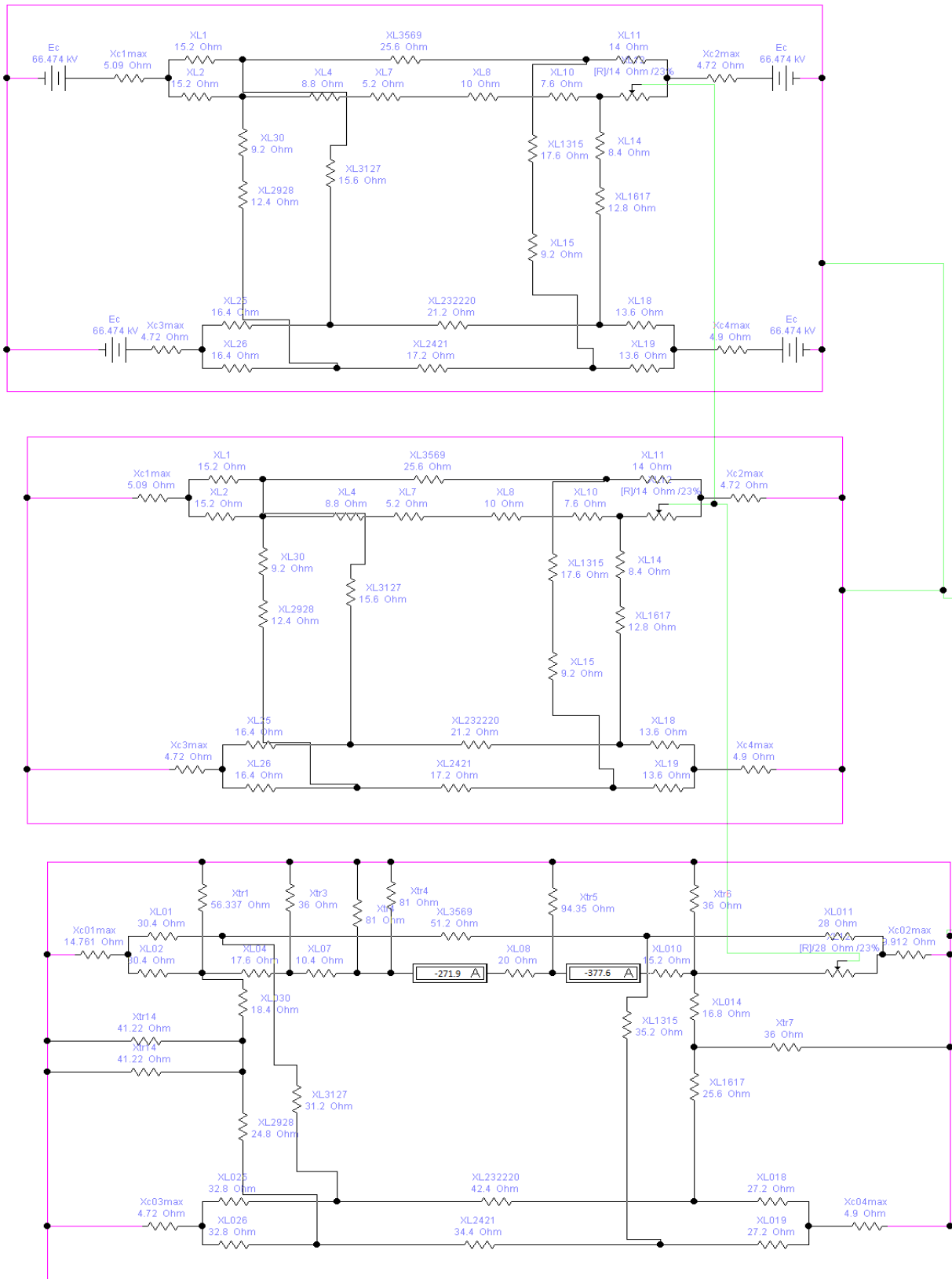
## А қосымша жалғасы



Сурет А17 – Л12 желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі ҚТ

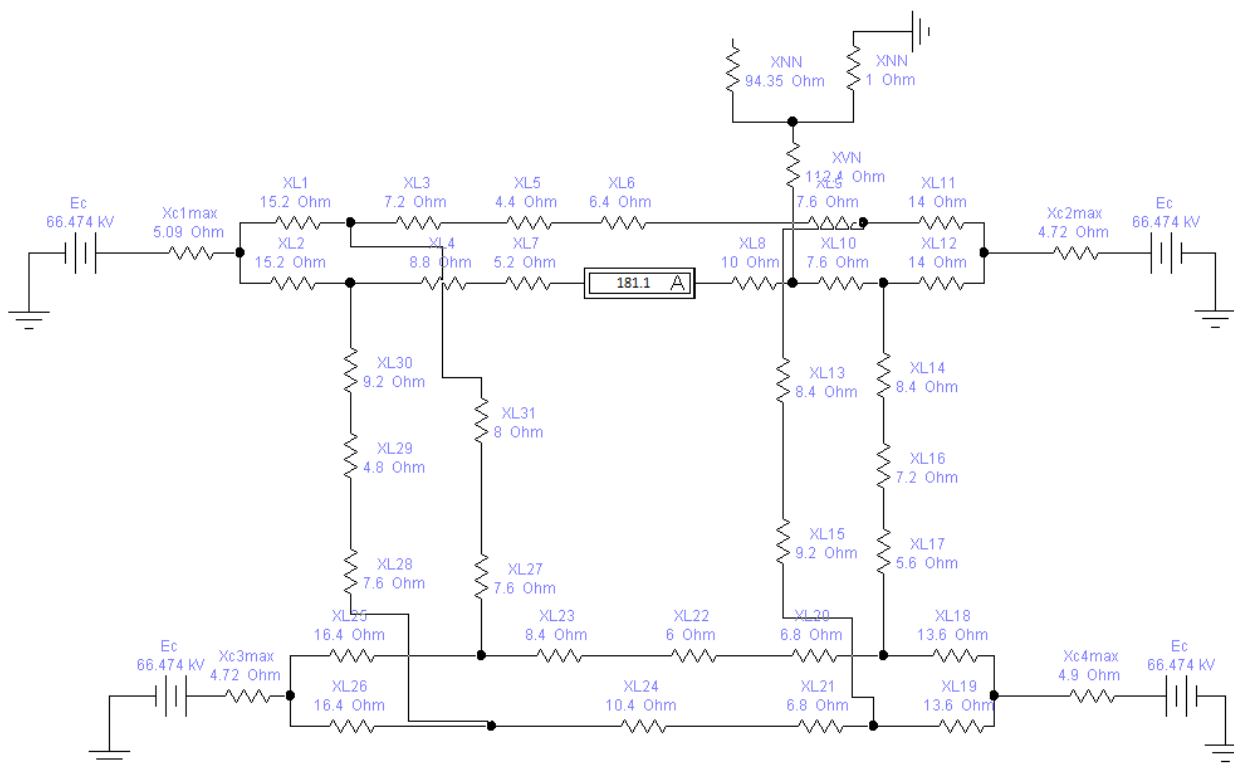


*А қосымша жалғасы*



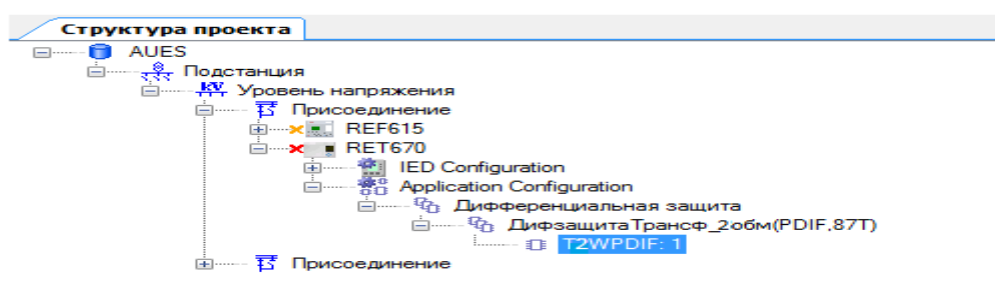
Сурет А18 – Л12 желісінің соңындағы екі фазалы потенциометрлі ҚТ

*А қосымша жалғасы*



Сурет А19-Трансформатордың Т5 төменгі жағындағы үш фазалы Қ.Т.

Қосымша А жалғасы



Сурет А 20–Жоба құрамы

А1 кесте – RET 670T3WPDIF типінің параметрлері

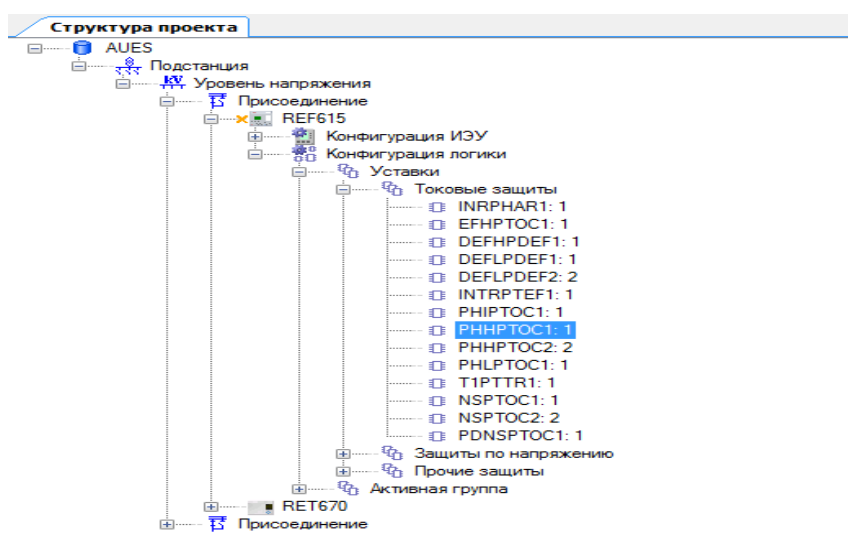
Тағайындаманың аты	Тағайындама диапазоны		Тағайындаманы таңдау	Тағайындамаға түсініктеме
	мин	Макс		
1	2		3	4
RatedVoltageW1	0,05	2000,00	110,00	Трансформатордың жоғары жағындағы номиналды кернеу, кВ
RatedVoltageW2	0,05	2000,00	10,00	Трансформатордың төменгі жағындағы номиналды кернеу, кВ
RatedCurrentW1	1	99999	84,1	Трансформатордың жоғары жағындағы номиналды ток, А
RatedCurrentW2	1	99999	924,856	Трансформатордың төменгі жағындағы номиналды ток, А
ConnectTypeW1	-	-	Жұлдызша (Y)	Жоғары жағындағы байланыс сұлбасы
ConnectTypeW2	-	-	Үшбұрыш (D)	Төменгі жағындағы байланыс сұлбасы
ClockNumberW2	0[0град]	11[+30 град]	0[0 град]	W2мен 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)	W3 жағы үшін нөл реттік тоқтың есептік кірісі/шығысы

*A1 кестенің жалғасы*

1	2		3	4
TconfligForW1	Нет (жоқ)	Да (иа)	Да (иа)	W1 орамасы үшін тоқ трансформаторының 2 кірісі (Т-тәріздес конфигурация)
CT1RatingW1	1	99999	200	Тоқ трансформаторының бірінші реттік тоғы, А Т-тәріз. 1 иығы
CT2RatingW1	1	99999	200	Тоқ трансформаторының бірінші реттік тоғы, А Т-тәріз. 2 иығы
TconfligForW2	Нет (жоқ)	Да (иа)	Да (иа)	W2 орамасы үшін тоқ трансформаторының 2 кірісі (Т-тәріздес конфигурация)
CT1RatingW2	1	99999	1250	Тоқ трансформаторының бірінші реттік тоғы, А Т-тәріз. 1 иығы
CT2RatingW2	1	99999	1250	Тоқ трансформаторының бірінші реттік тоғы, А Т-тәріз. 2 иығы
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 номиналды тоқтың % бөлігі)
tAlarmDelay	0,00	60,00	10,00	Бүкіл 3 фазадағы дифференциалдық тоқтың өсуін көрсететін сигналдың уақыт ұстанымы, сек

А1 кестенің жалғасы

1	2		3	4
IdMin	0,05	0,60	0,23	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



Сурет А21 – Жоба құрамы

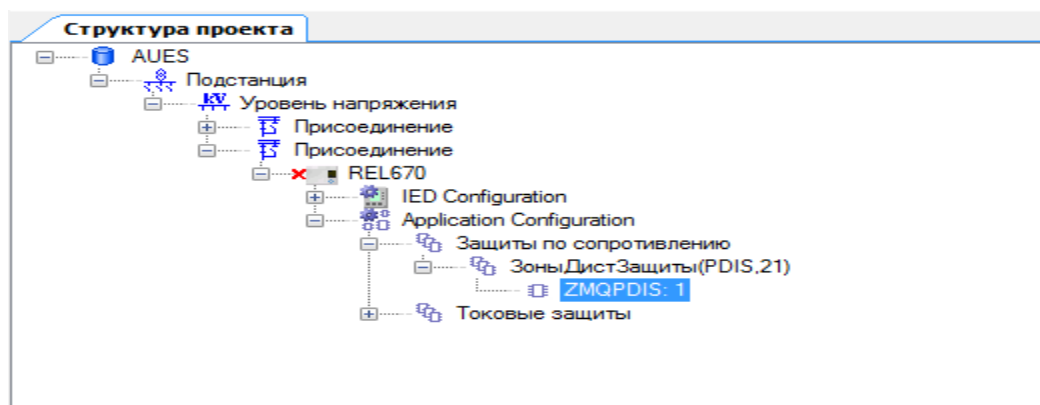
А2 кесте – REF615 РННРТОС1 типінің параметрлері

Тағайындаманың аты	Тағайындама диапазоны		Тағайындаманы таңдау	Тағайындамаға түсініктеме
	Min	Max		
1	2		3	4
Активизация	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Программаны қосу

*A2 кестенің жалғасы*

1	2		3	4
Количество фаз	1	3	3	Фаза саны
Мин время срабат	20	60000	1300	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	120,00 00	28,2000	Программалау қисығы үшін А параметрі, орнатылған мән
Параметры кривой В	0,0000	0,7120	0,1217	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	29,10	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	3,62	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	20000 0	1600	Қосылу үшін кететін уақыт ұстанымы, мс
Тип кривой срабат.	-	-	МЭК независима я	Уақыт ұстанымының қисығын таңдау типі

Қосымша А жалғасы



Сурет А22 – Жоба құрамы

Кесте А3 – REL 670 ZMQPDIS:1 типінің параметрлері

ZMQPDIS:1 1-ші сатының параметрленуі				
Тағайындаманың аты	Тағайындама диапазоны		Тағайындаманы таңдау	Тағайындамаға түсініктеме
	Min	Max		
1	2		3	4
Operation	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Активизация
IBase	1	99999	84,05	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	5,1	Реактивті кедергі бойынша қамту аймағы (бірінші саты), Ом
R1	0,01	1000,00	0,00	Активті кедергі бойынша қамту аймағы (бірінші саты),
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

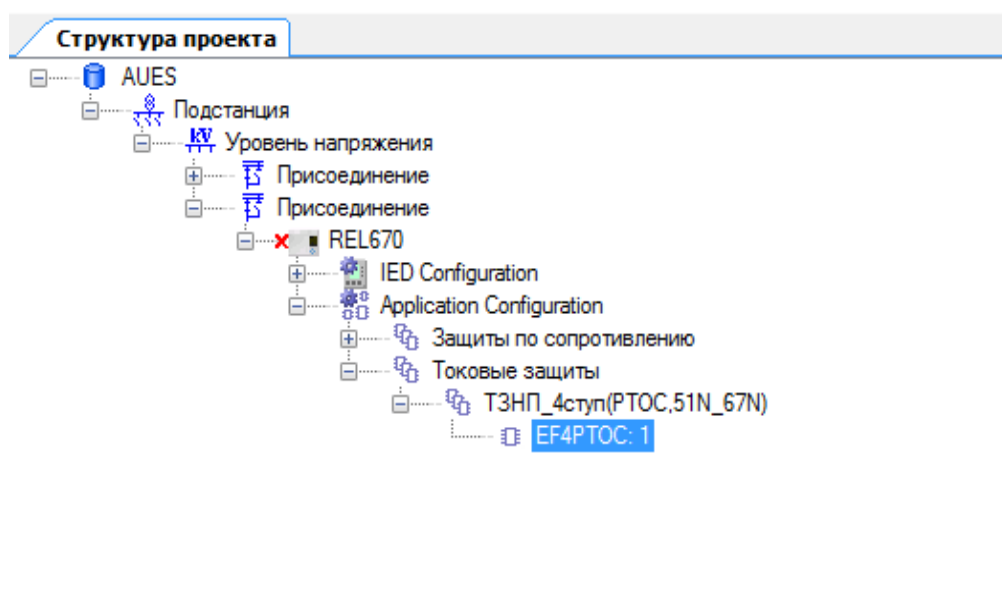
А3 кестенің жалғасы

1	2		3	4
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	84,1	Базистік тоқ (номиналды тоқ), А
UBase	0,05	2000,00	110,00	Базистік кернеу (номиналды кернеу), кВ
OperationDir	-	-	Обратное (кері)	Бағытталу режимі
X2	0,10	3000,00	9,6	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	84,1	Базистік тоқ (номиналды тоқ), А
UBase	0,05	2000,00	110,00	Базистік кернеу (номиналды кернеу),



А3 кестенің жалғасы

1	2		3	4
OperationDir	-	-	Прямое (тура)	Бағытталу режимі
X3	0,10	3000,00	218,66	Реактивті кедергі бойынша қамту аймағы (үшінші саты), Ом
R3	0,01	1000,00	0,00	Активті кедергі бойынша қамту аймағы (үшінші 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	1,5	Өшірудің уақыт ұстанымы, с
OperationPE	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	Фаза-жер контурының активизациясы



Сурет А23 –Жоба құрамы

Кесте А4 – REL 670 EF4PTOC типінің параметрлері

Барлық сатыларға ортақ				
Тағайындаманың аты	Тағайындама диапазоны		Тағайындаманы таңдау	Тағайындамаға түсініктеме
	Min	Max		
1	2		3	4
Operation	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Активизация
IBase	1	99999	84,1	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)
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	34,05	Нөл реттік ток бойынша қосылудың орнатылған мәні, %IB
t1	0,000	60,000	0,000	1-ші сатының тәуелсіз уақыт ұстанымы, с
k1	0,05	999,00	0,05	Орнатылған мән

*A4 кестенің жалғасы*

1	2		3	4
IMin1	1,00	10000,00	2795,13	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	25,03	Нөл реттік тоқ 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	2002,32	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)
tReset2	0,000	60,000	0,020	2-ші сатының қайту

*А4 кестенің жалғасы*

1	2	3	4	
			уақыт ұстанымы, с	
<b>EF4PTOC:1 3-ші сатының параметрлері</b>				
DirMode3	-	-	Прямое (тура)	3-ші сатының бағытталу режимі
Characterist3	-	-	ANSI независимая	Тоқ-уақыттық сипаттаманың типі
IN3>	1	2500	16,542	Нөл реттік тоқ 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	1323,36	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
<b>EF4PTOC:1 4-ші сатының параметрлері</b>				
DirMode4	-	-	Прямое (тура)	4-ші сатының бағытталу режимі
Characterist4	-	-	ANSI	Тоқ-уақыттық сипаттаманың типі
IN4>	0,1	2500	0,396	Нөл реттік тоқ бойынша қосылудың орнатылған мәні, %IB
t4	0,000	60,000	2,300	4-ші сатының тәуелсіз уақыт ұстанымы, с

*A4 кестенің жалғасы*

1	1		1	1
k4	0,05	999,00	0,05	Орнатылған мән
I <sub>Min4</sub>	1,00	10000,00	31,74	4-ші сатының минималды тоғы, %IB
t <sub>4Min</sub>	0,000	60,000	0,55	4-ші сатының инверстік сипаттамасының минималды қосылу уақыты, с
I <sub>N4Mult</sub>	1,0	10,0	2,0	Көбейту коэффициенті (орнатылған мән)
t <sub>Reset4</sub>	0,000	60,000	0,020	4-ші сатының қайту уақыт ұстанымы, с