

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы  
АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТИ

Өндірістік кәсіпорындарды электрмен жабдықтау кафедрасы

«Қорғауға жіберілді»

Кафедра меңгерушісі

доцент, т.ғ.к. Бакенов К.А.

(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)



(колы)

« 06 » 06 2014 ж.

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

Тақырыбы: 110/35/10 кВ 2х25 МВА №212 қосалқы  
стансаның реттік қартамыс

5B071800 – Электр энергетикасы мамандығы бойынша

Орындаған Шайқоров Сейітхан Бахадурұлы РЗк 10-2  
(аты - жөні) (тобы)


Жетекші А. Идрисов Р.Р.

(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Кенесшілер :

Экономикалық бөлім бойынша:

аға оқытушы Тухенова С.К.

 (ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)

(колы)

« 15 » 05 2014 ж.

Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бойынша:

Т.Т.К., аға оқытушы, Шайқоров Р.Р.


 (ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)

(колы)

« 29 » 05 2014 ж.

Есептеу техникасын қолдану бойынша :

аға оқытушы Аюсманов Н.Н.

 (ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)

(колы)

« 22 » 05 2014 ж.

(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)

(колы)

« » 20 ж.

Мөлшер бақылаушы:

аға оқытушы Жаңова А.М.

 (ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)

(колы)

« 23 » 05 2014 ж.

Пікір жазушы :

А.О. АЭС Т-26-1 нәтиже автоматтық және өлшеу үзкінің бағалау Ержанов М.М.

 (ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)

(колы)

« 24 » 05 2014 ж.

Алматы 2014

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы  
АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТИ

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

жобаны орындауға берілген

ТАПСЫРМА

Студент Шайыров Сейітхан Бахадурыұлы  
(аты - жөні)

Жоба тақырыбы 110/35/10 кВ 2х25 МВА №212 қосалғы стансаның релейлік қорғаныс  
ректордың «24» қыркүйек №115 бұйрығы бойынша бекітілген.

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: «25» 05 2014 ж.

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

№212 қосалғы стансада қуаты 25 МВА екі оралғы  
110/35/10 кВ екі трансформатор орналасқан. 110 кВ шинада  
4 шемелі келеді. Ал 10 кВ-та 8 фидер орналасқан. 35кВ-та  
6 шемелі орналасқан. Релейлік қорғаныс қосалғымен шемелі №шары 5.  
Оның шемелінің кереметі 04 Ом, 430мдәтә 25 км

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

1. 110/35/10 кВ қосалғы стансаның электрлік бөлігін талдау.
2. Қосалғы стансадағы трансформатордың релейлік қорғаныс
3. Шемелі қорғаныс
4. Әзірленуі тиіс кереметтің бөлігін
5. Электрлік бөлігін

Сызба материалдарының (міндетті түрде дайындалатын сызуларды көрсету) тізімі

1. Энергоузелінің бас электрінің, аура желісі, кері желісі және қос желісі аймақтық сұлбалары
2. Қосалқы станцияның принципіндегі электрік сұлбасы
3. Трансформатор қорғанысы
4. Келі қорғанысы
5. НРПҚ және ДҚ селективтілік картасы, ДҚ қолмақалдық сызбалары

Негізгі ұсынылатын әдебиеттер

1. Тошкова А.Р., Кариев А.К., Сырғалиев Т.Ф., Электрооборудование электрических станций и подстанций - 4-е изд. М.: Академия, 2007 - 4
2. Правила устройства электроустановок Республики Казахстан, Астана 2012.
3. Гловацкий В.Г., Пономарев И.А. Современное средство релейной защиты и автоматизации электро сетей. 3-е издание, Минск, 2003.

Жоба бойынша бөлімшелерге қатысты белгіленген кеңесшілер

бөлімшелер	кеңесші	мерзімі	ҚОЛЫ
Эконом. бөлім	Тусегайбаева С.К.	21.04 - 15.05.14	ТС
Бас инженерлік құрылымның техникасы	Мухамедов Т.С.		
ЭТҚ	Арыстанов Н.Н.	20.05 - 25.05.14	
		20.05 - 25.05.14	

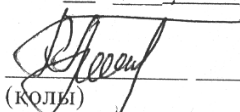
ДИПЛОМ ЖОБАСЫН ДАЙЫНДАУ

КЕСТЕСІ

№ р/с	Тарау аттары, әзірленетін сұрақтардың тізімі	Жетекшіге ұсыну мерзімдері	Ескерту
1.	110/35/10кВ қосалғы стансалық электрлік бөлігін жасау және мабдалтар мен коммуникациялық аппараттарға таңдау	27.11.13 м	орындаған
2.	Қосалғы стансадағы трансформатордың ремонт жұмыстарын және АВВ фирмасының терминаторын қорықту.	23.12.13 м	орындаған
3.	Мені жасауға, ОВ және НРПН-тармен есептеу және қарама-қарсы	5.02.14 м	орындаған
4.	Өзіңнің жұмысін жүргізудің жасауға мабдалтар мен мабдалтар аға алмасуы есептеу.	12.03.14 м	орындаған
5.	Экономикалық бөлім, қосалғы стансалық салудың техника- экономикалық және жасау	19.04.14 м	орындаған

Тапсырманың берілген уақыты «01» қазан 2014 ж.

Кафедра меңгерушісі

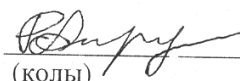


(Бакенов К.А.)

(КОЛЫ)

(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Жоба жетекшісі



Ахметов Р.Д.

(КОЛЫ)

(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Орындалатын тапсырманы  
қабылдаған студент



Маймуров Сейіткам

(КОЛЫ)

(аты -жөні)

## **Аннотация**

Данный дипломный проект выполнен на тему "Релейная защита подстанции 110/35/10 кВ 25МВА". В ходе расчета этого проекта по ранее данным мне вариантам были выбраны современные электрические оборудования и проводились расчеты релейной защиты. Расчитали кз трансформатора и выбрали выключатели из фирмы 'ABB'. А также выбрали ТТ и ТН высокого, среднего и низкого напряжения.

В разделе безопасности жизнедеятельности было рассчитано вентилирование воздуха в помещении, сделан расчет искусственного освещения.

В экономической части выпускной работы рассчитана технико-экономическая целесообразность строительства подстанции.

## **Annotation**

The degree project is executed on the subject "Relay protection of substation of 110/35/10 kV 25 MVA". During calculation of this project on earlier this to me the option selected the modern electrical the equipment and calculations of relay protection were carried out. And also are calculated an exposure of time and the selectivity card is constructed.

In the section health and safety calculations of natural lighting, artificial lighting were made and security measures on a workplace are analyzed.

In economic part of the thesis are calculated energetic efficiency of activities of substations in market statuses.

## **Аңдатпа**

Бұл дипломдық жобада "110/35/10 кВ 25МВА қосалқы стансасының релелік қорғанысы" тақырыбы бойынша орындалған. Трансформатордың дифференциалдық қорғанысын, Трансформатордың ҚТ тоқтарын тауып соның негізінде заманауи талаптарға сай АBB фирмасының ажыратқыштарын таңдадым. Сонымен қатар жоғарғы, орта және төменгі кернеуге ТТ және КТ таңдап аламыз.

Өміртіршілік қауіпсіздігі жасанды жарықтандыруды есептеп, сонымен қатар ауа алмасу жүйесі есептелініп, талданды.

Бітіру жұмысының экономикалық бөлімінде қосалқы станса құрылысының техника-экономикалық тиімділігі есептелінді.

## **Мазмұны**

Кіріспе	7
1 110/35/10 кВ қосалқы стансаның электрлік бөлігін жасау	8
1.1 Стансаның бас электрлік сұлбасы	8
1.2 Жүйе элементтерінің кедергілерін анықтау	9
1.3 ҚТ токтарын анықтау	12
1.4 Жабдықтар мен коммутациялық аппараттарды таңдау	14
2 Трансформатордың қорғаныстары	40
2.1 Негізгі жағдайы	40
2.2 RET 670 дифференциалды қорғаныстардың функциялау принциптары және негізгі сипаттамалары	41
2.3 Трансформатордың дифференциалдық қорғанысының есептелуі	46
2.4 АВВ фирмасы RET 670 типінің параметрленуі	47
3 Трансформаторлардың резервті қорғанысы	48
3.1 REF 615 қорғанысы	48
3.2 Максимал тоқ қорғанысыны (МТҚ)	48
3.3 Асқын жүктемеден қорғау	51
3.4 АВВ фирмасы REF 615 типінің параметрленуі	52
4 Трансформаторлардың газдық қорғанысы	53
4.1 Газдық қорғаныстың жұмыс істеу принципі және оның тағайындалуы	53
5 Желі қорғанысы	58
5.1 Желінің қорғанысы	58
5.2 110кВ желі қорғанысы	58
5.3 Дистанциалық қорғаныс	58
5.4 АВВ фирмасы REL 670 типтінің параметрленуі	67
5.5 Төрт сатылы нөл реттік тоқ қорғанысын (НРТҚ) есептеу	67
5.6 АВВ фирмасының REL 670 типінің параметрленуі	74
6. Өміртіршілік қауіпсіздігі бөлімі	75
6.1 Өміртіршілік қауіпсіздігі бөлімі бойынша табиғи және жасанды жарықтандыру жүйелерін есептеу	75
6.2 Жасанды жарықтандыру жүйесін есептеу	77
6.3 Ауа алмасу жүйесін есептеу	82
7 Экономикалық бөлім	85
7.1 Жалпы бөлім	85
7.2 Энергетикалық нысанның техника-экономикалық көрсеткіштерін есептеу	86
7.3 Инвестициялық жоспар	88
Қорытынды	95
Әдебиеттер тізімі	96
Қосымша А	98

## Кіріспе

Энергожүйе - өзара және энергия тұтынушылармен электр энергиясын жеткізу желісі арқылы жалғасқан электр стансаларының жиынтығы. Электрлік бөлігінде электр стансасы және электр жеткізу желілері, қосалқы стансадағы электр жабдықтары апатты режимдерде асқын тоқтың, кернеудің әсерінен зақымданады.

Зақымдану деп апаттық үлкен тоқтардың пайда болып, ЭС немесе ҚС шиналарында кернеудің түсуін айтуға болады. Үлкен мөлшердегі тоқ электр жабдықтарын және де электр желілерінде аса үлкен мөлшерде жылу бөліп, қондырғылардың істен шығуына, қирауына және желілердің үзілуіне әкеп соғады. Жүйенің зақымданған бөлігін калыпты режимде сақтап қалу үшін зақымданған аймақты тез анықтап, зақымданған аймақты бөліп алу қажет.

Осы қалыпсыз режимдерден, жүйені және оның элементтерін қарғау үшін автоматтандырылған қорғаныс қондырғылары қолданылады

Бұл қорғаныс түрін релелік қорғаныс болып табылады. Релелік қорғаныс энергожүйенің барлық элементтерінің қалпын үздіксіз бақылап, пайда болған зақымдану мен қалыпсыз режимдерге жылдам әрекет етіп отырады. Қандай да бір қалыпсыз режим орын алғанда оны анықтап, зақымданған аймақты желіден айырады. Сондай-ақ анықталған зақымданудым түріне қарай қайта қалпына келтіріп, қалыпты режим орнату үшін жұмыс жасайды. Туындаған қалыпсыз режимдер, апаттар кезекші бөлімге белгі жідеріп, бақыланады және автоматты басқарылады. Бос жүріс пайда болғанда қорғаныс оны анықтап, зақымданудың сипаттамасын анықтап, қалыпты жұмыс режиміне әкелу үшін қажетті іс әрекет жасайды.

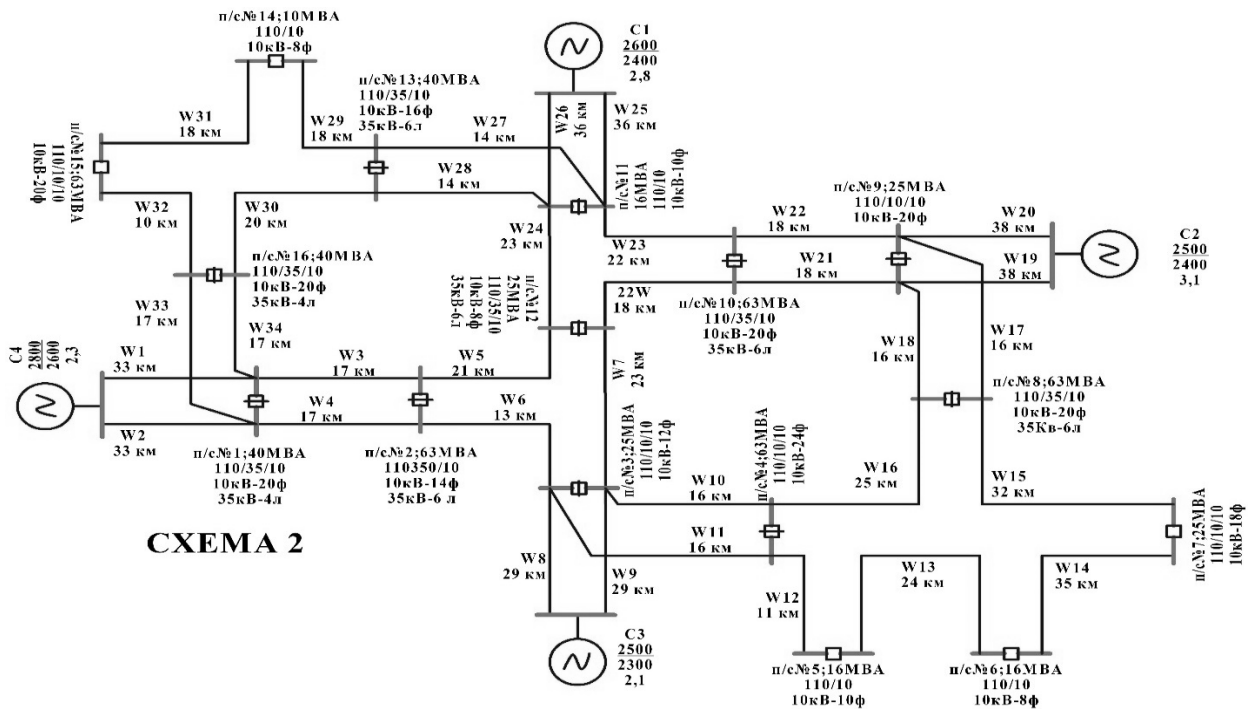
Қазіргі таңда релелік қорғаныс техникасы жетілдіріліп, қарқынды даму үстінде. Сенімділігі мен сезімталдылығы жоғары жаңа ғарғаныстың түрлері құрастырылуда. Сонымен қатар ЭТЖ-не, трансформаторлар мен ірі генераторларға жаңа қорғаныстар жасалып, пайдалануға беріліп отыр.

Бұл дипломдық жұмыста «110/35/10 кВ 2х25 МВА қосалқы стансаның релелік қорғанысы» қарастырылған. Қосалқы стансада орнатылатын негізгі электр жабдықтары: ажыратқыштар, айырғыштар, асқын кернеуді шектеуіштер, тоқ және кернеу трансформаторлары, шиналар таңдалды. Сонымен қатар қосалқы стансаға қазіргі заман талаптарына сай Siemens, Mitsubishi Electric, ABB секілді фирмаларың жабдықтарын таңдап, соның негізінде релелік қорғаныс есептеулерін келтірілді.

Негізгі бөлімінде электр стансасының құрылғылар мен жабдықтарын таңдап, олардың тиімділігін, сезімталдығын және сенімділігін қарастырамыз. Өміртіршілік қауіпсіздігі бөлімінде таңдалған құрылғылар мен жабдықтардың қоршаған ортаға және адам организміне тигізер әсері жайында айтылады. Ал экономикалық бөлімде осы құрылғылар мен жабдықтардың қанша жылда ақтайтындығын және тиімділігін анықтаймыз.

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

## 1.1 Бастапқы берілгендері



Сурет 1.1- Стансаның бас электрлік сұлбасы

Бітіру жұмысына бастапқы берілгендері:

С-1 қорек жүйесі:

$$S_{кз\ max} = 2600\ \text{МВА}; S_{кз\ min} = 2400\ \text{МВА}; U_б = 115\ \text{кВ}$$

С-2 қорек жүйесі:

$$S_{кз\ max} = 2500\ \text{МВА}; S_{кз\ min} = 2400\ \text{МВА};$$

С-3 қорек жүйесі:

$$S_{кз\ max} = 2500\ \text{МВА}; S_{кз\ min} = 2300\ \text{МВА};$$

С-4 қорек жүйесі:

$$S_{кз\ max} = 2800\ \text{МВА}; S_{кз\ min} = 2600\ \text{МВА};$$

Трансформаторлардың параметрлері:

Үш орамды трансформатор (қосалқы станса №13, №16, №1) (Т1, Т2):  
ТДТН - 40/110/35/10. Параметрлері 1.1 кестеде көрсетілген. [Ә10, 295 б.]

1.1 кесте - Трансформатор параметрлері

$U_{ВН},\ \text{кВ}$		115	$U_{СН},\ \text{кВ}$			38,5	$U_{НН},\ \text{кВ}$		11
ВН-НН			СН-НН			ВН-СН			
мин	ор	Макс	мин	ор	макс	мин	Ор	макс	
17,04	17,5	19,29	-	6,5	-	9,52	10,5	11,56	



Үш орамды трансформатор (қосалқы станса №12) : ТДТН - 25/110/35/10. Параметрлері 1.12 кестеде көрсетілген. [Ә10, 295 б.]

1.2 кесте - Трансформатор параметрлері

U <sub>ВН</sub> , кВ		115		U <sub>СН</sub> , кВ		38,5		U <sub>НН</sub> , кВ		11	
ВН-НН			СН-НН			ВН-СН					
min	ор	max	min	ор	max	min	ор	max			
17,47	17,5	19,5	-	6,5	-	9,99	10,5	11,86			

Үш орамды трансформатор (қосалқы станса №2) : ТДТН - 63/110/35/10, Параметрлері 1.12 кестеде көрсетілген. [Ә10, 295 б.]

1.3 кесте –Трансформатор орамдарының қ.т. кернеуі:

U <sub>ВН</sub> , кВ		115		U <sub>СН</sub> , кВ		38,5		U <sub>НН</sub> , кВ		11	
ВН-НН			СН-НН			ВН-СН					
min	ор	max	min	ор	max	min	ор	max			
17,4	17,5	19,20	-	7	-	10,1	10,5	10,9			

Трансформатор (қосалқы станса №11): ТДН-16/110/10. Параметрлері 1.4 кестеде көрсетілген. [Ә10, 293 б.]

1.4 кесте – Трансформатор параметрлері

U <sub>ВН</sub> , кВ		115		U <sub>СН</sub> , кВ		38,5		U <sub>НН</sub> , кВ		11	
U <sub>кмин</sub> , %		9,8		U <sub>корт</sub> , %		10,5		U <sub>кмакс</sub> , %		11,71	

Желі параметрлері 1.5 кестеде көрсетілген.

## 1.2 Жүйе элементтерінің кедергілерін анықтау

Желілердің кедергілері X<sub>л</sub>, Ом келесі формуламен анықталады:

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

мұндағы x<sub>менш</sub> – желінің меншікті кедергісі, ол 0,4 Ом/км тең

1.5 кесте – Желі параметрлері мен кедергілері:

№ КЖ	КЖ ұзындығы, км	Худ, Ом/км	Желі кедергісі, Ом
1	2	3	4
1	33	0,4	13,2

*1.5 кестенің жалғасы*

1	2	3	4
2	33	0,4	13,2
3	17	0,4	6,8
4	17	0,4	6,8
1	2	3	4
5	21	0,4	8,4
6	13	0,4	5,2
7	23	0,4	9,2
8	29	0,4	11,6
9	29	0,4	11,6
10	16	0,4	6,4
11	16	0,4	6,4
12	11	0,4	4,4
13	24	0,4	9,6
14	35	0,4	14
15	32	0,4	12,8
16	25	0,4	10
17	16	0,4	6,4
18	16	0,4	6,4
19	38	0,4	15,2
20	38	0,4	15,2
21	18	0,4	7,2
22	18	0,4	7,2
23	22	0,4	8,8
24	23	0,4	9,2
25	36	0,4	14,4
26	36	0,4	14,4
27	14	0,4	5,6
28	14	0,4	5,6
29	18	0,4	7,2
30	20	0,4	8
31	18	0,4	7,2
32	10	0,4	4
33	17	0,4	6,8
34	17	0,4	6,8
35	18	0,4	7,2

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Есептеу нәтижелері 1.6-ші және 1.7-ші кестелерінде көрсетілген

1.6 кесте – Максимал және минимал режимдегі үш орамды трансформатордың кедергісі

№ҚС	Типі	$X_B$ max	$X_C$ max	$X_N$ max	$X_B$ min	$X_C$ min	$X_N$ min
2	ТДТН- 63/110/35/10	24,246	0	16,059	21,517	0	15,01
12	ТДТН- 25/110/35/10	65,755	0	37,4	55,44	0	39,977
1 13 16	ТДТН- 40/110/35/10	25,558	0	4,936	21,055	0	14,715

1.7 кесте – Екі орамды трансформаторларлар кедергілері

№ҚС	Типі	$X_{ТМАКС}, Ом$	$X_{ТМИН}, Ом$
2	ТДН–16000/110/10	96,79	81,003

Жүйе кедергілері  $X_c$ , Ом келесідей анықталады:

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

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

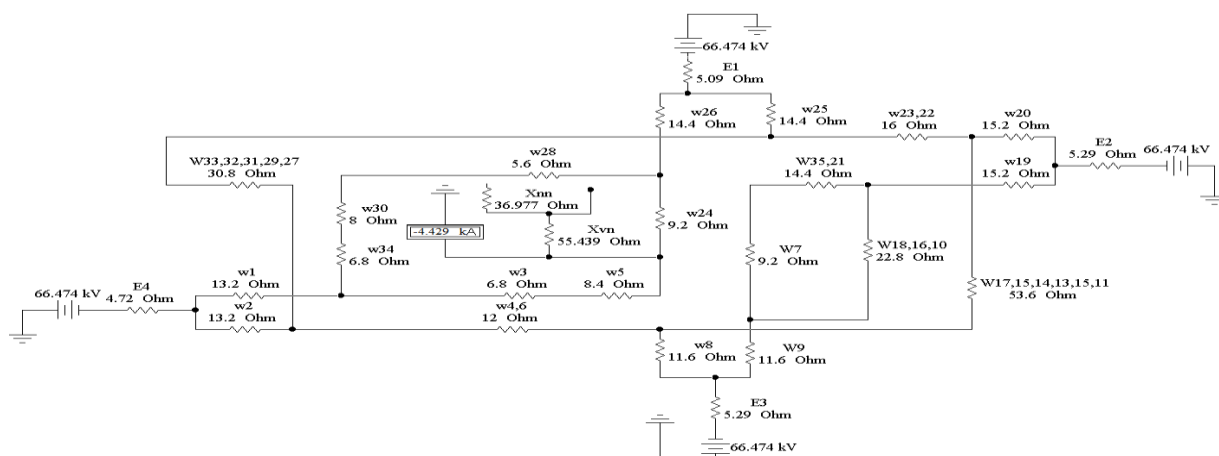
$$E_{\varepsilon ж} = \frac{E_{*(НОМ)} U_{\delta}}{\sqrt{3}} . \quad (1.10)$$

1.8 кесте – Максимал және минимал режимдегі жүйе кедергілері мен фазалық кернеуліктері

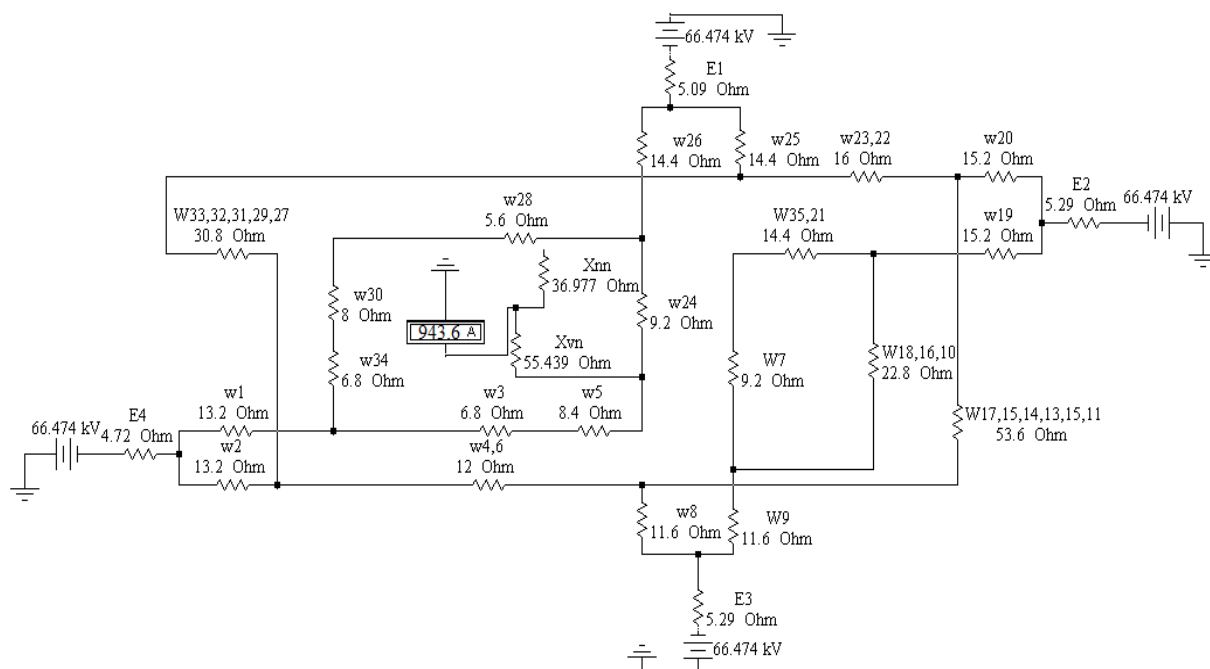
Жүйе №	$U_{орт} = U_{\delta}$ , кВ	$S_{кт\max}$ , МВА	$S_{кт\min}$ , МВА	$E_{ж}$ , кВ	$X_{ж\max}$ , Ом	$X_{ж\min}$ , Ом
1	115	2600	2400	66,474	5,08	5,51
2	115	2500	2400	66,474	5,29	5,51
3	115	2500	2300	66,474	5,29	5,75
4	115	2800	2600	66,474	4,72	5,09

### 1.3 Қысқы тұйықталу тоқтары

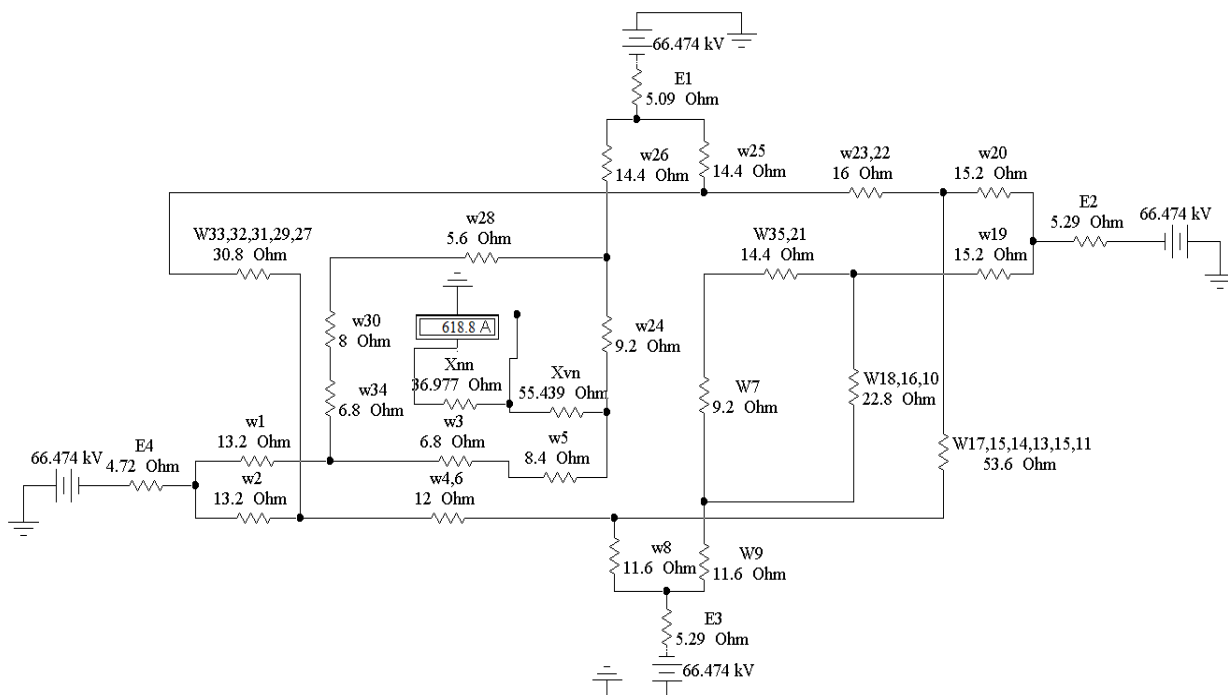
ҚТ тоқтарын есептеу үшін орынбасу сұлбасын құрастырамыз және "ELECTRONICS WORKBENCH" бағдарламасының көмегімен тоқтарды анықтаймыз.



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



Сурет 1.3 – Электр сұлбаның орташа режиміндегі 35кВ-тағы ҚТ тоғы



Сурет 1.4 – Электр сұлбаның орташа режиміндегі 10кВ-тағы ҚТ тоғы

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

## 1.4 Жабдықтар мен коммутациялық аппараттарды таңдау

### 1.4.1 Ажыратқыштарды таңдау шарттары

$$U_{ном} \geq U_{сети.ном};$$

$$I_{ном} \geq I_{ном.расч};$$

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

Осыдан кейін ажыратқыштың өшіру қабілеті мына шарт бойынша тексеріледі.

$$I_{вкл} \geq I_{П.О};$$

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

Содан соң өшірілудің симметриялық тоғы тексеріледі:

$$I_{откл.ном} \geq I_{П.т},$$

мұндағы  $I_{откл.ном}$  – ажыратқыштың номинал сөндіру тоғы;

$I_{П.т}$  – ҚТ тоғының периодты құраушысы, (ҚТ-ң бастапқы кезінде ажыратқыш түйіспелерінің тарау тоғы).

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

$$i_{а.ном} \geq i_{а.т};$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta_{норм}}{100}, \quad (1.11)$$

мұндағы  $i_{а.ном}$  – ажыратылудың апериодты құраушы тоғының номинал мәні;

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

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

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

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{норм}}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{П.т} + i_{а.т}. \quad (1.12)$$

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:

$$\tau = t_{CB} + t_{3min}; \quad (1.13)$$

$$t_{откл} = t_{P3} + t_{с.в.отк}. \quad (1.14)$$

Ажыратқыштың электродинамикалық тұрақтылығы ҚТ-ң шектік өтпе тоғымен тексеріледі:

$$I_{пр.скв} \geq I_{П.0};$$

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд},$$

Термиялық тұрақтылыққа тексеру келесі түрде болады: Егер  $t_{откл} \leq t_{мер}$  (көп кездесетін жағдай), онда тексеру шарты:

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k, \quad (1.15)$$

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

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

$B_k$  – есептеу бойынша ҚТ тогының жылулық импульсі.

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

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

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

$$I_p = \frac{2 \cdot S_{mp}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (1.16)$$

$$I_p = \frac{2 \cdot 25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 262,432 A.$$

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

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

1.9 кесте – “ABB” маркасының ажыратқышының параметрлері

Атауы	121PM
Номинал кернеу, кВ	121
Номинал ток, А	1200
Қ.т. кезіндегі номинал ажырату тогы, кА	20
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 :

$$\tau = 0,01 + t_{c.в.откл} = 0,01 + 0,058 = 0,068 \text{ с}.$$

ҚТ соққы тогы  $i_{уд}$ , кА келесідей анықталады:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{КЗ}, \quad (1.17)$$

мұндағы  $k_{уд}=1,8$  – соқтық коэффициенті;

$I_{КЗ}= 4,429$  кА – ЖК жағындағы үшфазалы ҚТ тогы.

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,429 = 11,274 \text{ кА};$$



$$i_{a\tau.вн} = \sqrt{2} \cdot I_{КЗ} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (1.18)$$

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

$$i_{a\tau.вн} = \sqrt{2} \cdot 4,429 \cdot e^{\frac{-0,068}{0,06}} = 2,017 \text{ кА}.$$

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

$$I_{п.т.вн} = I_{п.0.вн}; \quad (1.19)$$

$$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА} > I_{п.т.вн} = 4,429 \text{ кА};$$

$$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau};$$

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

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

$t_{откл}=0,157$ ,  $t_{тер}=3$  с болғандықтан, жылулық тұрақтылыққа тексеру мына шартпен орындалады:  $T_a = 0,06$  с;  $t_{откл} = 0,157$  с;  $I_{КЗ} = 4,429$  кА;  $I_{тер} = 40$  кА;

$$B_{\kappa} = I_{КЗ}^2 [t_{откл} + T_a]; \quad (1.21)$$

$$B_{\kappa} = 4,429^2 \cdot [0,157 + 0,06] = 4,257 \text{ А}^2 \text{ с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{\kappa}; \quad (1.22)$$

$$40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 4,257 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

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

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$ , кВ	121	$U_{\text{уст.ном}}$ , кВ	110
$I_{\text{ном}}$ , А	1200	$I_{\text{раб.мах}}$ , А	262,432
$i_{\text{дин}}$ , кА	100	$i_{\text{уд}}$ , кА	11,274
$I_{\text{ном.отк}}$ , кА	5,66	$I_{\text{к}}^{(3)}$ , кА	2,017
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$ , кА <sup>2</sup> ·с	20	$B$ , кА <sup>2</sup> ·с	4,429
$i_{\text{а,ном}}$ , кА	4800	$i_{\text{а,т}}$ , кА	4,257

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

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

*110 кВ шинадағы секциондық ажыратқышты таңдау*

Желімен ағатын ток:

$$I_P = \frac{S_{\text{жс}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (1.23)$$

$$I_P = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,216 \text{ А.}$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = 2 \cdot I_P; \quad (1.24)$$

$$I_a = 2 \cdot 131,216 = 262,432 \text{ А.}$$

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

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

1.11 кесте – “ABB” маркасының 121PM типті элегазды ажыратқыштың параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$ , кВ	121	$U_{\text{уст.ном}}$ , кВ	110
$I_{\text{ном}}$ , А	1200	$I_{\text{раб.мах}}$ , А	262,432
$i_{\text{дин}}$ , кА	100	$i_{\text{уд}}$ , кА	11,274
$I_{\text{ном.отк}}$ , кА	5,66	$I_{\text{к}}^{(3)}$ , кА	2,017
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$ , кА <sup>2</sup> ·с	20	$B$ , кА <sup>2</sup> ·с	4,429
$i_{\text{а,ном}}$ , кА	4800	$i_{\text{а,т}}$ , кА	4,257

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:

$$I_P = \frac{S_{\text{тп}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (1.24)$$

$$I_P = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,216 \text{ А.}$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = 2 \cdot I_P;$$

$$I_a = 2 \cdot 131,216 = 262,432 \text{ А.}$$

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

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

1.12 кесте – “ABB” маркасының 121PM типті элегазды ажыратқыштың параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$ , кВ	121	$U_{\text{уст.ном}}$ , кВ	110
$I_{\text{ном}}$ , А	1200	$I_{\text{раб.мах}}$ , А	262,432
$i_{\text{дин}}$ , кА	100	$i_{\text{уд}}$ , кА	11,274
$I_{\text{ном.отк}}$ , кА	5,66	$I_k^{(3)}$ , кА	2,017
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$ , кА <sup>2</sup> ·с	20	$B$ , кА <sup>2</sup> ·с	4,429
$i_{\text{а,ном}}$ , кА	4800	$i_{\text{а,t}}$ , кА	4,257

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

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

*110 кВ шинадағы айналып өту ажыратқышты таңдау.*

Желімен ағатын ток:

$$I_p = \frac{S_{\text{жс}}}{\sqrt{3} \cdot U_H};$$

$$I_p = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,216 \text{ А}.$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = 2 \cdot I_p;$$

$$I_a = 2 \cdot 131,216 = 262,432 \text{ А}.$$

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

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

1.13 кесте – “АВВ” маркасының 121PM типті элегазды ажыратқыштың параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}, кВ$	121	$U_{уст.ном}, кВ$	110
$I_{ном}, А$	1200	$I_{раб.мах}, А$	262,432
$i_{дин}, кА$	100	$i_{уд}, кА$	11,274
$I_{ном.отк}, кА$	5,66	$I_k^{(3)}, кА$	2,017
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, кА^2 \cdot с$	20	$B, кА^2 \cdot с$	4,429
$i_{а,ном}, кА$	4800	$i_{а,t}, кА$	4,257

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

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

*Трансформатордың ОК (35 кВ) жағындағы ажыратқыштарды таңдау*

Трансформатордың ОК жағындағы ток:

$$I_p = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_H} ;$$

$$I_p = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 412,393 А.$$

Шыққан мәнге қарап келесідей ажыратқыштар таңдауға болады: “Siemens” 3AF0144, ВГБ-35-40/2000У1, “АВВ” 72PM/I.

Осылардың ішінен “АВВ” фирмасының 72PM/I типті вакууымды ажыратқыштарын таңдаймыз. Себебі, бұл ажыратқыш басқаларына қарағанда ұзақ мерзімде жұмыс істей алады. Және бұл ажыратқыш техбайқауды қажет етпейді. Егер техбайқау қажет болмаса, онда ол дегеніміз қаражат шығыны аз болады. Бұл ажыратқыштың тағы бір артықшылығы, ол кез келген климатқа төзімді.

1.14 кесте – “АВВ” фирмасының ажыратқышының параметрлері

Атауы	72PM/I
1	2
Номинал кернеу, кВ	38
Номинал ток, А	1000
Қ.т. кезіндегі номинал ажырату тогы,кА	25

1.14 кестенің жалғасы

1	2
Номинал қосу тоғы, кА	62,5
Термиялық тұрақтылық тоғы, кА	40
Қ.т. номинал ұзақтығы, с	3
Өшіру уақыты, с	0,05
Апериодты құр. нормаланған бөлігі, %	30

ҚТ-ң соқтық тоғы:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{K3},$$

мұндағы  $k_{y\partial}=1,8$  – соқтық коэффициенті;  $I_{K3}=1,723$  кА – ОК жағындағы үшфазалы ҚТ тоғы.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 0,944 = 2,403 \text{ кА.}$$

$\tau = 0,01 + t_{C.E.откл} = 0,06$  с,  $t_{откл} = \tau$  кезіндегі ҚТ тоғының апериодты құраушысы:

$$I_{K3} = 0,944 \text{ кА}; \quad T_a = 0,06 \text{ с};$$

$$i_{a\tau.ch} = \sqrt{2} \cdot I_{K3} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}};$$

$$i_{a\tau.ch} = \sqrt{2} \cdot 0,944 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,06}} = 0,491 \text{ кА.}$$

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

$$I_{п.т.вв} = I_{п.0.вв};$$

$$I_{откл.ном} = 25 \text{ кА} > I_{п.т.вв} = 0,944 \text{ кА};$$

$$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau};$$

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

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 30\% \cdot 25}{100} = 10,605 \text{ кА.}$$

$t_{откл}=0,15\text{с}$ ,  $t_{тер} = 3 \text{ с}$  болғандықтан, жылулық тұрақтылыққа тексеру мына шартпен орындалады:  $T_a = 0,06 \text{ с}$ ;  $t_{откл} = 0,15 \text{ с}$ ;  $I_{к3}=1,723 \text{ кА}$ ;  $I_{тер}:=40 \text{ кА}$ ;

$$B_k = I_{к3}^2 [t_{откл} + T_a];$$

$$B_k = 0,944^2 \cdot [0,15 + 0,06] = 0,187 \text{кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$40^2 \cdot 3 = 4800 \text{кА}^2 \cdot \text{с} > 0,187 \text{кА}^2 \cdot \text{с}.$$

1.15 кесте – “АВВ” маркасының 121РМ типті ажыратқыштың параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}, \text{кВ}$	38	$U_{уст.ном}, \text{кВ}$	35
$I_{ном}, \text{А}$	1000	$I_{раб.мах}, \text{А}$	412,393
$i_{дин}, \text{кА}$	62,5	$i_{уд}, \text{кА}$	2,403
$I_{ном.отк}, \text{кА}$	25	$I_k^{(3)}, \text{кА}$	0,944
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800	$B, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	0,187
$i_{a,ном}, \text{кА}$	10,605	$i_{a,t}, \text{кА}$	0,491

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

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

*35 кВ шинадағы секциондық ажыратқышты таңдау*

Желімен ағатын тоқ:

$$I_p = \frac{S_{жс}}{\sqrt{3} \cdot U_H};$$

$$I_p = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 412,393 \text{ А.}$$

Аппаттық режимдегі тоқ

$$I_a = I_p;$$

$$I_a = 412,393 \text{ А.}$$

Шыққан мәнге қарап келесідей ажыратқыштар таңдауға болады: “Siemens” 3AF0144, ВГБ-35-40/2000У1, “ABB” 72PM/I.

Осылардың ішінен “ABB” фирмасының 72PM/I типті вакууымды ажыратқыштарын таңдаймыз. Себебі, бұл ажыратқыш басқаларына қарағанда ұзақ мерзімде жұмыс істей алады. Және бұл ажыратқыш техбайқауды қажет етпейді. Егер техбайқау қажет болмаса, онда ол дегеніміз қаражат шығыны аз болады. Бұл ажыратқыштың тағы бір артықшылығы, ол кез келген климатқа төзімді.

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

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$ , кВ	38	$U_{\text{уст.ном}}$ , кВ	35
$I_{\text{ном}}$ , А	1000	$I_{\text{раб.мах}}$ , А	412,393
$i_{\text{дин}}$ , кА	62,5	$i_{\text{уд}}$ , кА	2,403
$I_{\text{ном.отк}}$ , кА	25	$I_{\text{к}}^{(3)}$ , кА	0,944
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$ , кА <sup>2</sup> ·с	4800	$B$ , кА <sup>2</sup> ·с	0,187
$i_{\text{а,ном}}$ , кА	10,605	$i_{\text{а,t}}$ , кА	0,491

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

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

*35 кВ шинадағы желіге ажыратқышты таңдау.*

№6 қосалқы станцияның 35 кВ жағына 6 желі, ал 10 кВ жағына 8 фидер жалғанған. Сол себепті желі қуаты келесідей анықталады:

$$S_{\text{ж}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{(8 + 6) / 2} = \frac{25}{7} = 3,571 \text{ МВА.}$$

Желімен ағатын ток:

$$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{ж}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}};$$

$$I_{\text{р}} = \frac{3,571 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 58,908 \text{ А.}$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_{\text{а}} = I_{\text{р}};$$

$$I_{\text{а}} = 58,908 \text{ А.}$$



Шыққан мәнге қарап келесідей ажыратқыштар таңдауға болады: “Siemens” 3AF0144, ВГБ-35-40/2000У1, “ABB” 72PM/I.

Осылардың ішінен “ABB” фирмасының 72PM/I типті вакууымды ажыратқыштарын таңдаймыз. Себебі, бұл ажыратқыш басқаларына қарағанда ұзақ мерзімде жұмыс істей алады. Және бұл ажыратқыш техбайқауды қажет етпейді. Егер техбайқау қажет болмаса, онда ол дегеніміз қаражат шығыны аз болады. Бұл ажыратқыштың тағы бір артықшылығы, ол кез келген климатқа төзімді.

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

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$ , кВ	38	$U_{\text{уст.ном}}$ , кВ	35
$I_{\text{ном}}$ , А	1000	$I_{\text{раб.мах}}$ , А	412,393
$i_{\text{дин}}$ , кА	62,5	$i_{\text{уд}}$ , кА	2,403
$I_{\text{ном.отк}}$ , кА	25	$I_K^{(3)}$ , кА	0,944
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$ , кА <sup>2</sup> ·с	4800	$B$ , кА <sup>2</sup> ·с	0,187
$i_{\text{а,ном}}$ , кА	10,605	$i_{\text{а,t}}$ , кА	0,491

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

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

*35 кВ шинадағы айналып өту ажыратқышты таңдау.*

Желімен ағатын ток:

$$I_P = \frac{S_{\text{жс}}}{\sqrt{3} \cdot U_H};$$

$$I_P = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 412,393 \text{ А.}$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = I_p;$$

$$I_a = 412,393 \text{ А.}$$

Шыққан мәнге қарап келесідей ажыратқыштар таңдауға болады: “Siemens” 3AF0144, ВГБ-35-40/2000У1, “ABB” 72PM/I.

Осылардың ішінен “ABB” фирмасының 72PM/I типті вакууымды ажыратқыштарын таңдаймыз. Себебі, бұл ажыратқыш басқаларына қарағанда ұзақ мерзімде жұмыс істей алады. Және бұл ажыратқыш техбайқауды қажет етпейді. Егер техбайқау қажет болмаса, онда ол дегеніміз қаражат шығыны аз болады. Бұл ажыратқыштың тағы бір артықшылығы, ол кез келген климатқа төзімді.

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

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$ , кВ	38	$U_{\text{уст.ном}}$ , кВ	35
$I_{\text{ном}}$ , А	1000	$I_{\text{раб.мах}}$ , А	412,393
$i_{\text{дин}}$ , кА	62,5	$i_{\text{уд}}$ , кА	2,403
$I_{\text{ном.отк}}$ , кА	25	$I_k^{(3)}$ , кА	0,944
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$ , кА <sup>2</sup> ·с	4800	$B$ , кА <sup>2</sup> ·с	0,187
$i_{\text{а,ном}}$ , кА	10,605	$i_{\text{а,t}}$ , кА	0,491

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

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

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

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

$$I_p = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1443,42 \text{ А.}$$

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

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

1.19 кесте – “АВВ” фирмасының ажыратқышының параметрлері

Атауы	12VD4
Номинал кернеу, кВ	10
Номинал ток, А	1630
Қ.т. кезіндегі номинал ажырату тогы, кА	25
Номинал қосу тогы, кА	63
Термиялық тұрақтылық тогы, кА	63
Қ.т. номинал ұзақтығы, с	3
Өшіру уақыты, с	0,045
Апериодты құр. нормаланған бөлігі, %	30

ҚТ-ң соқтық тоғы:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot k_{y0} \cdot I_{K3},$$

мұндағы  $k_{y0}=1,94$  – соқтық коэффициенті;  $I_{K3}=618,8$  А – ТК жағындағы үшфазалы ҚТ тоғы.

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 0,6188 = 1,575 \text{ кА}.$$

$\tau = 0,01 + t_{C.E.откл} = 0,08$  с,  $t_{откл} = \tau$ ,  $\tau$  кезіндегі ҚТ тоғының апериодты құраушысы:  $I_{K3}=0,419$  кА;  $T_a = 0,06$ с;

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

$$i_{a\tau.нн} = \sqrt{2} \cdot 0,6188 \cdot e^{\frac{-0,08}{0,06}} = 0,231 \text{ кА}.$$

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

$$I_{п.т.вн} = I_{п.0.вн};$$

$$I_{откл.ном} = 25 \text{ кА} > I_{п.т.вн} = 0,6188 \text{ кА},$$

$$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau};$$

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

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 30\% \cdot 63}{100} = 26,72 \text{ кА}.$$

$t_{откл}=0,17\text{с}$ ,  $t_{тер}=3\text{с}$  болғандықтан, жылулық тұрақтылыққа тексеру мына шартпен орындалады:  $T_a = 0,06\text{с}$ ;  $t_{откл} = 0,17\text{с}$ ;  $I_{кз}=0,618\text{кА}$ ;  $I_{тер}:=64\text{кА}$ ;

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

$$B_k = 0,6188^2 \cdot [0,17 + 0,06] = 0,088\text{кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k;$$

$$64^2 \cdot 4 = 16380\text{кА}^2 \cdot \text{с} > B_k = 0,088\text{кА}^2 \cdot \text{с}.$$

1.20 кесте – “АВВ” фирмасының 12VD4 типті вакуумды ажыратқыш параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}$ , кВ	10	$U_{уст.ном}$ , кВ	10
$I_{ном}$ , А	4000	$I_{раб.мах}$ , А	1443,42
$i_{дин}$ , кА	64	$i_{уд}$ , кА	1,575
$I_{ном.отк}$ , кА	63	$I_{кз}$ , кА	0,419
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	16380	$B$ , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	0,88
$i_{a,ном}$ , кА	26,72	$i_{a,t}$ , кА	0,231

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:

$$I_P = \frac{S_{жс}}{\sqrt{3} \cdot U_H};$$

$$I_P = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1443,38 \text{ А}.$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = I_p ;$$

$$I_a = 1443,38 \text{ A.}$$

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

Осылардың ішінен “ABB” фирмасының 12VD4 типті вакуумды ажыратқыштарын таңдаймыз. Өйткені, бұл ажыратқыш өте жиі кездесетін коммутацияларға төзімді және оның приводы ешқандай жөндеуді қажет етпейді. Бірнеше коммутациядан кейін де оның техникалық сипаттамалары рұқсат етілген мәннен аспайды. Басқа артықшылығы оның вакуумдық камерасын тек 30 мың коммутациядан кейін ауыстырса болады. Басқа ажыратқыштарда бұл көрсеткіш 15-20 мың. Ажыратқыш параметрлері 1.21-шы кестеде көрсетіледі. [Әб, 5б.]

1.21 кесте – “ABB” фирмасының 12VD4 типті вакуумды ажыратқыш параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$ , кВ	10	$U_{\text{уст.ном}}$ , кВ	10
$I_{\text{ном}}$ , А	4000	$I_{\text{раб.мах}}$ , А	1443,42
$i_{\text{дин}}$ , кА	64	$i_{\text{уд}}$ , кА	1,575
$I_{\text{ном.отк}}$ , кА	63	$I_{\text{кз}}$ , кА	0,419
$I_{\text{тер}}^2 * t_{\text{тер}}$ , кА <sup>2</sup>	16380	$B$ , кА <sup>2</sup> *с	0,88
$i_{\text{а,ном}}$ , кА	26,72	$i_{\text{а,t}}$ , кА	0,231

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

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

*10 кВ шинадағы желіге ажыратқышты таңдау.*

№6 қосалқы станцияның 35 кВ жағына 4 желі, ал 10 кВ жағына 20 фидер жалғанған. Сол себепті желі қуаты келесідей анықталады:

$$S_{\text{ж}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{(8 + 6) / 2} = \frac{25}{7} = 3,571 \text{ МВА.}$$

Желімен ағатын ток:

$$I_p = \frac{S_{\text{ж}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{3,571 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 206,178 \text{ A.}$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = I_p ;$$

$$I_a = 206,178 \text{ A.}$$

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

Осылардың ішінен “ABB” фирмасының 12VD4 типті вакуумды ажыратқыштарын таңдаймыз. Өйткені, бұл ажыратқыш өте жиі кездесетін коммутацияларға төзімді және оның приводы ешқандай жөндеуді қажет етпейді. Бірнеше коммутациядан кейін де оның техникалық сипаттамалары рұқсат етілген мәннен аспайды. Басқа артықшылығы оның вакуумдық камерасын тек 30 мың коммутациядан кейін ауыстырса болады. Басқа ажыратқыштарда бұл көрсеткіш 15-20 мың. Ажыратқыш параметрлері 1.22-шы кестеде көрсетіледі. [Әб, 5 б.]

1.22 кесте – “ABB” фирмасының 12VD4 типті вакуумды ажыратқыш параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$ , кВ	10	$U_{\text{уст.ном}}$ , кВ	10
$I_{\text{ном}}$ , А	4000	$I_{\text{раб.мах}}$ , А	1443,42
$i_{\text{дин}}$ , кА	64	$i_{\text{уд}}$ , кА	1,575
$I_{\text{ном.отк}}$ , кА	63	$I_{\text{кз}}$ , кА	0,419
$I_{\text{тер}}^2 * t_{\text{тер}}$ , кА <sup>2</sup>	16380	$B$ , кА <sup>2</sup> *с	0,88
$i_{\text{а,ном}}$ , кА	26,72	$i_{\text{а,t}}$ , кА	0,231

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

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

*10 кВ шинадағы айналып өту ажыратқышын таңдау.*

Желімен ағатын ток:

$$I_p = \frac{S_{\text{жс}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} ;$$

$$I_p = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1443,38 \text{ A.}$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = I_p ;$$

$$I_a = 1443,38 \text{ A.}$$

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

Осылардың ішінен “ABB” фирмасының 12VD4 типті вакуумды ажыратқыштарын таңдаймыз. Өйткені, бұл ажыратқыш өте жиі кездесетін коммутацияларға төзімді және оның приводы ешқандай жөндеуді қажет етпейді. Бірнеше коммутациядан кейін де оның техникалық сипаттамалары рұқсат етілген мәннен аспайды. Басқа артықшылығы оның вакуумдық камерасын тек 30 мың коммутациядан кейін ауыстырса болады. Басқа ажыратқыштарда бұл көрсеткіш 15-20 мың. Ажыратқыш параметрлері 1.23-ші кестеде көрсетілген. [Әб, 5 б.]

1.23 кесте – “ABB” фирмасының 12VD4 типті вакуумды ажыратқыш параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$ , кВ	10	$U_{\text{уст.ном}}$ , кВ	10
$I_{\text{ном}}$ , А	4000	$I_{\text{раб.мах}}$ , А	1443,42
$i_{\text{дин}}$ , кА	64	$i_{\text{уд}}$ , кА	1,575
$I_{\text{ном.отк}}$ , кА	63	$I_{\text{кз}}$ , кА	0,419
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$ , кА <sup>2</sup>	16380	$B$ , кА <sup>2</sup> ·с	0,88
$i_{\text{а,ном}}$ , кА	26,72	$i_{\text{а,t}}$ , кА	0,231

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

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

1.4.2 Жоғарғы кернеуге айырғышты таңдау

Айырғыштар мына шарттар бойынша таңдалады:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}} ;$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}} ;$$

$$K_{\text{П}} \cdot I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}} = I_{\text{раб.ном}} ;$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}} ;$$

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

- Әрбір кернеу сатысына сәйкес айырғыштарды таңдау  
 — 110 кВ жоғарғы кернеуге РНДЗ-1-110/1000У1 типті;  
 — 35 кВ жоғарғы кернеуге РНДЗ-1-35-2000У1 типті;

Айырғыштардың параметрлері 1.24-ші, 1.25-ші, 1.26-ші кестелерде көрсетілген. [Ә10, 305 б.]

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

Айырғыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}, \text{кВ}$	110	$U_{уст.ном}, \text{кВ}$	110
$I_{ном}, \text{А}$	1000	$I_{раб.мах}, \text{А}$	662,1
$i_{дин}, \text{кА}$	80	$i_{уд}, \text{кА}$	11,796
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	992,25	$B, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4,660

Айырғыштар барлық шарттарды қанағаттандырады.

1.25 кесте – 35 кВ жоғарғы кернеуге РНДЗ-1-35-2000У1 типті

Айырғыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}, \text{кВ}$	35	$U_{уст.ном}, \text{кВ}$	35
$I_{ном}, \text{А}$	2000	$I_{раб.мах}, \text{А}$	1040,46
$i_{дин}, \text{кА}$	80	$i_{уд}, \text{кА}$	4,386
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	992,25	$B, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	0,644

Айырғыштар барлық шарттарды қанағаттандырады.

1.26 кесте – 10 кВ төменгі кернеуге РОН-10/5000У2 типті

Айырғыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}, \text{кВ}$	10	$U_{уст.ном}, \text{кВ}$	10
$I_{ном}, \text{А}$	5000	$I_{раб.нб}, \text{кА}$	3641,61
$i_{дин}, \text{кА}$	180	$i_{уд}, \text{кА}$	3,095
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	5041	$B, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	0,321

Айырғыштар барлық шарттарды қанағаттандырады.



### 1.4.3 Асқын кернеуді шектеуіштерді таңдау

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

Номиналдық кернеу бойынша:

Жоғарғы жағында ЗЕР2 192 – 2PL3

Ортанғы жағында ЗЕР4 Q96 – 2PL3

Төменгі жағында ЗЕК5 100 – QBA.

### 1.4.4 Ток трансформаторларын таңдау

Келесі шарттар бойынша ток трансформаторларын таңдаймыз:

$$U_{ном} \geq U_{сети.ном};$$

$$I_{ном} \geq I_{норм.расч};$$

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

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

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

$$Z_{2ном} \geq Z_{2расч},$$

мұндағы  $k_{дин}$  және  $k_{тер}$  – 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.

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  $Z_{\Sigma_{приб}}$ , фаза бойынша таралу және қосылу сұлбасына сәйкес есептейді.

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

110 кВ Қ/Ст-ның екіншілік тізбегінде мыс кабель қолданылады ( $\rho=0,028$  Ом-мм<sup>2</sup>/м). Сымның қимасын өлшеу дәлдік талаптарына сәйкес таңдайды.

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

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

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

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

$$S = \frac{\rho \cdot L_{расч}}{r_{пров}}, \quad (1.25)$$

мұндағы  $\rho$  – сымның материалының меншікті кедергісі;

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

*110 кВ жағында ТТ-н таңдау:*

Мен мұнда СЕ302 санағышты таңдадым. Себебі бұл санағыш маған керек барлық шарттарды қанағаттандырады. Құрал параметрлері 1.27-ші кестеде көрсетілген. [Ә24, 1 б.]

1.27 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 Самарий	СЕ302	0,8	0,8	0,8
Барлығы		1,3	1,3	1,3

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

$$R_{2ном.} = 1,2 Ом;$$

$$R_{конт.} = 0,05;$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{1,3}{25} = 0,052;$$

$$R_{\text{пров}} = R_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конт.}}; \quad (1.26)$$

$$R_{\text{пров}} = 1,2 - 0,052 - 0,05 = 1,098 \text{ Ом.}$$

Мысты өзекшесі бар біріктірілетін сымның ұзындығын  $L_{\text{тр}} = 84$  метр деп қабылдап, екі фазаға ТТ орналасуын ескеріп, олардың қимасын анықтаймыз:  $L_{\text{тр}} = 84 \text{ м}$ ,  $\rho = 0,035 \text{ Ом} \cdot \frac{\text{мм}^2}{\text{м}}$ .

$$L_{\text{расч}} = L_{\text{тр}} = 84 \text{ м};$$

$$S = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{R_{\text{пров}}};$$

$$S = \frac{0,028 \cdot 84}{1,098} = 2,142 \text{ мм}^2.$$

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

1.28 кесте - ТВ – 110/150/5

ТТ параметрлері		Есептелген мәндері	
U <sub>ном</sub> , кВ	110	U <sub>уст.ном</sub> , кВ	110
I <sub>ном</sub> , А	400	I <sub>раб.мах</sub> , А	262,432
I <sub>скв</sub> , кА	62	i <sub>уд</sub> , кА	11,274
I <sub>тер</sub> <sup>2</sup> · I <sub>тер</sub> , кА <sup>2</sup> · с	432	B <sub>к</sub> , кА <sup>2</sup> · с	4,257

*35 кВ жағында ТТ-н таңдау*

Мен мұнда СЕ302 санағышты таңдадым. Себебі бұл санағыш маған керек барлық шарттарды қанағаттандырады. Құрал параметрлері 1.29-ші кестеде көрсетілген. [Ә24, 1 б.]

## 1.29 кесте

Құрал	Құрал түрі	Ток өлшегіш құралдардағы жүктеме, В*А, фаза бойынша		
		А	В	С
Амперметр көрсеткіші	Э-665	0,5	0,5	0,5
Санағыш Самарий	СЕ302	0,8	0,8	0,8
Барлығы		1,3	1,3	1,3

ТТ - көбірек жүктелген фазасы – А. Осы фазаға қосылған құралдың жалпы кедергісі:  $S_{приб} = 1,3ВА$ ;  $I_2 = 5А$ ,

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}; \quad (1.27)$$

$$R_{приб} = 0,052 \text{ Ом}.$$

0,5 класс дәлдігінде номиналды екіншілік жүктемесі 1,2 Ом құрайды.  
 $R_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$ ;  $R_{конт} = 0,05 \text{ Ом}$ .

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

$$R_{пров} = 1,098 \text{ Ом}.$$

Мыс өзекшесі бар біріктірілетін сымның ұзындығын  $L_{пр} = 62 \text{ м}$  метр деп қабылдап, екі фазаға ТТ орналасуын ескеріп, олардың қимасын анықтаймыз (ТТ мен құралдың жалғануы - жұлдызша):

$$S = \frac{\rho \cdot L_{расч}}{R_{пров}} = 1,976 \text{ мм}^2.$$

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

## 1.30 кесте – ТФЗМ-35Б-ІУ1:

ТТ параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}, \text{кВ}$	35	$U_{уст.ном}, \text{кВ}$	35
$I_{ном}, \text{А}$	1500	$I_{раб.мах}, \text{А}$	412,393
$I_{скв}, \text{кА}$	125	$i_{уд}, \text{кА}$	2,403
$I_{тер}^2 \cdot I_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	7203	$B_{к}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	0,187

10 кВ жағында ТТ-н таңдау:

Мен мұнда СЕ302 санағышты таңдадым. Себебі бұл санағыш маған керек барлық шарттарды қанағаттандырады. Құрал параметрлері 1.31-шы кестеде көрсетілген. [Ә24, 1 б.]

1.31 кесте – Ток өлшегіш құралдардағы жүктеме

Құрал	Құрал түрі	Ток өлшегіш құралдардағы жүктеме, В*А, фаза бойынша		
		А	В	С
Амперметр көрсеткіші	Э-665	0,5	0,5	0,5
Санағыш Самарий	СЕ302	0,8	0,8	0,8
Барлығы		1,3	1,3	1,3

ТТ- көбірек жүктелген фазасы – А. Осы фазаға қосылған құралдың жалпы кедергісі:  $S_{приб} = 1,3ВА; I_2 = 5А,$

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

$$R_{приб} = 0,052 \text{ Ом}.$$

0,5 класс дәлдігінде номиналды екіншілік жүктемесі 0,8 Ом құрайды. Түйіспелердің кедергісін 0,05 Ом деп қабылдап, онда сымның кедергісі:  $R_{2ном} = 0,8 \text{ Ом}; R_{конт} = 0,05 \text{ Ом};$

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

$$R_{пров} = 1,098 \text{ Ом}.$$

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):

$$S = \frac{\rho \cdot L_{расч}}{R_{пров}} = 0,159 \text{ мм}^2.$$

Табылған қима бойынша 2,5 мм<sup>2</sup> қималы МКРВГ маркалы бақылау кабелін таңдаймыз. ТТ параметрлері 1.32-шы кестеде көрсетілген. [Ә4, 321 б.]

1.32 кесте – ВВ103 АВВ параметрлері

ТТ параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{НОМ}, \text{кВ}$	10	$U_{УСТ.НОМ}, \text{кВ}$	10
$I_{НОМ}, \text{А}$	5000	$I_{РАБ.МАХ}, \text{А}$	1443,32
$I_{СКВ}, \text{кА}$	100	$i_{УД}, \text{кА}$	1,067
$I_{ТЕР}^2 \cdot I_{ТЕР}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	3675	$B_{К}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	0,04

1.4.5 Кернеулік трансформаторларды (КТ) таңдау

Келесі шарттар бойынша таңдалады:

- 1)  $U_{НОМ} \geq U_{СЕТИ.НОМ}$ ;
- 2)  $S_{НОМ} \geq S_{2РАСЧ.}$ ;
- 3) дәлдік класы бойынша;
- 4) құрылымы және қосылу сұлбасы бойынша,

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

Санағыш ретінде «Меркурий» фирмасының 231 АТ санағышын таңдадым. Себебі оның сипаттамасы мен қарастырған санағыштарға қарағанда тиімді. Құрал параметрлері 1.33-ші кестеде көрсетілген. [Ә24, 1 б.]

1.33 кесте – Есептегіш құралдар

Құрал	Құрал түрі	$P_{ОБЩ.} \text{ Вт}$	$Q_{У.} \text{ вар}$
2V	Ц-301/1	3	-
Счетчик Меркурий	231АТ-01	5·0,5	5·1,5
Барлығы		5,5	7,5

Есептік екіншілік жүктеме:

$$S_{2p} = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad (1.28)$$

$$S_{2p} = \sqrt{5,5^2 + 7,5^2} = 9,3 \text{ ВА} .$$

110 кВ шинада НКФ-110-58 типті КТ таңдаймыз. [Ә4, 321 б.]

КТ-на қосылатын құралдар.

- вольтметр тіркеуші;
- есептік санағыш.

0,5 класс дәлдігінде номиналды екіншілік жүктемесі  $400 \text{ В} \cdot \text{А}$  құрайды, ол есептік жүктемеден неғұрлым жоғары.

*35 кВ шинада КТ*

Санағышты трансформатор кірісіне, секциондық және айналып өту жеріне орнатамын. Санағыш ретінде «Меркурий» фирмасының 231 АТ

санағышын таңдадым. Себебі оның сипаттамасы мен қарастырған санағыштарға қарағанда тиімді. Құрал параметрлері 1.34-ші кестеде көрсетілген. [Ә24, 1 б.]

1.34 кесте – Есептегіш құралдар

Құрал	Құрал түрі	Р <sub>общ.</sub> Вт	Q <sub>с.</sub> вар
Вольтметр	Ц-301/1	3	-
Счетчик Меркурий	231АТ-01	6·0,5	6·1,5
Барлығы		6	9

Есептік екіншілік жүктеме:

$$S_{2p} = \sqrt{6^2 + 9^2} = 10,817 \text{ ВА}.$$

35 кВ шинада ЗНОМ-35 типті КТ таңдаймыз. [Ә4, 321 б.]

10 кВ шинада КТ

Санағышты мен трансформатор кірісіне, секциондық және айналып өту жеріне орнатамын. Санағыш ретінде «Меркурий» фирмасының 231 АТ санағышын таңдадым. Себебі оның сипаттамасы мен қарастырған санағыштарға қарағанда тиімді. Құрал параметрлері 1.35-ші кестеде көрсетілген. [Ә24, 1 б.]

1.35 кесте – Есептегіш құралдар

Құрал	Құрал түрі	Р <sub>общ.</sub> Вт	Q <sub>с.</sub> вар
Вольтметр	Ц-301/1	3	-
Счетчик Меркурий	231АТ-01	7·0,5	7·1,5
Барлығы		6,5	10,5

Есептік екіншілік жүктеме:

$$S_{2p} = \sqrt{P^2 + Q^2};$$

$$S_{2p} = \sqrt{6,5^2 + 10,5^2} = 12,35 \text{ ВА}.$$

10 кВ шинада НОМ-10-66 типті КТ таңдаймыз. [Ә4, 321 б.]

## 2 Трансформатордың қорғаныстары

### 2.1 Негізгі жағдайы

Менің қосалқы стансамда қуаты 63 МВА тең, тармақталған екі орамды ТРДЦН маркалы трансформаторының біріншіден дифференциалдық қорғанысын, сосын резервтік қорғанысын есептеу керек.

ЭҚКЕ талаптарына сәйкес барлық электрқондырғылар релелік қорғаныс құрылғыларымен жабдықталуы керек. Олар өздеріне тағайындалған ажыратқыштар көмегімен зақымдалған элементті қалғанынан, яғни зақымдалмаған энергожүйе бөлігінен автоматты түрде өшіру. Егер (нейтралы тұйықталмаған тораптардағы жерге тұйықталу) зақымдалу электр жүйелердің жұмысын бүлдірмесе, онда релелік қорғаныс тек сигналға жіберілуі рұқсат етіледі.

Энергожүйедегі элементтің қауіпті, яғни тұрақты емес жұмыс жасау режиміне оның релелік қорғанысы сигналға немесе істе қалған элементтің зақымдалуына алып келмейтіндей сөндіруге амал жасау. ЭҚКЕ-ге сәйкес кернеуі жоғарғы 220 кВ трансформатордың релелік қорғанысы келесідей зақымдалуына және тұрақты емес жұмыс жасауын қарастырылуы тиіс:

- шықпалары мен орамаларындағы көпфазалық тұйықталу;
- асқын жүктемеден болған орамдағы тоқтар;
- орамалар арасындағы өзара тұйықталу;
- май деңгейінің азайып кетуі;
- сыртқы қысқа тұйықталудан болған орамдағы тоқтар;
- нейтралы жерге тұйықталған жүйелердегі орам және шықпаларын дағы бірфазды қысқа тұйықталу;
- магнит өткізгіштіктің «өртенуі».

Жоғарыда жазылғандарды ескере отырып және соларға сәйкес жобаланатын қосалқы стансаның трансформаторына келесідей қорғаныстар қарастырылады.

Негізгі қорғаныс ретінде:

- трансформатордың дифференциалдық қорғанысы – трансформатордың шықпалары мен орамаларындағы барлық қысқа тұйықталудан қорғау;
- газдық қорғаныс – трансформатордың бактің ішіндегі қысқа тұйықталудан қорғау, яғни газдың бөліну нәтижесінде;

Қосымша қорғаныс ретінде:

- трансформатордың төменгі және жоғарғы кернеу орамдарын жүктемеден қорғайтын бірфазды максималды тоқ қорғанысы;
- ортаңғы және жоғарғы кернеудегі жерге қысқа тұйықталудан қорғайтын екі сатылы нөл ретті тоқтық қорғаныс;
- сыртқы қысқа тұйықталудан қорғайтын бағытталған кері ретті тоқ қорғанысы және үшфазалы қысқа тұйықталудан қорғайтын кернеу түсумен максималды тоқ қорғанысы.



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

### *Қолданылуы*

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

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

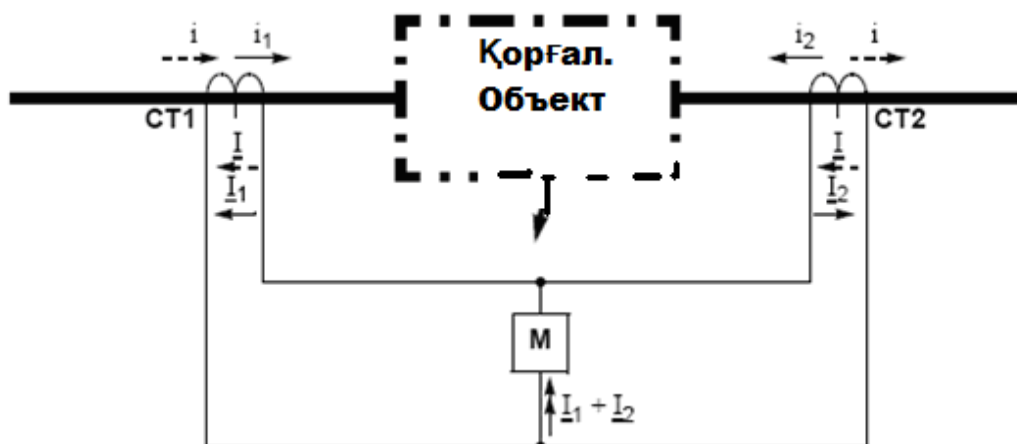
Құрылғының қорғалынатын объектілерінің барлық типтері үшін уақыт ұстанымы бар максималды тоқ қорғанысы функциялары бар. Бұл функциялар кез-келген жақ үшін қолданылады. Асқын жүктемеден жылулық қорғау кез-келген машина түрін қорғау үшін тиімді. Ол май температурасын өлшеуге, сыртқы термодатчикті қолдану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

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

### *Дифференциалды қорғаныстың негізгі жағдайлары*

Өлшенетін 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. Қорғалынатын аумақта үлкен тоқтың ағуын қамтамасыз ететін сыртқы зақымдалу пайда болғандағы тежеу тоғы, қанығу кезіндегі СТ1 және СТ2 тоқ трансформаторларының магнитті сипаттамаларындағы айырмашылық М өлшеуіш элементі арқылы үлкен тоқтың ағуын тудыруы мүмкін. Егер бұл тоқтың ауытқуы сәйкесті орнатылған мәннен асып кетсе, зақымдалу қорғаныс аумағынан тыс орналасса да

қорғаныс істен шығаруға сигнал беруі мүмкін. Токпен тежеу қорғаныстың мұндай дұрыс емес әрекетінің алдын алады.



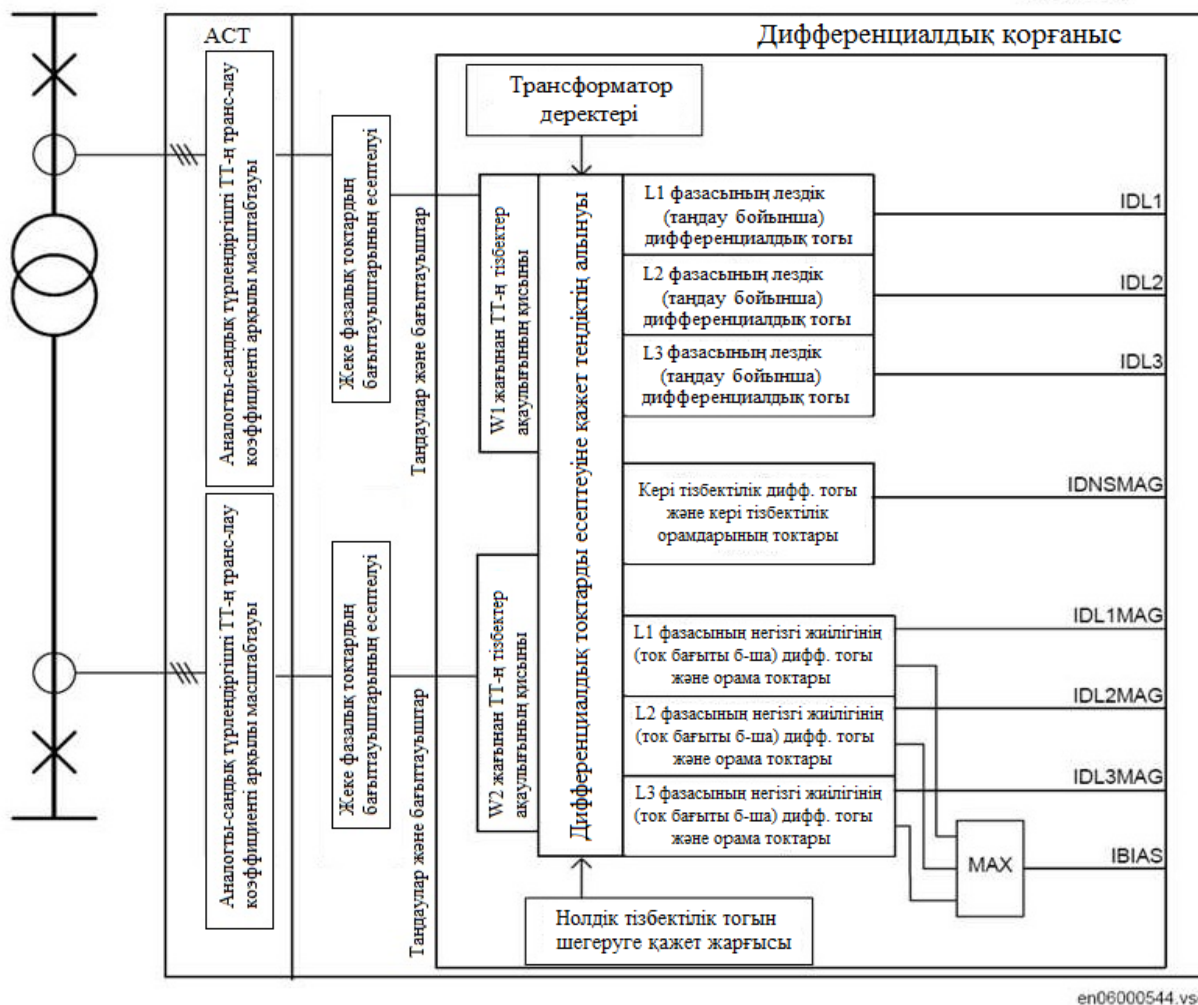
Сурет 2.1– Екі жақты аймақ үшін дифференциалды қорғаныстың әрекетінің негізгі принципі

Ток трансформаторларымен шектелген аумақта зақымдалу пайда болған кезде  $i_1 + i_2$  зақымдалу тоқтарына пропорционалды  $I_1 + I_2$  тоғы, М өлшеуіш элементі арқылы ағады. Нәтижесінде 2.2-суретінде көрсетілген қарапайым тізбек қорғаныстың сенімді істен шығаруын қамтамасыз етеді.

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

#### *RET670 дифференциалды қорғанысы*

RET670 терминалының дифференциалды қорғанысының алгоритмдері бірінші реттік ток мәнімен есептейді. Осы мақсатпен қорғаныстық ТТ трансформация коэффициенті есебімен аналогты-сандық түрлендіруді масштабтау жүзеге асады. Бұдан кейін Фурье дискретті түрлендіру (ФДТ) базасында негізгі жиіліктегі кешенді (бағыттаушы) токтарды есептеу жүреді. RET670 терминалының жадына қорғаныс трансформаторының негізгі техникалық параметрлері енгізілу керек: номиналды кернеу және орамдардың номиналды тоқтары, сонымен қатар орамдардың қосылу схемалары (толығырақ «Уставки» кестесінде). Бұл базада дифференциалды және тежеуішті токтардың қалай лездік мәндерін болса, солай интегралды мәндерін есептеу де жүзеге асады. Дифференциалды ток әр фаза үшін бөлек есептеледі.



en06000544.vsd

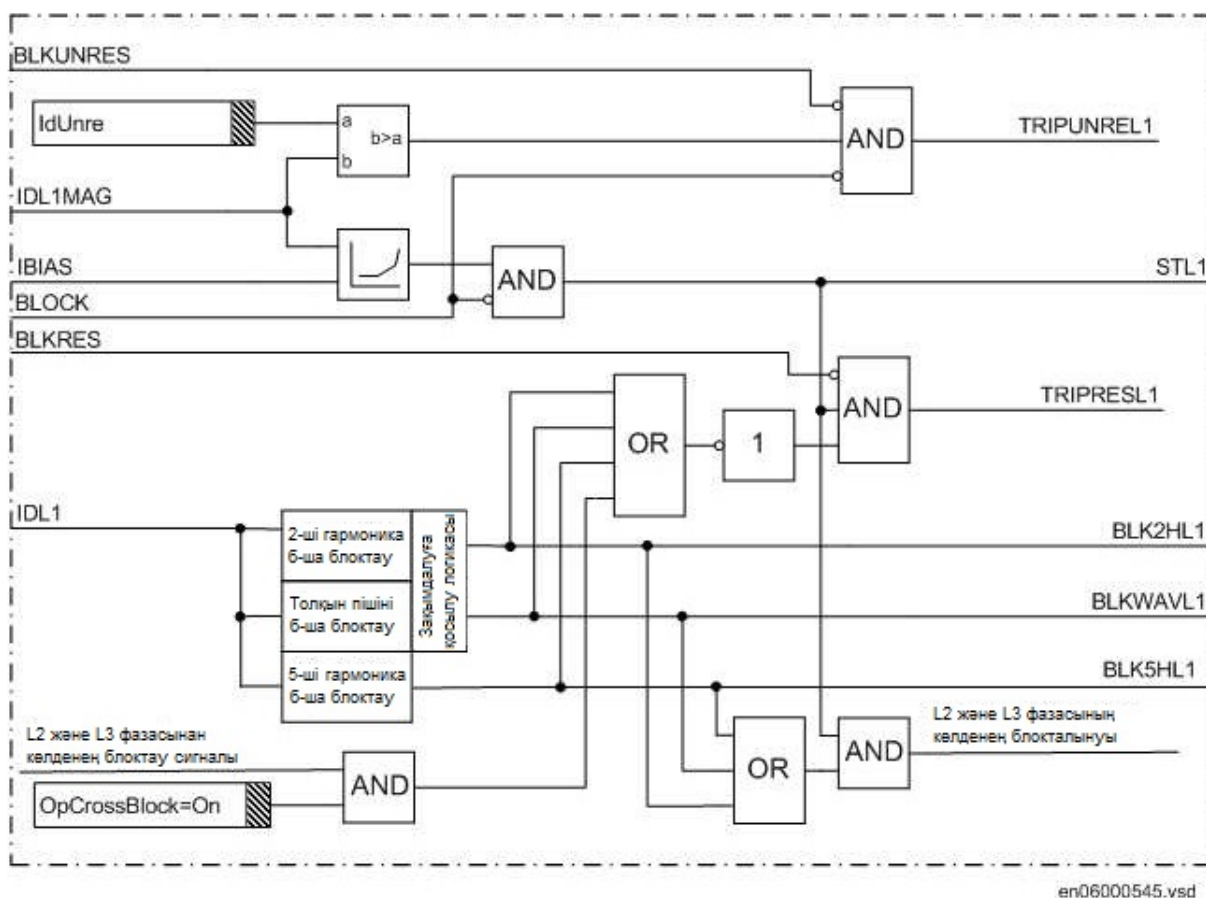
Сурет 2.1 – Трансформатордың дифференциалды қорғанысының өлшенген токтарын өңдеу

### Гармоникті тежеу

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

трансформаторда үшінші гармоник алынып тасталынадындықтан негізінен бесінші гармониктер пайдаланады. Түрлендіргіш трансформаторда ішкі зақымдалу кезінде тақ гармониктер болмайды. Санды сүзбелер дифференциалды токтардың Фурье талдауын қамтамасыз ету үшін пайдаланады.

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



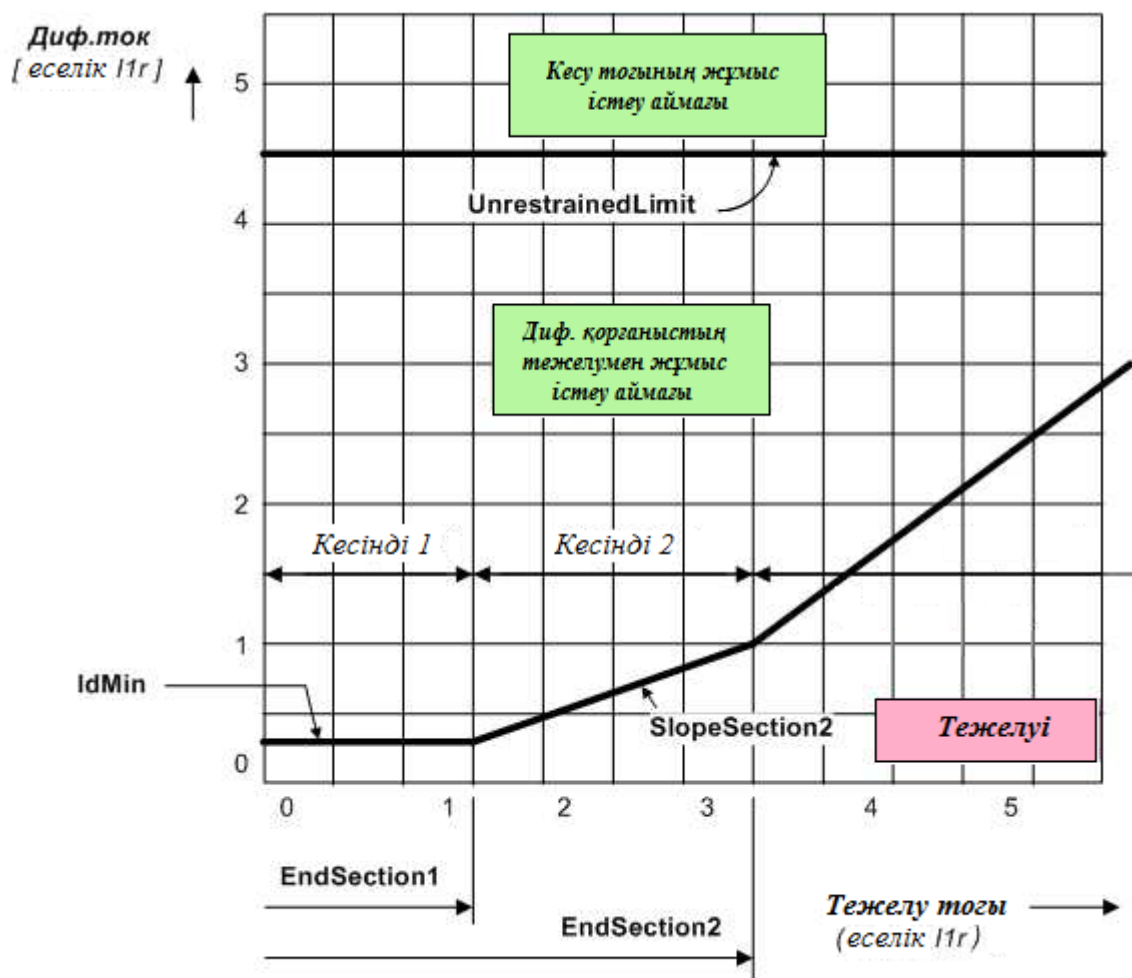
Сурет 2.3 – Трансформатордың L1 фазасының дифференциалды қорғанысының ықшамдалған логикалық сұлбасы

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

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

Тежелу сипаттамасы (2.4-сурет) негізгі гармоникалар дифференциалдық және тежелу токтары базасында құрылады. Ол салыстырмалы бірліктерде беріліп және түзу сызықтық үш кесіндіден тұрады.

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



en05000187.vsd

Сурет 2.4 – Тежелу сипаттамасы

Тежеуішті 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;

### 2.3 Трансформатордың дифференциалдық қорғанысының есептелуі

Трансформатордың параметрлері ТДТН-25000/110/35/10.

$S=25000$  кВА;  $U_{НОМ ВН}=110$  кВ;  $U_{НОМ СН}=35$  кВ;  $U_{НОМ НН}=10$  кВ;  
 РПН:  $\pm 8 \times 2\%$ ;

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

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

Құрылғының іске қосылу сипаттамасы үш бөліктен тұрады.

*Бірінші бөліктің параметрлерін таңдау*

$$I_{CP} \geq K_H \cdot I_{НОМ},$$

мұндағы  $K_H=0,2$ .

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad (2.1)$$

$$I_{НОМ} = 25 / (\sqrt{3} \cdot 110) = 131,21 \text{ А},$$

$$I_{CP} \geq 0,2 \cdot 131,21 = 26,24 \text{ А}.$$

Шыққан мәнді жуықтаймыз ( $I_d >$ ) = 30 А.

*Екінші бөліктің параметрлерін таңдау*

$$I_{раб.макс.} = 2 \cdot I_{НОМ}; \quad (2.2)$$

$$I_{раб.макс.} = 2 \cdot 131,21 = 262,43;$$

$$I_{нб.расч1.} = K_A \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{раб.макс.} + \Delta U \cdot I_{раб.макс.}; \quad (2.3)$$

$$I_{нб.расч1.} = 1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 262,43 + 0,16 \cdot 262,43 = 55,11 \text{ А};$$

$$I_{горм.макс1} = 0,5 \cdot (I_{раб.макс} + I_{раб.макс}); \quad (2.4)$$

$$I_{\text{торм.макс1}}=0,5 \cdot (262,43 + 262,43)=262,43 \text{ A};$$

$$m1 = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч1}} - I_{\text{ср.}}}{I_{\text{торм.макс}} - 0,5 \cdot I_{\text{ср.}}}; \quad (2.5)$$

$$m1 = \frac{1,5 \cdot 55,11 - 30}{262,43 - 0,5 \cdot 30} = 0,213.$$

Жуықтап алатын болсақ  $m1=0,22$ .

Үшінші бөліктің параметрлерін таңдау

$$I_{\text{кз.макс}} = 5661 \text{ A};$$

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

$$I_{\text{нб.расч.2}}=1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 5661 + 0,16 \cdot 5661 = 1471,86 \text{ A};$$

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

$$I_{\text{торм.макс2}}=0,5 \cdot (5661 + 5661) = 5661 \text{ A};$$

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

$$m2 = \frac{1,5 \cdot 1471,86 - 30 \cdot (1 - 0,5 \cdot 0,22) - 262,43 \cdot 0,22}{5661 - 262,43} = 0,393.$$

Жуықтап алатын болсақ  $m2=0,4$ .

## 2.4 АВВ фирмасы RET 670 типінің параметрленуі

Параметрлену арнайы РСМ 600 программасы арқылы жүзеге асады. Проекттің құрамының сұлбасы Қосымша А, сурет А15 көрсетілген.

RET 670 ТЗWPDIF 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 қаматсыз 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.

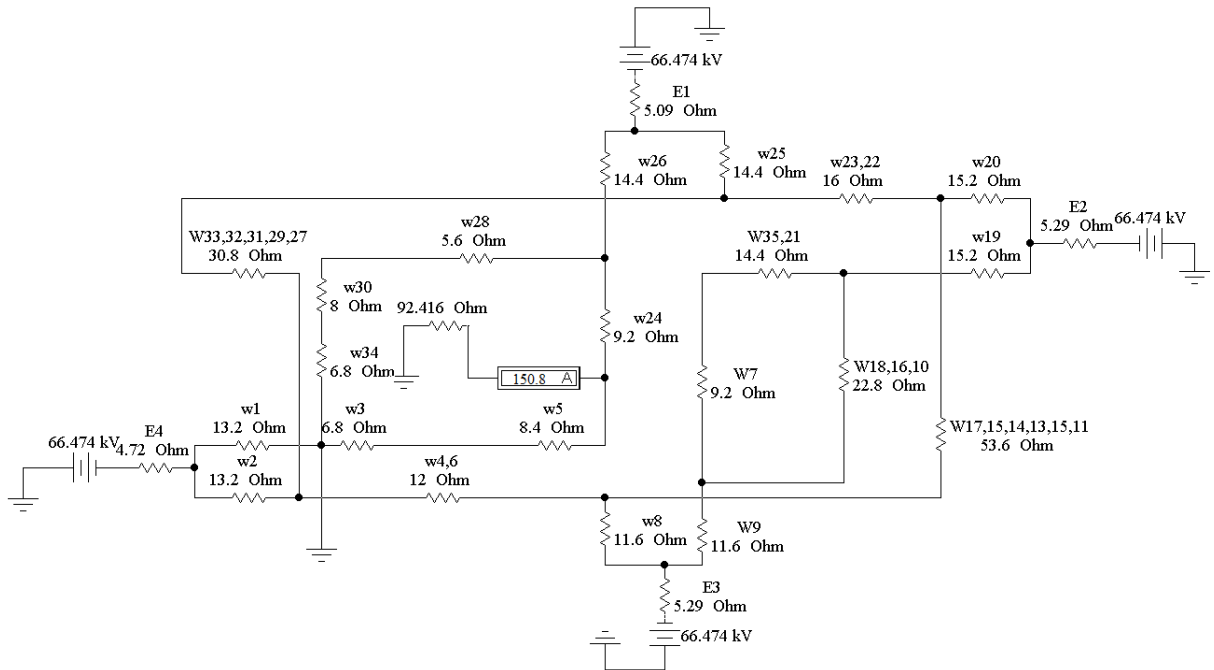
Стандартты конфигурацияда Е мен F жерге тұйықталу қорғанысын және фазалық кернеу мен нейтрал кернеуінің өлшемін көрсетеді.

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.

#### 3.2 Максимал тоқ қорғанысыны (МТҚ)



Сурет 3.1 - T2 трансформатордағы максималды ҚТ тоғы



$$I_{C3} = \kappa_{OTC} \cdot I_{кмак}^{(3)} = 1.1 \cdot 150,8 = 165,88 \text{ A.}$$

Реленің іске қосылу тоғы:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3}}{K_T} \kappa_{CX} = \frac{165,88}{80} \cdot 1 = 2,074 \text{ A.}$$

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

Максимал тоқ үзіндісін сезімталдыққа тексермейміз.

Максимал тоқ үзіндісінің (МТҮ) уақыт ұстанымын нөлге тең деп аламыз:  $t_{MTY} = 0 \text{ c}$

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

$$I_{C3} = \frac{K_{OTC} K_{C3}}{K_{BO3}} I_{PAБ.МАКС}, \quad (3.1)$$

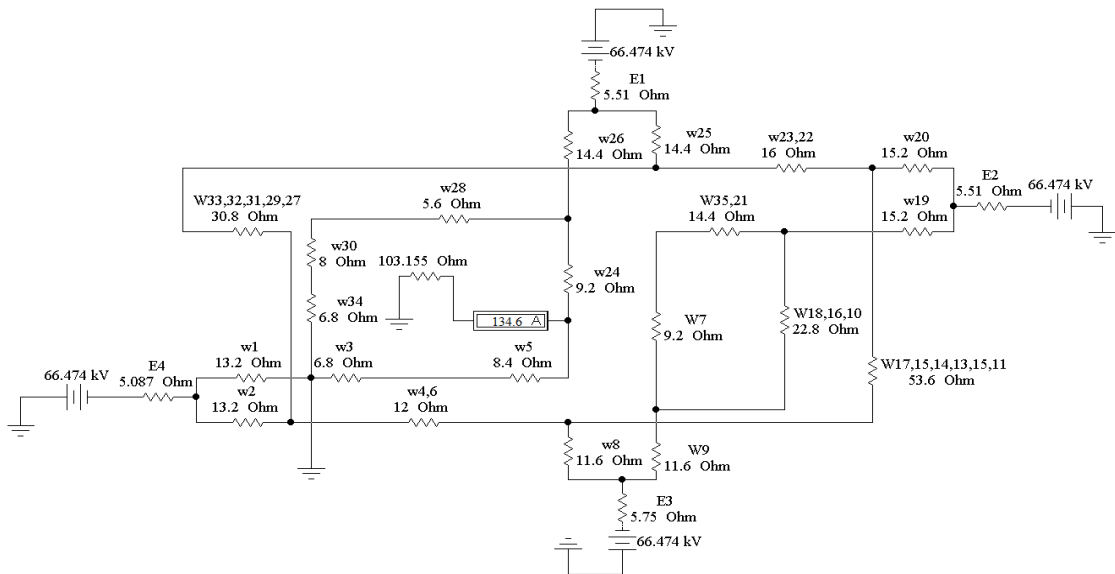
мұндағы  $I_{PAБ.МАКС}$  – трансформатордың максимал тоғы  
 $K_{C3} = 2,5$  – жалпылама жүктеменің өзіндік іске қосылу коэффициенті;  
 $K_{OTC} = 1,1$  - цифрлық терминалдар үшін  
 $K_{BO3} = 0,95$  - реленің қайту коэффициенті (цифрлық терминалдар үшін)

Трансформатордағы максимал жұмыс тоғын келесідей табамыз:

$$I_{НОМ.ТР} = \frac{S_{НОМ.ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ТР}} = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 131,216 \text{ A};$$

$$I_{PAБ.МАКС} = 2 \cdot I_{НОМ.ТР} = 2 \cdot 131,216 = 262,432 \text{ A};$$

$$I_{C3} = \frac{1,1 \cdot 2,5}{0,95} \cdot 262,432 = 759,672 \text{ A.}$$



Сурет 3.2 - Минимал режимдегі Т2 трансформаторындағы ҚТ тоғы

Реленің іске қосылу тоғы:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3}}{K_T} K_{CX} = \frac{759,672}{300} \cdot 1 = 2,53 A,$$

мұндағы  $K_T$  -кернеу трансформация коэффициенті;  $K_T = 300$ ;  
 $K_{CX}=1$ -сұлба коэффициенті.

Сезімталдыққа тексеру:

$$K_{\eta} = \frac{0,87 \cdot I_{K..МИН}}{I_{C3}} = \frac{0,87 \cdot 134,6}{75,9672} = 1,54 > 1,5.$$

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.

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

## 2.5 Асқын жүктемеден қорғау

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

$$I_{C3} = \frac{K_{отс}}{K_{воз}} I_{НОМ.ТР} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 131,216 = 145,03 \text{ А},$$

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

Реленің іске қосылу тоғы:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3}}{K_T} K_{CX} = \frac{145,03}{30} \cdot 1 = 4,8 \text{ А},$$

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

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

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

## 3.4 АВВ фирмасы REF 615 типінің параметрленуі

Параметрлену арнайы РСМ 600 программасы арқылы жүзеге асады. Проекттің құрамының сұлбасы Қосымша А, сурет А16 көрсетілген.

REF 615 РНРТОС1 типінің параметрлері Қосымша А, кесте А2 көрсетілген.

## 4 Трансформаторлардың газдық қорғанысы

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

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

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

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

Іс жүзінде қолданылатын ережелер бойынша жоғарғы орамды 35 кВ кернеу, қуаты 6300 кВА және одан жоғары сыртқа орналастырылатын май толтырылған трансформаторлар газдық қорғаныспен жабдықталады. Егер кіші қуатты трансформаторлар панажайдың ішінде орналастырылған болса, газдық қорғаныспен жабдықтауға да болады. Егер 1000-4000 кВА қуатты трансформаторларда тез әрекет етуші қорғаныстар (дифференциалды, 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.

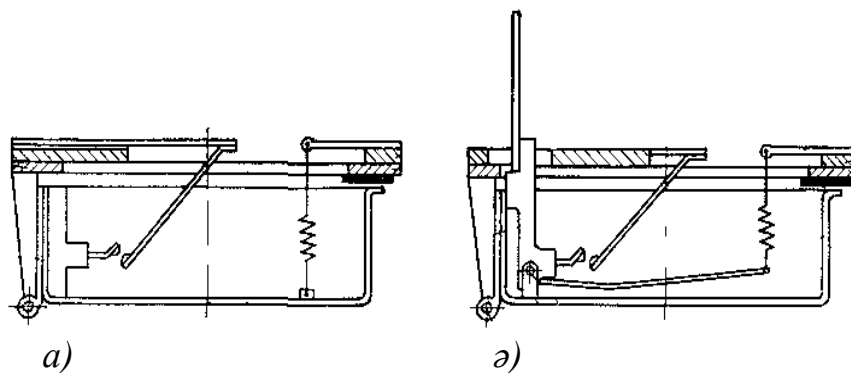
Газдық қорғаныс май толтырылған ұлғайтқыш бакта орналастырылған трансформаторларда, автотрансформаторларда, реакторларда және басқа да электр аппараттарда қолданылады; ол трансформатордың бағының ішіндегі барлық зақымдануларға: газдардың бөлінуінің пайда болуы, май ағынының үдеуі немесе газдың майлы 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.



а) белгі беруші элемент; б) сөндіруші элемент.

Сурет 4.1 – РГЧЗ-66 газдық релесінің элементтері

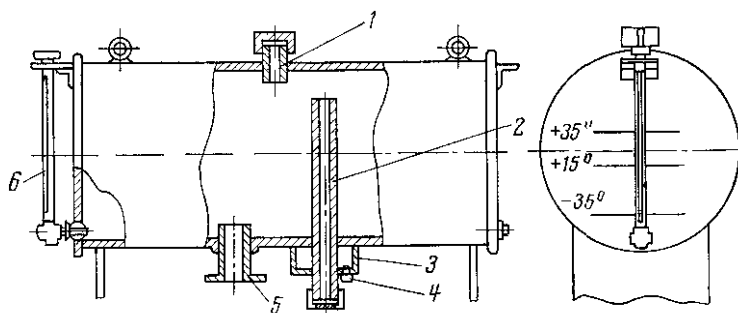
Бактан майдың жылыстауынан немесе май температурасының қатты түсіп кетуінен реледегі май деңгейі төмендейді. Егер май деңгейі рұқсат етілген мәннен аз болған жағдайда, белгі беруші элемент жұмыс істейді, өйткені өз уақытында май толық құйылмаған. Сипатталған жағдайда сөндіруші элемент майдың ішінде тұрып,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

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

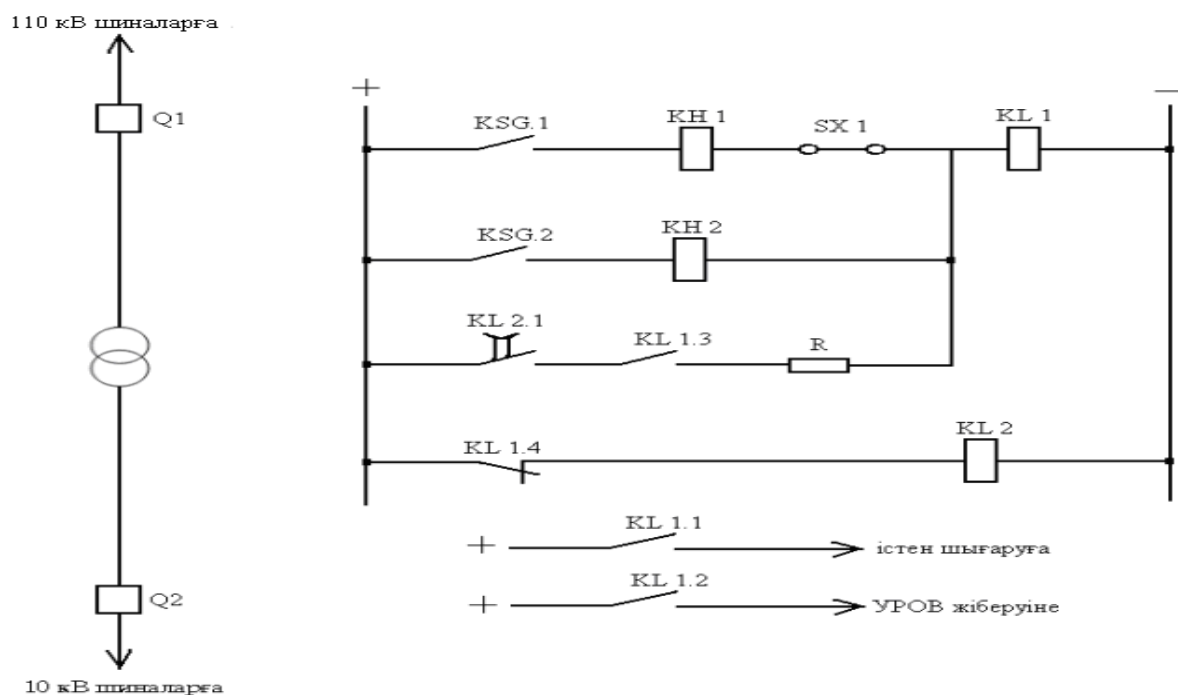
МЕМСТ 11677-65[14] бойынша пайдалануға берілген трансформаторларда шынының май көрсеткіші жанындағы ұлғайтқыштың торцтық бөлігіне бояумен анықтап, үш бақылау сызықтары белгіленеді. Олар майдың температурасымен сәйкес  $-45^{\circ}\text{C}$ ,  $+15^{\circ}\text{C}$  және  $+40^{\circ}\text{C}$  (ескі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

*Газдық қорғаныстың принципіалды сұлбасы*

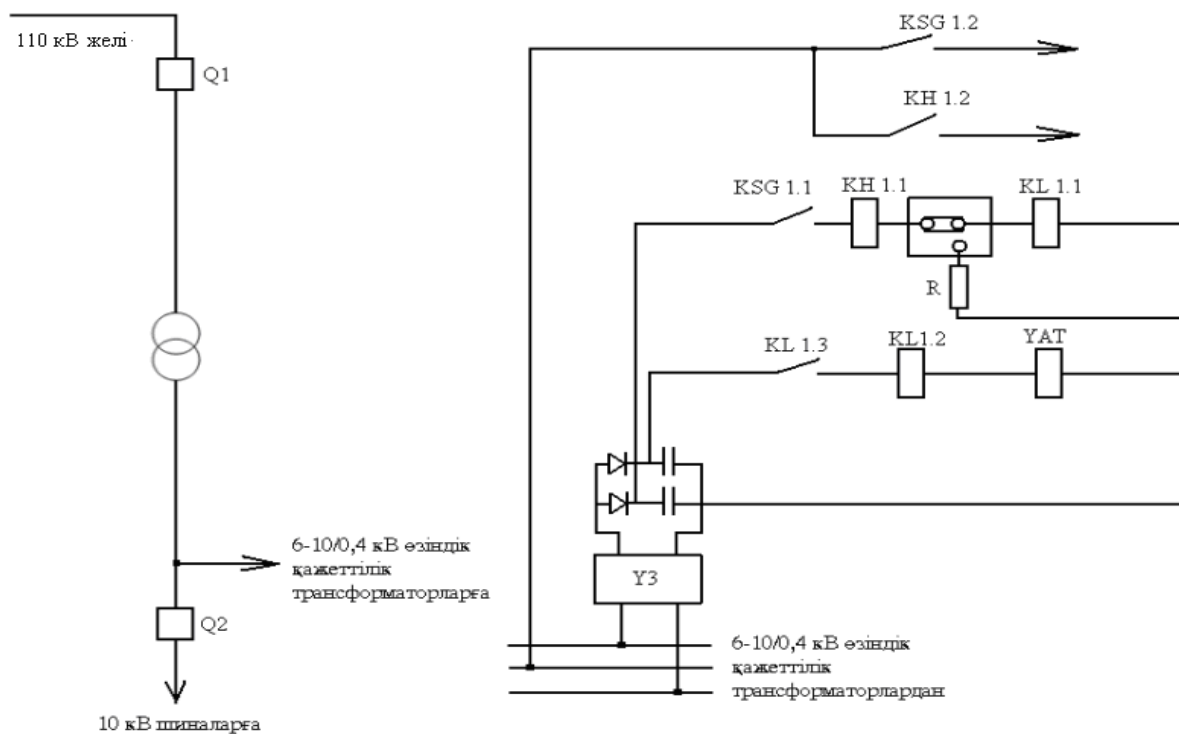
Трансформатордың газдық қорғанысының оперативті тұрақты ток көзінде орындалаған принципіалды сұлбасы 4.3 – суретте келтірілген. Жоғарыда айтылғандай, газдық реленің РГ сөндіруші түйіспесі май ағының немесе газбен араласқан май қоспасының әсерінен дірілдеуі мүмкін. Сондықтан, ереже бойынша тізбектелген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



Сурет 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.

Тупиктік қосалқы стансасындағы трансформатордың газдық қорғанысының оперативті айнымалы тоқ көзінде орындалаған принципіалды сұлбасы 4.4 – суретте келтірілген; оперативті тоқ 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 (тупиктік қосалқы станса) орындалаған принципіалды сұлбасы

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



## 5 Желі қорғанысы

### 5.1 Желінің қорғанысы

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

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

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

### 5.2 110 кВ желі қорғанысы

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

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

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

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

### 5.3 Дистанциалық қорғаныс

*REL 670 терминалының дистанциалық 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 дистанциалық 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.

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

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

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

#### *Құрылғыдағы қызмет етулер көлемі*

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

Дистанциалық қорғаныс:

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

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

— таңдау бойынша «алдыға», «артқа» бағытталған немесе бағытталмаған алты дистанциалық сатылар, сатылардың біреуі аралық аумақ ретінде пайдаланауы 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 бапталынатын 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 фаза аралық ҚТ үшін бір жақтан және жерге ҚТ үшін екінші тоқтан жерге ҚТ кезінде активті кедергі бойынша үлкен қор алу үшін беріле алады.

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

Дистанциалық қорғаныста келесі сатылар (аймақтар) бар:

Тәуелсіз сатылар:

— Бірінші саты  $R(Z1)$ ,  $X(Z1)$  (тез әрекет етеді), уақыт бойынша ұстанымы бар T1POL (бір фазалы ҚТ кезінде) немесе T1MENRPOL (көп фазалы ҚТ кезінде);

— Екінші саты (резервті)  $R(Z2)$   $X(Z2)$   $Z2$ , уақыт бойынша ұстанымы бар T2POL (бір фазалы ҚТ кезінде) немесе T2MENRPOL (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 T1BMENRPOL (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 Л5 желісінің кедергісі алынады.

$$Z'_{Л5} = Z_{Л5} / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot Z_{Л5} = 0,85 \cdot 8,4 = 7,14 \text{ Ом},$$

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

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

Бірінші саты уақыт ұстанымынсыз іске қосылады.

*Екінші сатыны есептеу*

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

1) Л3 желісінің дистанциондық қорғаныстың бірінші сатысы;

2) 12-қосалқы стансасының трансформаторының релелік қорғанысы.

Бірінші шарт бойынша Л5 желісінің бірінші сатысын есептеу қажет

$$Z'_{Л3} = Z_{Л3} / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot Z_{Л3} = 0,85 \cdot 6,8 = 5,78 \text{ Ом}.$$

Л5 желісінің екінші сатысы:

$$Z_{Л5}^{II} = (Z_{Л5} + (1 - \alpha) \cdot Z_{Л3}^I / K_{T.6}) / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot Z_{Л5} + 0,66 \cdot Z_{Л3} / K_{T.6}, \quad (5.1)$$

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

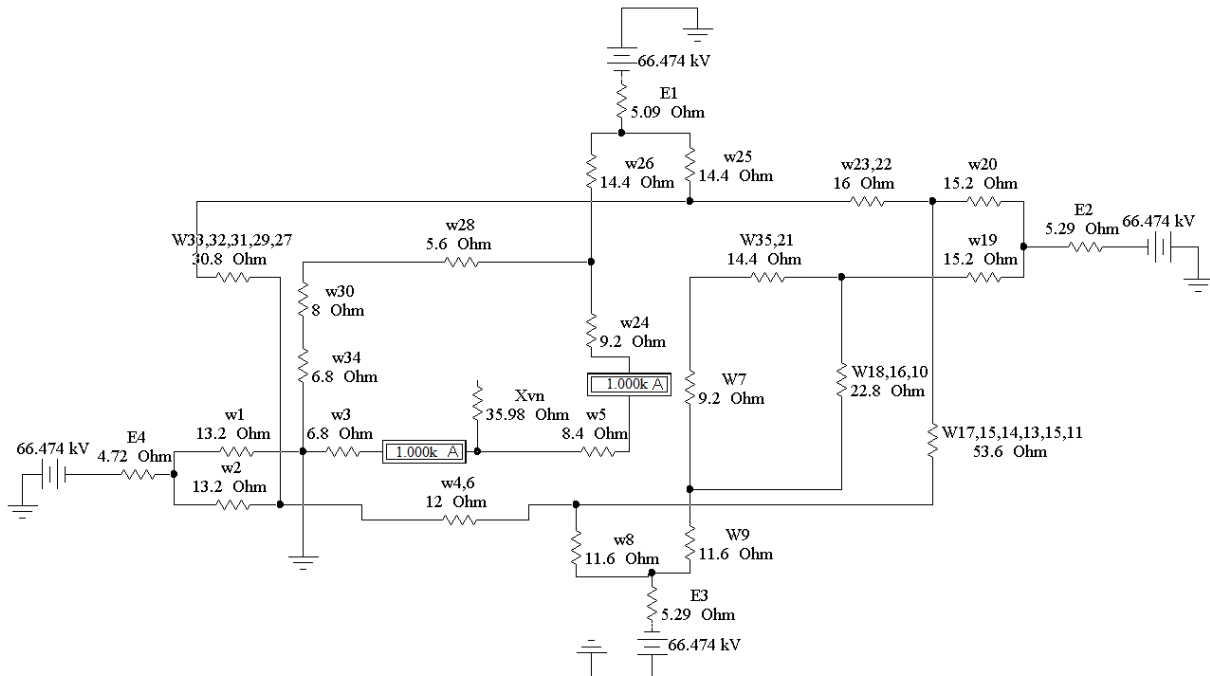
$K_{T.12}$  - токтаралу коэффициент.

$K_{T.12}$  токтаралу коэффициенті көршілес Л1 желісіндегі ҚТ кезіндегі мүмкін болатын қоректенуді ескереді.

$$K_{T.12} = \frac{I_9}{I_6}, \quad (5.2)$$

мұндағы  $I_5$  және  $I_3$  - Л5 және Л3 желілерінің қорғаныс комплекттерінен өтетін ҚТ токтары, ҚТ Л3 желісінің соңында максималды режимде.

$I_5$  және  $I_3$  токтарын табу үшін керекті сұлбаны симулятор программасында құрастырамыз, Л5 және Л3 желілерінің қорғаныс орындарына амперметрді орнатамыз.



Сурет 5.1- Дистационды қорғаныста Л3 желісіндегі ҚТ

$$K_{T.6} = I_5 / I_3 = 1/1 = 1;$$

$$Z''_{Л5} = (Z_{Л5} + (1 - \alpha) \cdot Z'_{Л3} / K_{T,6}) / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot Z_{Л5} + 0,66 \cdot Z'_{Л3} / K_{T,6} =$$

$$= 0,85 \cdot 8,4 + 0,66 \cdot 6,8 / 1 = 11,628 \text{ Ом.}$$

Екінші шарт бойынша Л5 желісінің қорғанысының екінші сатысы Т2 трансформаторының соңында 10кВ-тық шинадағы ҚТ-дан реттейміз:

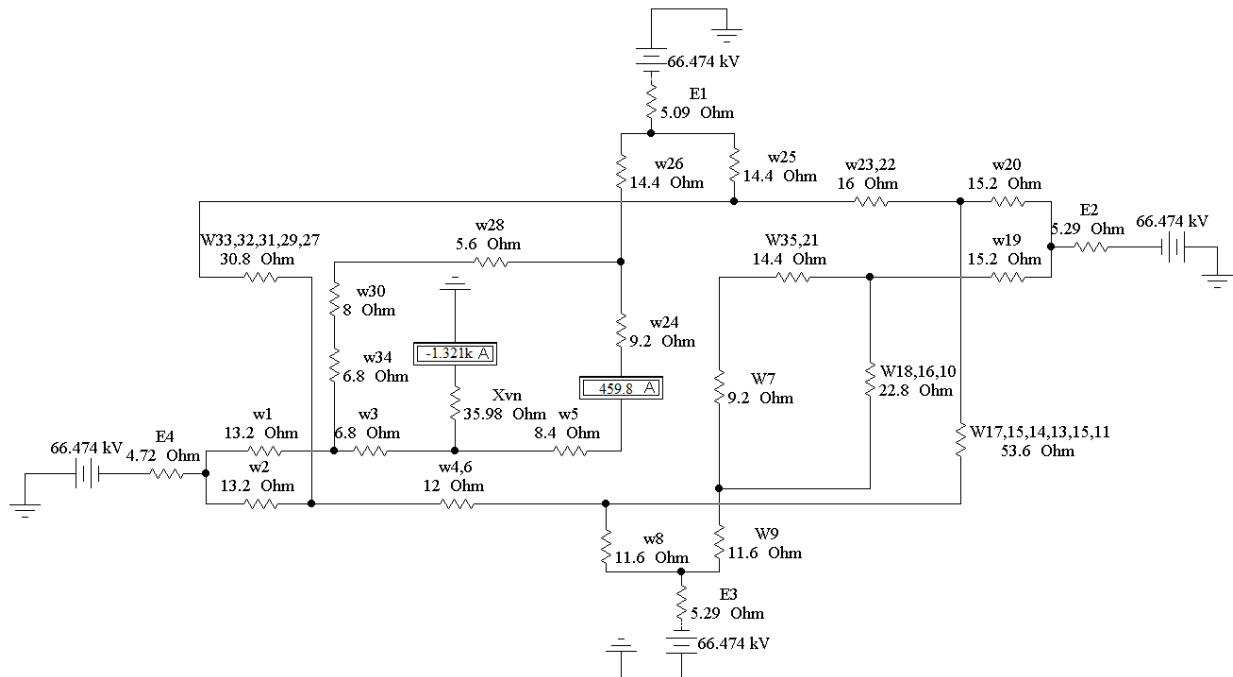
$$Z''_{Л5} = (Z_{Л5} + Z'_{TP2} / K_{T,TP2}) / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot (Z_{Л5} + Z'_{TP2} / K_{T,TP2}), \quad (5.3)$$

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

$$K_{T,TP12} = \frac{I_5}{I_{TP12}}, \quad (5.4)$$

мұндағы  $I_5$  және  $I_{TP12}$  - Л5 және TP12 трансформаторының қорғаныс комплекттерінен өтетін ҚТ токтары, ҚТ Л12 желісінің соңында максималды режимде.

$I_5$  және  $I_{TP2}$  токтарын табу үшін керекті сұлбаны симулятор программасында құрастырамыз, Л5 және TP2 трансформаторының қорғаныс орындарына амперметрді орнатамыз.



Сурет 5.2- Дистационды қорғаныста Т2 трансформаторындағы ҚТ

$$K_{T.TP2} = I_5 / I_{TP2} = 459,8 / 1321 = 0,348;$$

$$Z_{Л5}^{II} = (Z_{Л5} + Z_{TP2}^I / K_{T.TP2}) / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot (Z_{Л5} + Z_{TP2} / K_{T.TP2}) = 0,85 \cdot (8,4 + 35,98 / 0,348) = 95,022 \text{ Ом.}$$

Екі шарттан ең кішісін таңдаймыз

$$Z_{Л5}^{II} = 11,628 \text{ Ом.}$$

Л5 желісінің қорғанысының екінші сатысының сезімталдылық коэффициентін тексереміз

$$K_{\chi} = Z_{Л5}^{II} / Z_{Л5} = 11,628 / 8,4 = 1,384 > 1,25.$$

Сезімталдылық шарты қанағаттандырылды.

Екінші сатының уақыт ұстанымын селективтілік сатысына тең деп қабылдаймыз, яғни  $t_{3Л5}^{II} = \Delta t$ ;  $\Delta t = 0,5$  сек.

*Үшінші сатыны есептеу*

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

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

$$Z_{Л5}^{III} = \frac{U_{\text{раб.мин}}}{\sqrt{3} K_H K_3 K_6 I_{\text{раб.макс}} \cos(\varphi_{\text{м.ч.}} - \varphi_{\text{раб}})}, \quad (5.5)$$

мұндағы  $\varphi_{\text{м.ч.}} = 75^0$  – максималды сезу бұрышы;

$$\cos \varphi_{\text{раб}} = 0,8, \quad \arccos 0,8 = 36,8^0$$

$$Z_{Л5}^{III} = \frac{0,9 \cdot 110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,5 \cdot 1,1 \cdot 262,432 \cdot \cos(75^0 - 36,8^0)} = 139,975 \text{ Ом.}$$

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

$$K_{\text{ч}} = Z_{\text{Л5}}^{\text{III}} / Z_{\text{Л5}} = 139,975 / 8,4 = 16,66 > 1,25 .$$

Үшінші сатының мәні бірінші шарттың талаптарына сәйкес келеді.

Екінші шарт бойынша сезімталдылық коэффициенті Л6 желісінің соңындағы ҚТ арқылы есептеледі.

$$K_{\text{ч}} = Z_{\text{Л5}}^{\text{III}} / Z_{\text{защ.мак.}} \geq 1,2 , \quad (5.6)$$

мұндағы  $Z_{\text{защ.мак.}}$  - ең ұзын желі Л5 соңындағы ҚТ кезіндегі үшінші саты релесіне жалғанатын максималды мән.

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

$$Z_{\text{защ.мак.}} = Z_{\text{Л5}} + Z_{\text{Л3}} / K_{\text{Т.МІН}} ;$$

$$Z_{\text{защ.мак.}} = Z_{\text{Л5}} + \frac{Z_{\text{Л3}}}{K_{\text{Т.МІН}}} , \quad (5.7)$$

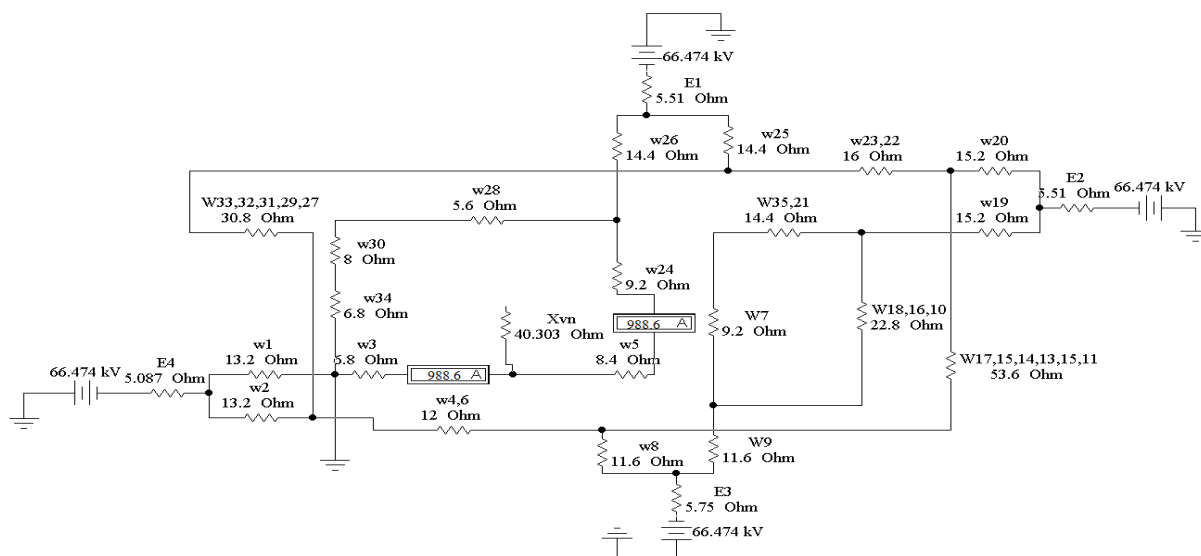
мұндағы  $K_{\text{Т.МІН}}$  токтаралу коэффициенті көршілес желі Л6-дағы ҚТ кезіндегі мүмкін болатын қоректенуді ескереді.

$$K_{\text{Т.МІН}} = I_{\text{5.МІН}} / I_{\text{Л3.МІН}} , \quad (5.8)$$

мұндағы  $I_{\text{5.МІН}}$  және  $I_{\text{Л3.МІН}}$  - Л5 және Л24 желілері қорғаныс комплектінен ағып өтетін ҚТ тогы, энергожүйенің минималды режим кезіндегі ҚТ нүктесі Л24 желісінің соңында.

$I_{\text{5.МІН}}$  және  $I_{\text{Л3.МІН}}$  токтарын табу үшін керекті сұлбаны симулятор программасында құрастырамыз, Л5 және Л5 желілерінің қорғаныс орындарына амперметрді орнатамыз.





Сурет 5.3- Дистанционды қорғаныста Л3 желісіндегі ҚТ

$$K_{T.MIN} = I_{5MIN} / I_{Л3MIN} = 988,6 / 988,6 = 1;$$

$$Z_{защ.мак.} = Z_{Л5} + Z_{Л3} / K_{T.MIN} = 8,4 + 6,8 / 1 = 15,2 \text{ Ом};$$

$$K_{\text{ч}} = Z_{Л5}^{III} / Z_{защ.мак.} = 139,975 / 15,2 = 9,21 \geq 1,2.$$

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. Л5 төртінші сатысы келесі формула арқылы анықталады:

$$Z_{Л5}^{IV} = \frac{Z_{Л5}^I}{K_H} = \frac{0,85 \cdot 15,2}{1,2} = 10,625 \text{ Ом}.$$

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

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

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

*Реленің іске қосылу кедергісі келесі формуламен анықталады*

$$Z_{cp} = Z_{сз} \cdot n_T / n_H. \quad (5.9)$$

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

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

$$z^I = 7,14 \cdot \frac{80}{1100} = 0,519 \text{ Ом};$$

$$z^{II} = 95,022 \cdot \frac{80}{1100} = 6,911 \text{ Ом};$$

$$z^{III} = 139,975 \cdot \frac{80}{1100} = 10,18 \text{ Ом};$$

$$z^{IV} = 10,625 \cdot \frac{80}{1100} = 0,773 \text{ Ом}.$$

ДҚ-тың селективтілік картасы А1 форматтағы 1-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 А17 көрсетілген.

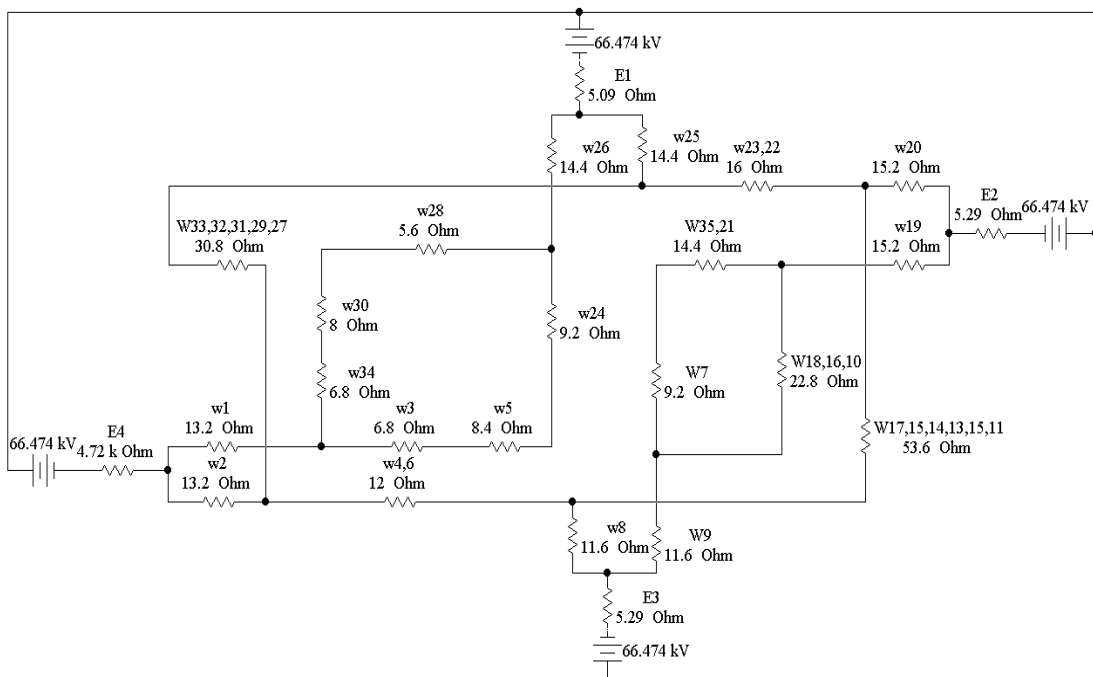
REL 670 ZMQPDIS:1 типінің параметрлері Қосымша А, кесте А3 көрсетілген.

#### **5.5 Төрт сатылы нөл реттік ток қорғанысын (НРТҚ) есептеу**

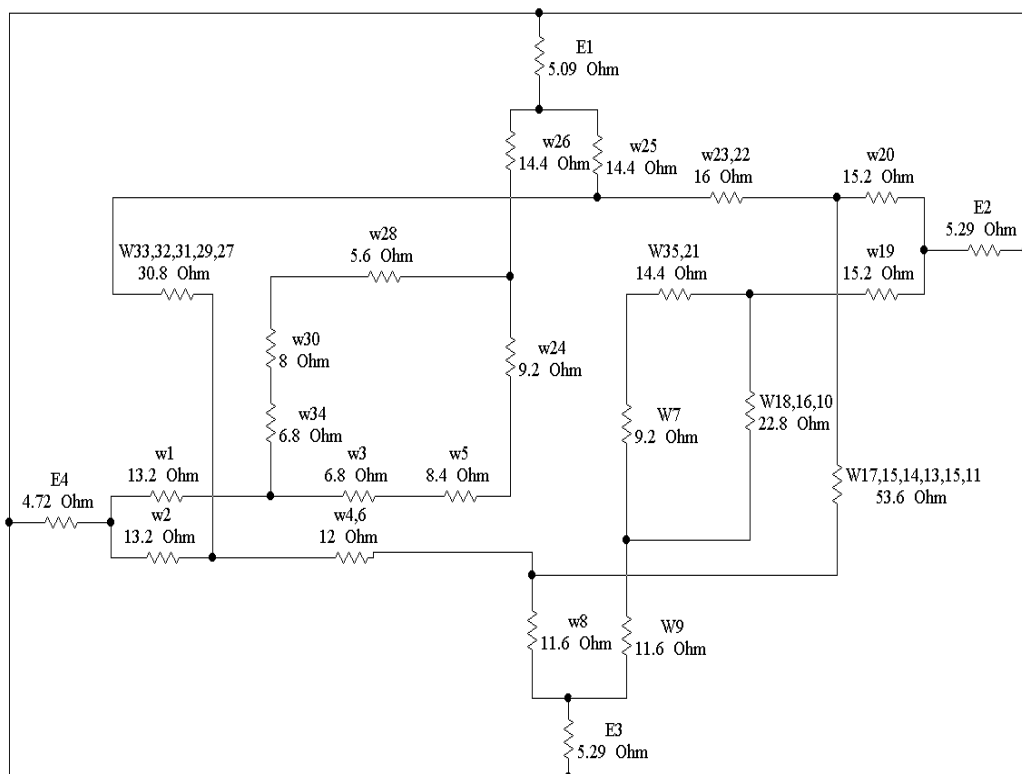
НРТҚ  $3I_0$  тогы бойынша есептелінеді, ал нөл реттілік токтарды есептеу үшін бір фазалы және екі фазалы жерге ҚТ комплексті сұлбаларын пайдалану керек. Комплекстік сұлбалар тура, кері және нөлдік реттіліктердің орынбасу сұлбаларын қамтиды және "ELECTRONICS WORKBENCH" бағдарламасының көмегімен тоқтарды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

*Тура реттік орынбасу сұлбасы*

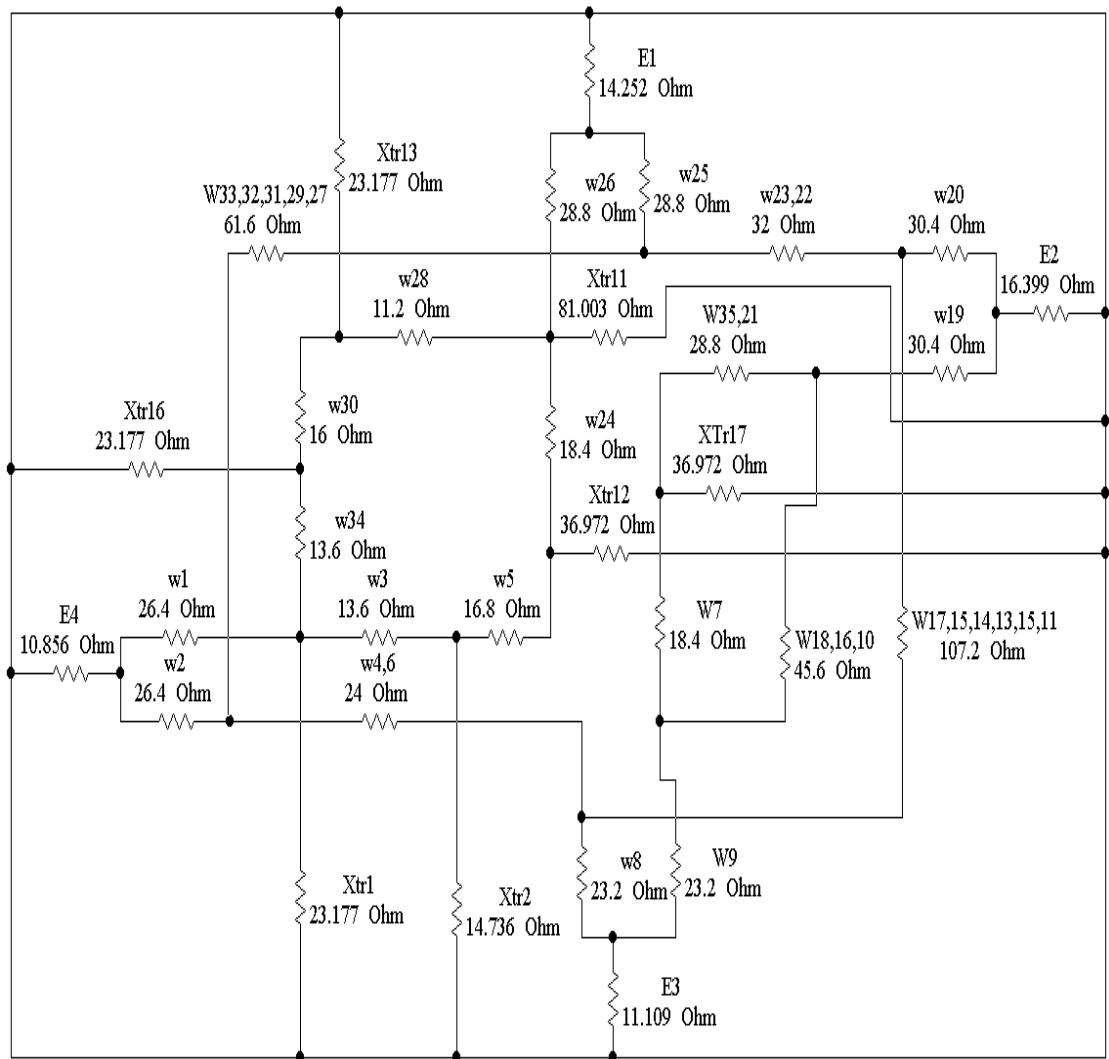
ҚТ тоқтарын есептеу үшін тура ретті, кері ретті, нөл ретті орынбасу сұлбасын құрастырамыз, және "ELECTRONICS WORKBENCH" бағдарламасының көмегімен тоқтарды анықтаймыз.



Сурет 5.3 - Максимал режимдегі тура ретті орынбасу сұлбасы



Сурет 5.4 - Максимал режимдегі кері ретті орынбасу сұлбасы



Сурет 5.5 - 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.

$$I_{Л5}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0, \quad (5.10)$$

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

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

$$I_{Л5}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0^{(1)}; \quad (5.11)$$

$$I_{Л5}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0^{(1.1)}. \quad (5.12)$$

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 көңілбөлу 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.

Есептелу оңай болу үшін келесідей амалдар қолданылады:

$$X_{Л18,16,10} = X_{Л10} + X_{Л16} + X_{Л18} = 6,4 + 10 + 6,4 = 22,8 \text{ Ом};$$

$$\begin{aligned} X_{Л27,29,31,32,33} &= X_{Л27} + X_{Л29} + X_{Л31} + X_{Л32} + X_{Л33} = \\ &= 5,6 + 7,2 + 7,2 + 4 + 6,8 = 30,8 \text{ Ом}; \end{aligned}$$

$$X_{Л23,22} = X_{Л23} + X_{Л32} = 7,2 + 8,8 = 16 \text{ Ом};$$

$$X_{Л7,35,21} = X_{Л7} + X_{Л35} + X_{Л21} = 9,2 + 7,2 + 7,2 = 23,6 \text{ Ом};$$

$$\begin{aligned} X_{Л11,12,13,14,15,17} &= X_{Л11} + X_{Л12} + X_{Л13} + X_{Л14} + X_{Л15} + X_{Л17} = \\ &= 6,4 + 4,4 + 9,6 + 14 + 12,8 + 6,4 = 53,6 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

5 желісінің соңындағы бір фазалы қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А1 көрсетілген.

5 желісінің соңындағы екі фазалы қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А2 көрсетілген.

Модельдеу нәтижелері:  $I_0^{(1)} = 426,4 \text{ А}$ ;  $I_0^{(1.1)} = -444,4 \text{ А}$ .

Егерде теріс сан шығатын болса оның модулі алынады.

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

$$I_{Л5}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 444,4 = 1713,16 \text{ А};$$

$$t_{Л5}^I = 0 \text{ с}.$$

*Екінші сатыны есептеу*

Екінші сатының іске қосылу тогын мына шарт бойынша анықтаймыз:

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

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

$$I_{Л5}'' = K_H \cdot 3 \cdot I_0, \quad (5.13)$$

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

5 желіні үшке бөлгендегі мәнімен сәйкестендіріп 3 желінің мәнін аламыз. Ол үшін 3 желінің қысқа тұйықталу тоқтары есептейміз.

$I_{Л3}^I$  тура  $I_{Л5}^I$  сияқты анықталады, программа-симулятордағы комплексті сұлбаны суреттерде көрсетеміз.

3 желінің соңындағы бір фазалы қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А3 көрсетілген.

3 желінің соңындағы екі фазалы қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А4 көрсетілген.

Модельдеу нәтижелері:  $I_0^{(1)} = -577,7 \text{ A}$ ;  $I_0^{(1.1)} = 595,5 \text{ A}$ ;

$$I_{Л3}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,2 \cdot 3 \cdot 595,5 = 2124,3 \text{ A}$$

Бөлгендегі мәні:

$$I_3^I = 2124,3 / 3 = 708,1 \text{ A}$$

Ол үшін симмулятор-программасында комплексті сұлба салынады. Сонымен қатар Л24 желісінің кедергісінің орнындағы резистор

1 k Ohm



жеріне патенциометр

[R]1 k Ohm /50%



орнатамыз.

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

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

Модельдеу нәтижелері:  $I_0^{(1)} = -326,9 \text{ A}$ ;  $I_0^{(1.1)} = 324,7 \text{ A}$ ;

$$I_{Л5}'' = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,2 \cdot 3 \cdot 326,9 = 1176,84 \text{ A}$$

Екінші сатының сезімталдығын тексереміз

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

Сезімталдық коэффициенті

$$K_{\gamma} = 3 \cdot I_0^{(1)} / I_{Л5}'' \geq 1,2; \quad (5.14)$$

$3 \cdot I_0^{(1)}$  -Л5 желісінің соңында ҚТ кезінде Л5 желісінің қорғаныс комплектінен өтетін ток.

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

Бұл ток модельдеу арқылы комплекстік сұлбадан табылады. Өлшеулер нәтижесі:  $I_{0,Л9}^{(1)} = 1698 A$ ;

$$K_{\gamma} = 3 \cdot I_0^{(1)} / I_{Л9}'' = 3 \cdot 419,8 / 1176,84 = 1,07 < 1,2.$$

Сезімталдық шарты қанағаттанбады

$$t_{Л9}'' = \Delta t = 0,3c.$$

*Үшінші сатыны есептеу*

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

34 желісінің соңындағы бір фазалы қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А8 көрсетілген.

34 желісінің соңындағы екі фазалы қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А9 көрсетілген.

Модельдеу нәтижелері:  $I_0^{(1)} = -712,1 A$ ;  $I_0^{(1.1)} = 731,5 A$ ;

$$I_{Л34}' = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 731,5 = 2852,85 A;$$

Бөлгендегі мәні:

$$I_{34}' = 2852,85 / 3 = 950,95 A.$$

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

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

Л1 желісінің бірінші сатысын есептейміз

1 желінің соңындағы бір фазалы қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А12 көрсетілген.

1 желінің соңындағы екі фазалы қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А13 көрсетілген.

Модельдеу нәтижелері:  $I_0^{(1)} = 816,6 \text{ A}$ ;  $I_0^{(1.1)} = -653,2 \text{ A}$ ;

$$I_{Л1}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,2 \cdot 3 \cdot 816,6 = 2939,76 \text{ A};$$

Бөлгендегі мәні :

$$I_1^I = 2939,76 / 3 = 979,92 \text{ A}.$$

1 желінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А14.

1 желінің соңындағы екі фазалы потенциометрлі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А15.

Екі желінің қайсысының қысқа тұйықталу тоғы үлке сол арқылы есептейміз.

Модельдеу нәтижелері:

Л34-ның қысқа тұйықталу тоғы:  $I_0^{(1)} = 332,7 \text{ A}$ ;  $I_0^{(1.1)} = -327,6 \text{ A}$ .

Л1-ның қысқа тұйықталу тоғы:  $I_0^{(1)} = 381,1 \text{ A}$ ;  $I_0^{(1.1)} = -381,2 \text{ A}$ ;

$$I_{Л3}^{II} = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,2 \cdot 3 \cdot 381,2 = 1372,32 \text{ A};$$

$$I_{Л1}^{II} / 3 = 457,44 \text{ A}.$$

Бұл мән арқылы Л5 желісінен ағып өтетін токты табамыз

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

24 желісінің соңындағы екі фазалы потенциометрлі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А17.

Модельдеу нәтижелері:  $I_0^{(1)} = 170,9 \text{ A}$ ;  $I_0^{(1.1)} = -171,2 \text{ A}$ ;

$$I_{Л5}^{III} = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,2 \cdot 3 \cdot 171,2 = 616,32 \text{ A}.$$

Сезімталдық коэффициенті

$$K_q = 3 \cdot I_0^{(1)} / I_{Л5}^{III} = 3 \cdot 419,8 / 616,32 = 2,04 > 1,2.$$

Сезімталдық шарты қанағатталды

$$t_{Л5}^{III} = t_{Л5}^{II} + \Delta t = 0,4 \text{ с}.$$

*Төртінші сатыны есептеу*



$$I_{HB} = K_H \cdot K_{ОДН} \cdot \xi \cdot I_{К.МАКС.}^{(3)}, \quad (5.15)$$

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

Трансформатордың Т2 төменгі жағындағы үш фазалы қысқа тұйықталу тоғын анықтау сұлбасы Қосымша А, сурет А22.

$$I_{HB} = 1 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 459,8 = 22,99 \text{ А};$$

$$I_{Л5}^{IV} = K_H \cdot I_{HB} = 1,25 \cdot 22,99 = 28,738 \text{ А}.$$

Сезімталдық коэффициентін анықтаймыз:

- негізгі қорғаныс желісі;
- резерв қорғаныс желісі.

*Негізгі қорғаныс желісінің сезімталдық коэффициентін табамыз*

$$K_q^{IV} = \frac{3I_{0Л.МИН.}^1}{I_{Л5}^{IV}}, \quad (5.16)$$

мұндағы  $I_{Л5}^{IV}$  - резервтелетін соңында бір фазалық ҚТ кезіндегі қорғаныс комплектінен ағатын ток.

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

$$K_q^{IV} = \frac{3 \cdot 419,8}{28,738} = 43,82 > 1,5.$$

Сезімталдық шартты қанағаттандырады

Резервті қорғаныс желісінің сезімталдық коэффициентін табамыз

$$K_q^{IV} = \frac{3I_{0Л.МИН.РЕЗ.}^1}{I_{Л9}^{IV}}, \quad (5.17)$$

мұндағы  $I_{0Л.МИН.РЕЗ.}$  – ҚосымшаА, А22 суретте көрсетілген үш фазалы қысқа тұйықталу тоғы.

3 желісінің сонындағы бір фазалы минималды режимдегі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А18.

$$K_q^{IV} = \frac{3 \cdot 216,4}{28,738} = 22,59 > 1,5.$$

Сезімталдық шартты қанағаттандырады

Л1-дың резервті сатысының уақыт ұстанымы  $t_{Л16}^P = 0,8$ ;

Л3-нің резервті сатысының уақыт ұстанымы  $t_{Л17}^P = t_{Л16}^P + \Delta t = 0,8 + 0,5 = 1,3$ ;

Л5-ның резервті сатысының уақыт ұстанымы  $t_{Л6}^P = t_{Л7}^P + \Delta t = 1,3 + 0,5 = 1,8$ .

*НРТҚ сатылары үшін реленің іске қосылу тоқтарын есептеу*

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

$$i_{CP}^I = I_{Л5}^I / n_{ТА}, \quad (5.18)$$

мұндағы  $n_{ТА}$  - ток трансформаторларының трансформациялау коэффициенті  $n_{ТА} = 400/5 = 80$ .

$$i_{CP}^I = I_{Л5}^I / n_{ТА} = 1713,16 / 80 = 21,45 \text{ А};$$

$$i_{CP}^{II} = I_{Л5}^{II} / n_{ТА} = 1176,84 / 80 = 14,71 \text{ А};$$

$$i_{CP}^{III} = I_{Л5}^{III} / n_{ТА} = 616,32 / 80 = 7,704 \text{ А};$$

$$i_{CP}^{IV} = I_{Л5}^{IV} / n_{ТА} = 28,738 / 80 = 0,359 \text{ А}.$$

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. Проекттің құрамының сұлбасы Қосымша А, сурет А19 көрсетілген.

REL 670 EF4PTOC типінің параметрлері Қосымша А, кесте А4 көрсетілге

## **6 Өміртіршілік қауіпсіздігі бөлімі**

### **6.1 Өміртіршілік қауіпсіздігі бөлімі бойынша жасанды жарықтандыру жүйелерін және ауа алмасу жүйесін есептеу**

Бұл дипломдық жұмысымдағы №12 - қосалқы стансасы Республикамыздың оңтүстік бөлігінде, яғни Шымкент қаласында орналасқан. Қосалқы станса қаланың сырт жағында, яғни жергілікті тұрғындарға кедергі жасамайды және оған арнайы шарттар қойылады. Қосалқы стансада үш фазалық ТРДЦН-25000/110/10/10 екі орамды тармақталған трансформатор орнатылған. Өзіндік қажеттілікке қорек ететін 10/0,4 кВ-ты трансформатор бар.

Осы қосалқы станцияда 6 қызметкер 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.

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 шандылық 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.

#### *Микроклимат*

Жалпы Шымкент қаласының климаты континенталды болып келеді. Бірақ кейбір уақыттарда климаты кенет өзгермелі континенталдылық байқалады. Қысы салыстырмалы түрде жылы, жазы ыстық. Қаңтар айының орташа температурасы  $-1 — 3\text{ }^{\circ}\text{C}$ , кейде  $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ -қа дейін төмендейді, шілде айындағы температура  $23 — 27\text{ }^{\circ}\text{C}$ , кейде  $42\text{ }^{\circ}\text{C}$ -қа дейін көтеріледі. Жауын-шашынның көп жылдық орташа мөлш.— 576 мм. Жауын-шашын түрі жаңбыр немесе су аралас қар көлемі 100-200мм болады. Ауа ылғалдылығы орта есеппен 42% ары-бергі жағы. Қар жамылғысы 40 күнге дейін жатады. Жыл бойына екпінді желдер (кейде  $15 — 20\text{ м/с}$ -қа дейін) болып тұрады.

Қосалқы стансаның микроклиматы – адамның организміне әсер ететін температураның, ылғалдылықтың және ауаның қозғалыс жылдамдығының сәйкестілігімен анықталатын осы бөлмелердің ішкі орта метрологиялық жағдайлары болып табылады. Микроклиматты сипаттайтын көрсеткіштер: температура, салыстырмалы ылғалдылық және ауаның қозғалыс жылдамдығы; жылулық сәулеленудің интенсивтілігі. Адамға ұзақ уақыт жүйелі түрде әсер ету барысында организмнің жылулық күйінің ауыспалы және тез арада қалпына келу өзгерісіне әкелетін микроклимат параметрлерінің күйі, физиологиялық мүмкіндіктің шектерінен шықпайтын терморегуляция (термобасқару) механизмдерінің кернеуімен жалғасады. Рұқсат етілетін климаттық жағдайлар шарттары, өндірістің технологиялық талаптары және эконимикалық себептер бойынша оптималды жағдайды қамтамасыз ету мүмкін болмаған жағдайда болуы мүмкін.

Ауа температурасы адамның күйіне және еңбек жемісіне елеулі әсер етеді. Ауаның ылғалдылығының жоғарылауы ылғалдың тері және өкпе бетінен булануын қиындатады, бұл өз кезегінде организмнің терморегуляциясын бұзады.

Ауа қозғалысының жылдамдығы жұмыс зонасында микроклимат орнатуда елеулі рөл атқарады.

Микроклиматтың берілген параметрлері өндіріс орындарында әр түрлі шаралар қатарымен қамтамасыз етіледі.

Бірақ, ең үздік технологияны қолданғанның өзінде ауаға зиянды заттардың түсуін жою мүмкін емес. Мұндай жағдайларда желдету қолданылады. Желдету табиғи және жасанды болады.

Табиғи желдету кезінде ауа алмасу ауа температурасының айырмашылығымен жүзеге асырылады. Механикалық желдету кезінде ауаның орын ауыстыруы ауа айдағыш жүйесі арқылы желдеткіштер көмегімен іске асырылады.

Микроклимат күйін бақылау жұмыс орнының температурасын, ауа ылғалдылығын және ауа қозғалысы жылдамдығын өлшеу көмегімен жүргізіледі.

5.1 кесте - Микроклимат параметрлерінің оптималды және рұқсат етілетін мәндері

Жыл мезгілі	Жұмыс категориясы	Температура		Салыстармалы ылғалдылық		Ауа қозғалысының жылдамдылығы, м/с	
		Ықтим.	Рұқ.етіл	Ықтим.	Рұқ.етіл	Ықтим.	Рұқ.етіл
Суық	Орта ауырлық ІІа	18 – 20	15 – 24	40 – 60	75	0,2	0,3-тен көп емес
Жылы	Орта ауырлық ІІа	21 – 23	17 – 23	40 – 60	65	0,3	0,2 – 0,4

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.

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.

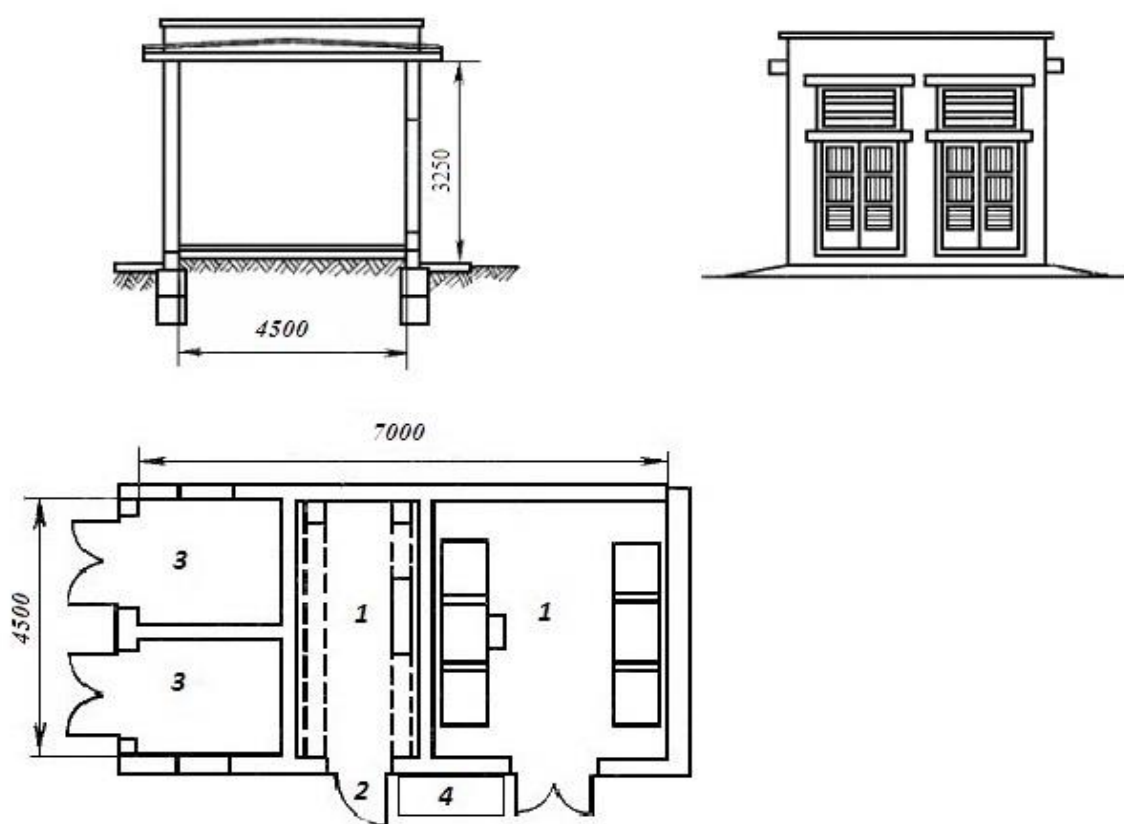
Электроофтальмия дегенде электр доғасының ультрафиолеттік сәулесі әсерінен көздің сыртқы қабатының зақымдалуын түсінеміз.

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.



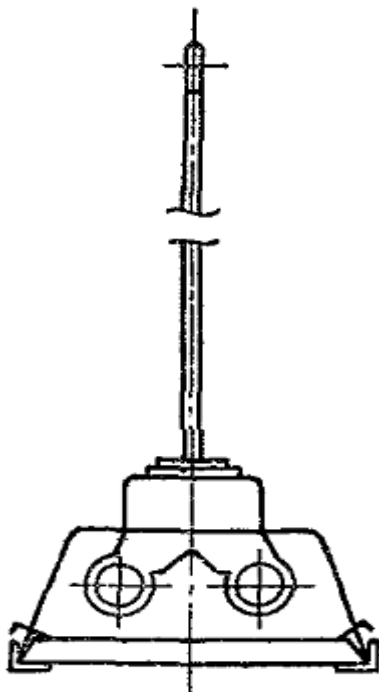
1-жұмыс орны (АҚ-лары орналасқан бөлме); 2-есіктер; 3-ұяшықтар (Трансформатор орнатылған); 4-өртсөндіргіш жабдықтары.

Сурет 6.1 Қосалқы станция жоспары

## 6.2 Жасанды жарықтандыру жүйесін есептеу

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

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



Сурет 6.2 - Люминесценттік лампа

$$\Phi = \frac{E \cdot S \cdot K \cdot Z}{N \cdot \eta} \text{ лк,} \quad (6.1)$$

мұндағы: E- минималды жарықтандыру;

$K_3$ - қор коэффициенті;  $K_3=1,5$ ; (Ө. 2, 1.10-кесте)

S-жарық түсетін аудан,  $\text{м}^2$ ;  $S=A \cdot B=12 \cdot 6=72 \text{ м}^2$ ;

Z- жарық бірқалыпсыз коэффициенті;  $Z=1.1 \div 1.2$ ;

N- жарық шам саны;

$\eta$ -жарық ағынын пайдалану коэффициенті: оны жұмыс орнының индексі арқылы табамыз.

$$i = \frac{S}{N_{\text{ес}} \cdot (A + B)}, \quad (6.2)$$

мұндағы: A,B- жұмыс орнының ұзындығы мен ені, м.

h- жұмыс орны бетінен жарық шамының аспа биіктігі , м;

$$H_{ec} = H - (h_{ш} + h_{ec}), \quad (6.3)$$

мұндағы:  $H_{ec}$  – жұмыс кеңістігінен шамдалдың іліну, м.  
 $H$  – бөлме биіктігі, м.  
 $h_{ш}$  – шамдалдың іліну биіктігі, м.  
 $h_{ec}$  – еденнен жұмыс істеу кеңістігіне дейінгі, м.

Менің таңдауым бойынша:

$$h_{шбер} = 0 \text{ м}, \quad h_{ед} = 0 \text{ м};$$

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

мұндағы:  $h_{шбер}$  – шамдалдың биіктігі, м;  
 $h_{ед}$  – еденнен биіктік, м.

$$H_{ec} = 4 - (1,2 + 0,4) = 2,4 \text{ м}.$$

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.)

$$\lambda = L \div H_{ec} \rightarrow L = \lambda \cdot H_{ec} = 0,8 \cdot 2,4 = 1,92 \text{ м}.$$

Шамдардың қатарларын анықтаймыз:

$$R = \frac{B - 2l}{L} + 1; \quad (6.5)$$

$$l = 0,3 * L = 0,3 * 2,08 = 0,624 \text{ м};$$

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

$$N_R = \frac{A - 2l}{L} + 1 = \frac{12 - 2 \cdot 0,6}{2} \approx 5 \text{ дана};$$

$$N_{ш} = N_R * R = 5 * 3 = 15 \text{ дана};$$

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

$$L_B = \frac{B - 2l}{R - 1} = \frac{6 - 2 \cdot 0,6}{3 - 1} \approx 2,4 \text{ м};$$



$$L_A = \frac{A - 2l}{N_R - 1} = \frac{12 - 2 \cdot 0.6}{5 - 1} \approx 2,7 \text{ м};$$

Тексеру:

$$1 \leq \frac{L_A}{L_B} \leq 1,5 ;$$

$$\frac{L_A}{L_B} = \frac{2,7}{2,4} = 1,125.$$

Бөлменің ауданы төмендегідей болады:

$$S = A \cdot B = 12 \cdot 6 = 72 \text{ м}^2.$$

Бөлме индексін анықтаймыз:

$$i = \frac{A \cdot B}{H_{ec} (A + B)} = \frac{72}{2,4 \cdot (12 + 6)} = \frac{72}{2,4 \cdot 18} = \frac{72}{43,2} = 1,67 ,$$

мұнда A, B – бөлме ұзындығы мен ені, м;

$H_{ec}$  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):  $\eta = 0.61$  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:

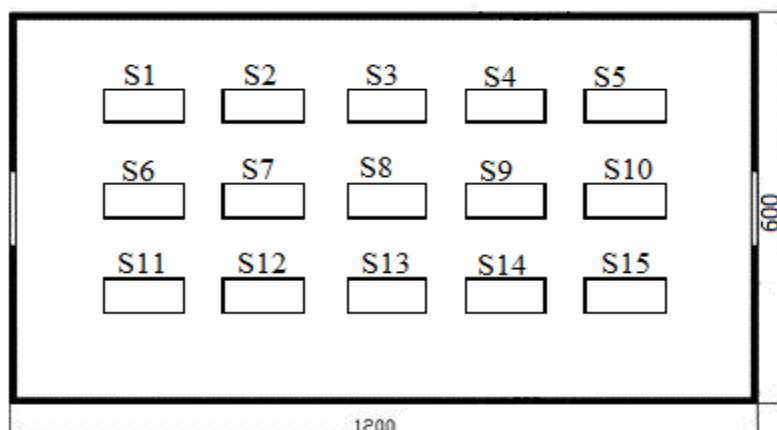
$$\Phi_{шам} = \frac{E_n \cdot K_{кор} \cdot S \cdot z}{N \cdot \eta} = \frac{300 \cdot 0,8 \cdot 72 \cdot 1,1}{15 \cdot 0,61} = \frac{114048}{48,75} = 2077,38 \text{ лм} . \quad (6.6)$$

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:

$$\Delta\Phi = \frac{\sum \Phi_H - \Phi_{шам}}{\Phi_H} = \frac{2250 - 2077.38}{2250} \cdot 100\% = -7.67\% .$$

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



Сурет 6.3 - Бөлме

### 6.3 Жұмыс бөлмесіндегі ауа алмасу жүйесіне есеп жүргізу

Ауаны алмасудың міндеті жылудың артығын жою болып табылады. Ол үшін жұмыс бөлмесінде жазда және қыста енгізілетін ауаның мөлшерін анықтау қажет.

Әуе ортаның талап еткен көрсеткіштерін қамтамасыз етуге қажет ауаның мөлшерін есептеуге қажет ауаның мөлшерін есептеу арқылы анықтауға болады.

Бұл жерде біз диспечерлік бөлмедегі ыстық лас ауаны шығарып, ауа алмасуын және бір сағат мөлшердегі ауа алмасуын есептейміз. Бір сағат ішінде бөлмеге берілетін жылу көлемін есептейміз.

Ауа алмасуларда келесі теңдеулер арқылы жүргізіледі:

Жылу бөліну факторы бойынша берілетін ауаның талап ету санын анықтау. Оны келесі өрнек бойынша есептейміз:

$$L = \frac{Q_{изб}}{C_B \cdot \Delta t \cdot Y_B}, \quad (6.7)$$

мұндағы  $Q_{изб}$  - бөлмеге берілетін шығындық жылу;

$C_B$  - ауаның жылу сыйымдылығы,  $C_B = 0,24$  ккал/кг.

$$\Delta t = t_{кет} - t_{кел},$$

мұндағы  $t_{\text{әә}}$  - кететін ауа температурасы,  
 $t_{\text{кел}}$  - келетін ауа температурасы,  
 $Y_B$  - шығарылатын ауа массасы,  $Y_B = 1,205 \text{ кг/м}^3$ .

Бөлмеге берілетін артық жылу былай табылады:

$$Q_{\text{әә}} = Q_{\text{іә}} + Q_{\text{е}} + Q_{\text{д}} + Q_{\text{іә}}, \quad (6.8)$$

мұндағы  $Q_{\text{об}}$  - бөлмедегі құрылғыдан бөлінетін жылу,  
 $Q_{\text{л}}$  - жұмыс істеуші адамдардан бөлінетін жылу,  
 $Q_{\text{д}}$  - күн радиациясымен берілетін жылу,  
 $Q_{\text{отд}}$  - қоршаған ортадан бөлінетін жылу,  
 $Q_{\text{р}}$  және  $Q_{\text{отд}}$  екеуінің мағанасы шамамен теңестіріледі,  
сондықтан артық жылу адамдар мен құрылғылар санына байланысты жасалады.

Жұмыс істеуші адамдардың денесінен бөлінетін жылу, төмендегі өрнекпен анықталады:

$$Q_{\text{л}} = K_{\text{л}} \cdot (q - q_{\text{ж}}), \quad (6.9)$$

мұндағы  $K_{\text{л}}$  - бөлмедегі жұмыс істейтін адамдар,  $K_{\text{л}} = 4$ ;  
 $q$  - бір адамнан бөлінетін жылу,  $q = 102 \text{ ккал/сағ}$ ,  
 $q_{\text{ж}}$  - бір адамға жұтылатын жылу,  $q_{\text{ж}} = 61 \text{ ккал/са}$ .

Осыдан табамыз:

$$Q_{\text{л}} = 4 \cdot (102 - 61) = 164 \text{ ккал/са}.$$

Енді бөлмедегі құрылғылардан бөлінетін жылу санын есептейміз. Бөлмеде 4 дербес компьютер және P5-10/1 құрылғысы орналасқан, әр компьютердің қуаты 230 Вт. Барлық компьютердің қуаты  $4 \cdot 230 = 920 \text{ Вт} = 0,92 \text{ кВт}$  ты құрайды, және құрылғының қуаты 50 Вт. Бөлмелік техниканың барлық пайдалынатын қуаты 0,96 кВт.

Бөлме құрылғыларынан бөлінетін жылулы келесі өрнекпен анықтаймыз:

$$Q_{\text{об}} = 860 \cdot P_{\text{об}} \cdot \eta, \quad (6.10)$$

мұндағы 860-жылу эквиваленті 1кВт/сағ;

$P_{об}$  - қолданылатын қуат,  $P_{об} = 0,96кВт$  ;

$\eta$  - бөлмеге өтетін жылу коэффициенті,  $\eta = 0,95$ .

Енді ауаның жылу кернеулігін төменгі өрнек бойынша анықтаймыз:

$$Q_n = \frac{Q_{изб}}{V_n}, \quad (6.11)$$

мұндағы  $V_n$  - бөлменің көлемі,  $V_n = 288м^3$ .

$$Q_{изб} = Q_{об} + Q_n = 784,32 + 164 = 948,32ккал/са .$$

Осыдан барлық табылған мәндерді орнына қойсақ (5) өрнекпен мынаны аламыз:

$$Q_n = \frac{948,32}{288} = 3,29ккал/са .$$

Кесте бойынша  $Q_n < 20ккал/м^3$ , онда  $\Delta t = 3^0 C$  .

Берілетін ауаның талап ету санын анықтау. Оны келесі өрнек бойынша шығарамыз:

$$L = \frac{Q_{изб}}{C_B \cdot \Delta t \cdot Y_B} = \frac{948,32}{0,24 \cdot 3 \cdot 1,205} = 1093,4м^3/са .$$

Еселік ауа ауысуын келесі өрнек бойынша табылады:

$$K = \frac{L}{V}, \quad (6.12)$$

мұндағы  $L$  - берілетін ауаның талап ету саны,  $L = 1093,4м^3/саг$  ;

$V$  -бөлменің көлемі,  $V = 288м^3$ .

Онда еселік ауа мынаған тең болады:

$$K = \frac{1093,4}{288} = 3,79 \approx 4м/саг .$$

Біздің пайдаланылған конденционерлердің алмастыратын ауасы мынаған тең болады  $1093,4м^3/саг$  құрайды

## 7 Экономикалық бөлім

### 7.1 Жалпы бөлім

1. 110/35/10 кВ «Қосалқы станса № 12» салудың экономикалық жағынан заманауи техникалық базада құру тиімді екенін дәлелдеу;
2. Қосалқы станса Республикамыздың Оңтүстігінде орналасып, сол аймаққа сенімді әрі сапалы электр энергиясын жеткізу;
3. Қосалқы стансаның сату көлемі, тауар сапасы, баға деңгейі және орташа табысы бойынша бәсекеге қабілетті болуы тиіс.

Қосалқы станса тұрғын үйлер аумағынан алыс аймақта орналастыру және оның электрэнергиясын тасымалдау желілерінің тіректерін темірбетоннан жасау арқылы оның эксплуатациялық шығынын азайту көзделіп отыр. Тұтынушыларды толығымен электр энергиясымен қамтамасыз ету қиын болатындықтан, келешекте қосалқы станса салу үлкен қолданыста болады. Сол себепті «Берік» ЖШС заманға сай жана қосалқы стансаны салуға жоспарлады. Қосалқы стансаның басты қызметі – тұтынушыларды электр энергиясымен сенімді және үздіксіз қамтамасыз ету.

Қосалқы стансаны модернизациялаудың арқасында келесідей мақсаттарға қол жеткізіледі:

1. Электр энергиясымен қамтамасыз ету сенімділігін және тұтынушыларға көрсетілетін қызметтің сапасын арттыру;
2. Электр қондырғыларды жөндеуге кететін шығындар көлемін азайту;
3. Физикалық және моральды тозған электр қондырғыларды алмастыру.

#### *Нарықты талдау*

Республикамыздың Оңтүстік бөлігі электр энергиясына тапшылығына байланысты қосалқы станса үлкен сұранысқа ие болады. Сонымен қатар тұтынушылардың санын арттыруына байланысты қосалқы стансаны болашақта жаңарту тиімді.

Экономикалық және қаржылық көрсеткіштердің тиімділігіне байланысты есептік мерзім 22 жыл болып алынды. Есептік мерзімнің ішіне энергетикалық объектінің салыну уақыты, пайдалануға рұқсат беру мерзімі және пайдалану жылдары кіреді.

Қаржылық-экономикалық бағаның барлық көрсеткіштері теңгемен алынған.

#### *Электр энергиясының тарифі*

Шымкент қаласындағы электр энергиясы 2014 жылдың қаңтар айындағы тарифіне сәйкес 11,94 теңге/кВт·сағ құрайды. Қосалқы стансаның баға түрлену механизімін және оның құрамаларын қарастырайық:

- электр стансасынан электр энергияны сатып алу (5,61 теңге/кВт·сағ);
- КЕГОК ҰЭТ тарифі (1,68 теңге/кВт·сағ);
- «Оңтүстік жарық» тарифі (4,65 теңге/кВт·сағ);

- «Берік» ЖШС жеке тарифі (1,22 теңге/кВт·сағ).

#### *Өндіріс жоспары*

Қосалқы стансаны толық салып бітіруге 2 жыл уақыт кетеді. Осы уақыт есептік мерзімге кіреді. Қалған 20 жыл қосалқы станса толық ешбір ақаусыз жұмыс жасайтын мүмкіндігі бар. Жобаланған қосалқы стансаның ішіндегі электр қондырғыларды өндіретін компаниялар өзінің өнімдеріне кем дегенде 25-30 жылдай сенімді жұмыс жасауына кепілдік береді. Сондықтан осы жылдар ішінде қондырғылардың өздігінен істен шығуына өндірген иелері жауап береді. Сондықтан осы жылдар ішінде қосалқы стансаны жөндеу немесе жаңарту есептелінбейді. Тек адам факторларына байланысты қосалқы стансаның немесе оның ішіндегі электр қондырғыларының зақымдалу болмаса. Ал егер белгілі бір себептерге байланысты тұтынушылар саны күрт өсіп кететін болса, қосалқы стансада резервтік ұяшықтар қарастырылған.

#### *Ұйымдастыру жоспары*

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

Электр энергиясы кәсіпорынның негізгі тауары болып табылады. Электр қондырғыларын орнату, жөндеу, тексеру және ремонтты, яғни арматураларды орнату және тоқ сымдарын жалғау жұмыстарын, кәсіпорын қызметкерлері, яғни арнайы мамандырылған жұмысшылар іске асырады.

#### *Заңдық жоспар*

Энергетикалық объектідегі эксплуатациялық ремонт және құрылыс жұмыстарын жасау үшін потенциалдық инвесторлар көмегі керек болады.

Қазақстанның "АО Банк ЦентрКредит" банкінен 5 жылдық пайызы бар несие алынады.

## **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. уақытта салынады. Жылдық ұстанымдарды тұрақты деп санаймыз.

Электр стансасының модернизациялануына кететін капиталдық салымды анықтайық.

Қосалқы стансаға қажетті барлық қаржы салымдары бойынша есептеулер 7.1-ші кестеге енгізіледі.

7.1 кесте – Нысанға салынатын қаржы

ТҚ немесе жабдық	Жабдық саны	Бір жабдық құны, млн.теңге.	Жалпы құны, млн.теңге.
Ажыратқыш 110 кВ	12	9	118
Ажыратқыш 35 кВ	10	5,75	57,5
Ажыратқыш 10 кВ	26	4,5	117
Айырғыш 110 кВ	2	1,380	2,76
Айырғыш 35 кВ	2	0,998	1,996
Айырғыш 10 кВ	2	0,85	1,7
Трансформатордың РҚЖА	2	13	26
Желінің РҚЖА 110кВ	6	20	120
Желінің РҚЖА 35 кВ	4	15,36	61,44
Желінің РҚЖА 10 кВ	20	11,45	229
Трансформатор	2	179,68	359,36
КТҚ 10 кВ	1	8,7	8,7
Барлығы:			1103,456

Электр энергиясын тасымалдау желілері бойынша барлық қажетті қаржы салымдарды есептеулер 7.2-ші кестеге енгізіледі.

7.2 кесте – Желіге кететін 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)
110 кВ	4	68	4,25	289
35 кВ	6	30	3,85	716
10 кВ	14	70	2	770
Барлығы:				1775

### 7.3 Инвестициялық жоспар

110/35/10 кВ 2х25 МВА №12 қосалқы стансасының релелік қорғанысы және автоматты іске қосылу резерві қарастырылған. Бұл қосалқы станса төрт энергия жүйесінен қоректенеді. Ортаңғы кернеу жағынан жергілікті тұтынушыларға 6 желі шығып жатыр, төменгі кернеу жағынан 8 фидер шығып жатыр. Осы нұсқаға қажетті инвестицияны анықтаймыз. 2014 жылы 1 МВА энергия құны шамамен 35,5 млн.тенге құрайды. Сондықтан қуаты 50 МВА болатын қосалқы стансаның құны:

$$\Sigma K = K_0 + K_c + K_m + K_{пр}; \quad (7.1)$$

$$K_0 = (1775 \cdot 61) / 100 = 1082,75 \text{ млн.тг.},$$

мұндағы  $K_0$ -қондырғылар сатып алуға кететін ақша жұмсау қаражаты,  $\Sigma K$ -ның 64 %-ын құрайды;

$K_c$ -құрылыс жұмыстарына кететін ақша жұмсау қаражаты,  $\Sigma K$ -ның 29%-ын құрайды;

$K_m$ -монтаждау және іске қосу, баптау жұмыстарына кететін ақша жұмсау қаражаты,  $\Sigma K$ -ның 9 %-ын құрайды;

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

Қондырғылар сатып алуға кететін қаражат:

$$K = (1775 \cdot 61) / 100 = 1082,75 \text{ млн.тг.}$$

Құрылыс жұмыстарына кететін қаражат:

$$K_c = (1775 \cdot 24) / 100 = 426 \text{ млн.тг.}$$

Монтаждау және іске қосу, баптау жұмыстарына кететін қаражат:

$$K_m = (1775 \cdot 9) / 100 = 159,75 \text{ млн.тг.}$$

Басқа да шығындарға кететін қаражат:

$$K_{пр} = (1775 \cdot 6) / 100 = 106,5 \text{ млн.тг.}$$

Бұл мәнді (7.1) формулаға қойып есептесек:

$$\Sigma K = 940,75 + 426 + 159,75 + 106,5 = 1775 \text{ млн.тг.}$$



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

$$P=S \cdot \cos \varphi; \quad (7.2)$$

$$P=50 \cdot 0,8=40 \text{ МВт},$$

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

Келісімді қуат  $W$  – энергожабдықтау құрылымымен келісілген максималды жүктеме кезіндегі абоненттің есептік сағаттық қуаты.

Трансформатор үш ауысымдық режимде жұмыс істейді. Сондықтан трансформаторлардың максимум қолдану сағат саны  $T_M=(4800-6000)$ . Максимумды қолдану уақыты  $T_M = 5200$  сағат деп таңдадым. Осыдан:

$$W=P \cdot T_M; \quad (7.3)$$

$$W=40 \cdot 5200=208000 \text{ мың кВт} \cdot \text{сағ}.$$

Кәсіпорын шығындарына кіргізілетін амортизациялық аударылымдардың сомасы әртүрлі әдістермен анықталуы мүмкін. Негізгі қорлардың амортизациясы.«Амортизация» термині тікелей мағынада негізгі қорлардың өлімі жоқтығын, олардың тозуды толтыру, қалыптасу мүмкіндіктерін білдіреді.

$$Z_{амр} = K_0 \cdot \frac{h_0}{100}, \quad (7.4)$$

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

$K$  – негізгі қорлар құны, млн теңге;

$h_0$  – амортизациялық аударылымдар нормасы, %.

$$Z_{амр} = 1775 \cdot \frac{6}{100} = 106,5 \text{ млн теңге}.$$

Амортизациялық аударылымдар нормасын 6% деп қабылдаймыз. 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.

Өнім өндіру жоспарларын орындаудың, оның өзіндік құнын азайтудың, пайданы өсірудің қажетті шарты кәсіпорынды шикізатпен және қажетті ассортименттегі және сападағы материалдармен толық және уақытында қамтамасыз ету болып саналады. Кәсіпорынның материалдық ресурстарға мұқтаждығын өсіру экстенсивті жолмен (материалдар мен энергияның көп мөлшерін сатып алу және дайындау) немесе интенсивті (күшейту) жолмен (өнім өндіру процессінде қолда бар запастарды неғұрлым үнемді пайдалану) қанағаттандырылуы мүмкін.

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.

Бірінші жол материалдық шығындардың өнім бірлігіне арналған үлестік өсіміне әкеліп соқтырады, алайда оның өзіндік құны бұл жағдайда өндіріс көлемін ұлғайту және тұрақты шығындардың үлесін азайту есебінен төмендейді. Екінші жол меншікті материалдық шығындарды қысқартуды және өнім бірлігінің өзіндік құнын арзандатуды қамтамасыз етеді. Шикізатты және энергияны үнемді пайдаланудың өндірісті ұлғайтумен маңызы бірдей.

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.

Қорытынды көрсеткіштерге материалдық шығындардың бір рубліне шаққандағы пайдасы, материалдың тиімділігі, материалдық сыйымдылығын, өндіріс көлемінің өсу қарқыны мен өнімнің өзіндік құнындағы материалдық шығынының ара қатынас коэффициенті, материалдарды пайдалану коэффициенті жатады.

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 46%-ын келесілер құрайды:

Әр ай сайын немесе әр тоқсан сайын барлық бөлімдерде кеңсе тауарларының қажеттілігі туындайды. Кеңсе шығындары осы қажеттіліктерді қосып шығу арқылы анықталады;

Құрылғыларды тексеру.

Жұмыс және бастапқы эталондарды тексеру тиіс. Келісімшартқа сай бұл іспен арнайы ұйымдар айналысады;

Экология бойынша шығындар.

Бұл шығындар компания көлігінің жанар-жағармай материалдарын қолданудан атмосфераға зиянды заттектердің шығарылу, қоршаған ортаны қатты-тұрмыстық қалдықтармен ластау және т.б. шығындарды қамтиды;

Еңбекақы төлеу.

Өнеркәсіптік және әкімшілік қызметкерлер еңбекақысын төлеуден құралады;

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

Шығынның қалған 46%-ын келесідей табамыз:

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{амр}} \cdot \frac{54}{46} = \frac{106,5 \cdot 54}{46} = 125,022 \text{ млн теңге.}$$

Сонда толық шығын келесідей болады:

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

$$Z_{\text{пол}} = 106,5 + 125,022 = 231,522 \text{ млн теңге.}$$

Осыдан өзіндік құнды табуға болады:

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

$$S = \frac{231,522}{208} = 1,113 \frac{\text{теңге}}{\text{кВт} \cdot \text{сағ}}.$$

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

$$S = S \cdot 1,1 = 1,113 \cdot 1,1 = 1,22 \frac{\text{теңге}}{\text{кВт} \cdot \text{сағ}}.$$

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

$$\sum \Pi_z = W_{\text{год}} \cdot 0,1 \cdot S_{\text{ПС}} \cdot 0,8; \quad (7.7)$$

$$\sum \Pi_r = 208 \cdot 0,1 \cdot 1,224 \cdot 0,8 = 20,367 \text{ млн теңге.}$$

Шымкент қаласындағы электр энергиясы 2014 жылдың қаңтар айындағы тарифіне сәйкес 12,94 теңге/кВт·сағ құрайды. Қосалқы стансаның баға түрлену механизмі және оның құрамаларын қарастырайық:

- электр стансасынан электр энергияны сатып алу (6,61 теңге/кВт·сағ);
- КЕГОК ҰЭТ тарифі (1,68 теңге/кВт·сағ);
- «Оңтүстік жарық» тарифі (2,43 теңге/кВт·сағ);
- «Берік» ЖШС жеке тарифі (1,22 теңге/кВт·сағ).

Электр энергияны тұтынушыларға 12,94 теңге/кВт·сағ бағасымен сатқан кезде, ЖШС 1,4731 теңге/кВт·сағ көлемінде кіріс алады.

$$\sum \Pi_{\text{кп}} = W_{\text{год}} \cdot 1,4731 \cdot 0,8 = 400 \cdot 1,4731 \cdot 0,8 = 471,392 \text{ млн теңге.}$$

Өнеркәсіптің екі түрінен де алынған суммалық кірісі келесіні құрайды:

$$\sum \Pi = \sum \Pi_{\text{кп}} + \sum \Pi_{\text{г}} = 471,392 + 20,367 = 491,759 \text{ млн теңге.}$$

NPV анықтау (таза әдеттегі құн)

Берілген әдіс келесіден тұрады:

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

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

$$PV = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n}, \quad (7.18)$$

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.

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.

Таза келтірілген құн келесідей анықталады:

$$NPV = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0, \quad (7.19)$$

мұндағы CF – жыл сайынғы ақшалай түсім;

$n$  – жобаны тарату жылдары;  
 $I_0$  – толық қосынды инвестиция;  
 $r$  – банктің пайыздық қойымы.

Ақша ағымы келесі формуламен анықталады:

$$CF = \Pi_{\text{ч}} + I_{\text{ао}}, \quad (7.20)$$

мұндағы  $\Pi_{\text{ч}}$  - таза кіріс, млн.тенге;  
 $I_{\text{ао}}$  – амортизациялық аударымдар, млн.тенге.

$$CF = 491,759 \cdot 10^6 + 106,5 \cdot 10^6 = 598,259 \text{ млн.тенге};$$

$$PV = 598,259 \cdot 0,88 = 526,468 \text{ млн.тенге},$$

$$NPV = -1775 + 526,468 = -1248,532 \text{ млн.тенге}$$

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

Жылдар	CF, млн теңге	$1/(1+r)^n$	NPV, млн теңге
0	1775	1	-1775
1	598,259	0,88	-1248,532
2	598,259	0,78	-781,889
3	598,259	0,69	-369,091
4	598,259	0,61	-4,153
5	598,259	0,54	318,91

Есептеулер бойынша біздің салған инвестиция 5 жылдан кейін бізге пайда алып келеді.

$$PV = 598,259 \cdot 0,88 + 598,259 \cdot 0,78 + 598,259 \cdot 0,69 + 598,259 \cdot 0,61 + 598,259 \cdot 0,54 = 2093,906 \text{ млн.тенге}$$

Рентабелділік индексі - profitability index (PI) – таза дисконтталған пайданы инвестицияға бөлу арқылы анықталады.

$PI > 1$ , онда жобаны қабылдау керек;

$PI < 1$ , онда қабылдаудың қажеті жоқ;

$PI = 1$ , жоба пайда да және шығында әкелмейді.

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

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{PV / (1+r)^t}{K_0} = \frac{1920,7475 / 0,2}{1775} = 5,41.$$

PP анықтау (орнын толтыру мерзімі)

Бұл әдіс бастапқы инвестиция сомасын төлеу үшін қажет мерзімді анықтау болып табылады. Орын 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.

$$PP = \frac{\Sigma K}{CF}; \quad (7.22)$$

$$PP = \frac{1775}{598,259} = 3 \text{ жыл} .$$

## Қорытынды

Мен бұл дипломдық жобада мен қосалқы стансаның релелік қорғанысын және осы қосалқы стансамда орналасқан қуаты 25МВА болатын үш фазалы трансформатордың дифференциалды қорғанысын есептедім. Сонымен қатар трансформатордың максималды тоқ қорғанысы есептедім. Берілген жүйеге байланысты қысқы тұйықталу тоқтарын есептей отырып, соның негізінде қосалқы стансамдағы электр қондырғылырын таңдадым. Қосалқы станцияда орналасқан трансформатордың дифференциалды қорғанысын есептедім. Сонымен қатар трансформатордың тоқ үзіндісі, максималды тоқ қорғанысы есептедім.

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.

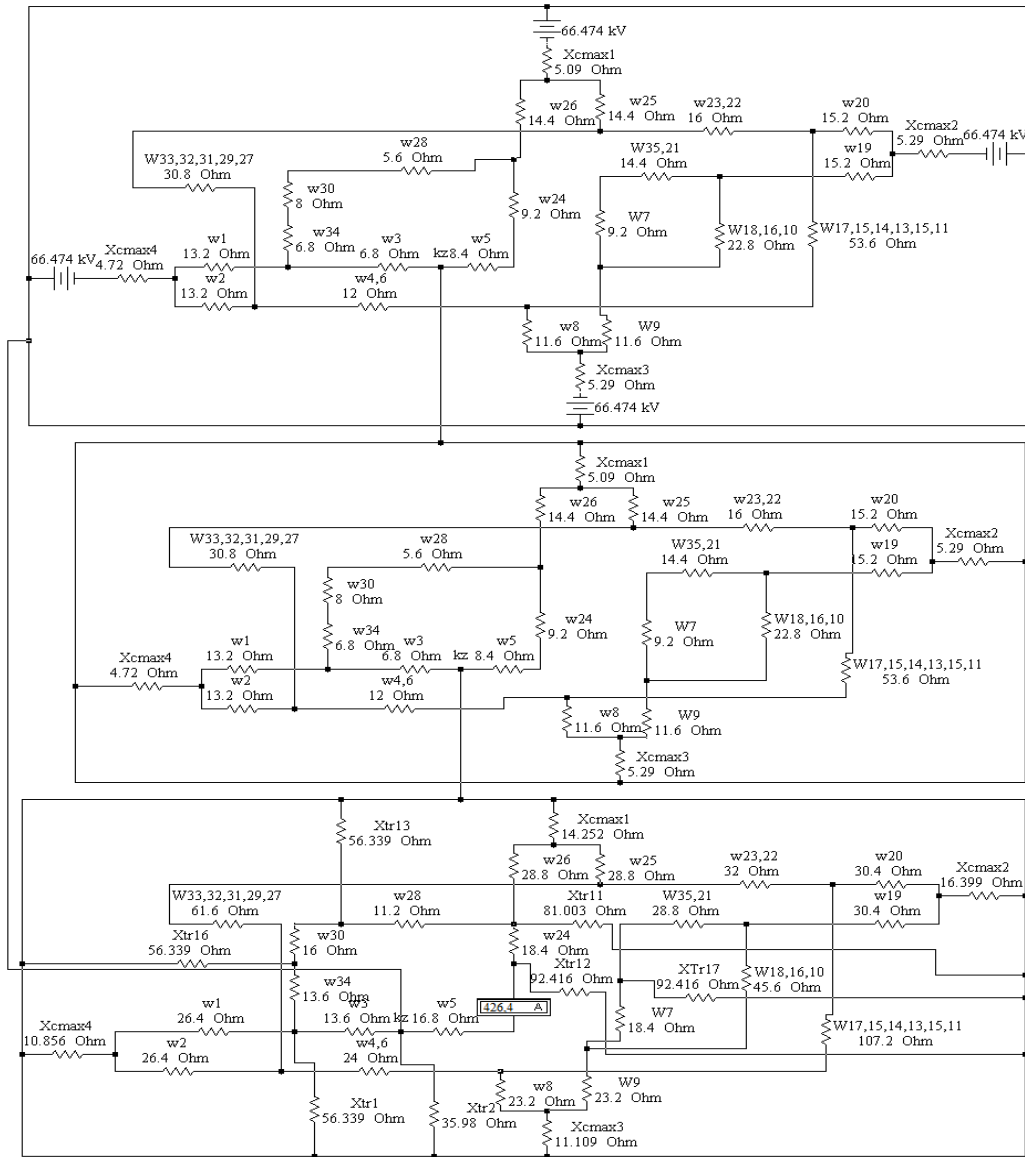
## Әдебиеттер тізімі

1. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
2. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
3. Справочник по проектированию элетроснабжения/Под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
4. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. Т. 1. Элетроснабжение/Под общ. ред. А. А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 568 с.
5. Руководство по эксплуатации - Цифровой блок релейной защиты типа БМРЗ-100- ДИВГ.648228.024 РЭ
6. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: в 2 т./Под общ. ред. А. А. Федорова. Т. 2. Элетрооборудование. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 592 с.
7. Электрическая часть электростанций. Под ред. С. В. Усова. Учебник для вузов. – Л., «Энергия», 1977.
8. Чернобровов Н. В., Семенов В. А. Релейная защита энергетических систем: Учеб. пособие для техникумов. Часть-1. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
9. Чернобровов Н. В., Семенов В. А. Релейная защита энергетических систем: Учеб. пособие для техникумов. Часть-2. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
10. Федосеев А. М., Федосеев М. А. Релейная защита электро-энергетических систем: Учеб. для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.
11. Авербух А. М. Релейная защита в задачах с решениями и примерами. – Л., «Энергия», 1975.
12. Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. – 3-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. Отд-ние, 1985. – 296 с.
13. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110 – 750 кВ. – М.: Энергия, 1979. – 152 с.
14. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110 – 500 кВ: Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 96 с.
15. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 2. Ступенчатая токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110 – 220 кВ. М. – Л., Госэнергоиздат, 1961.–64 с.



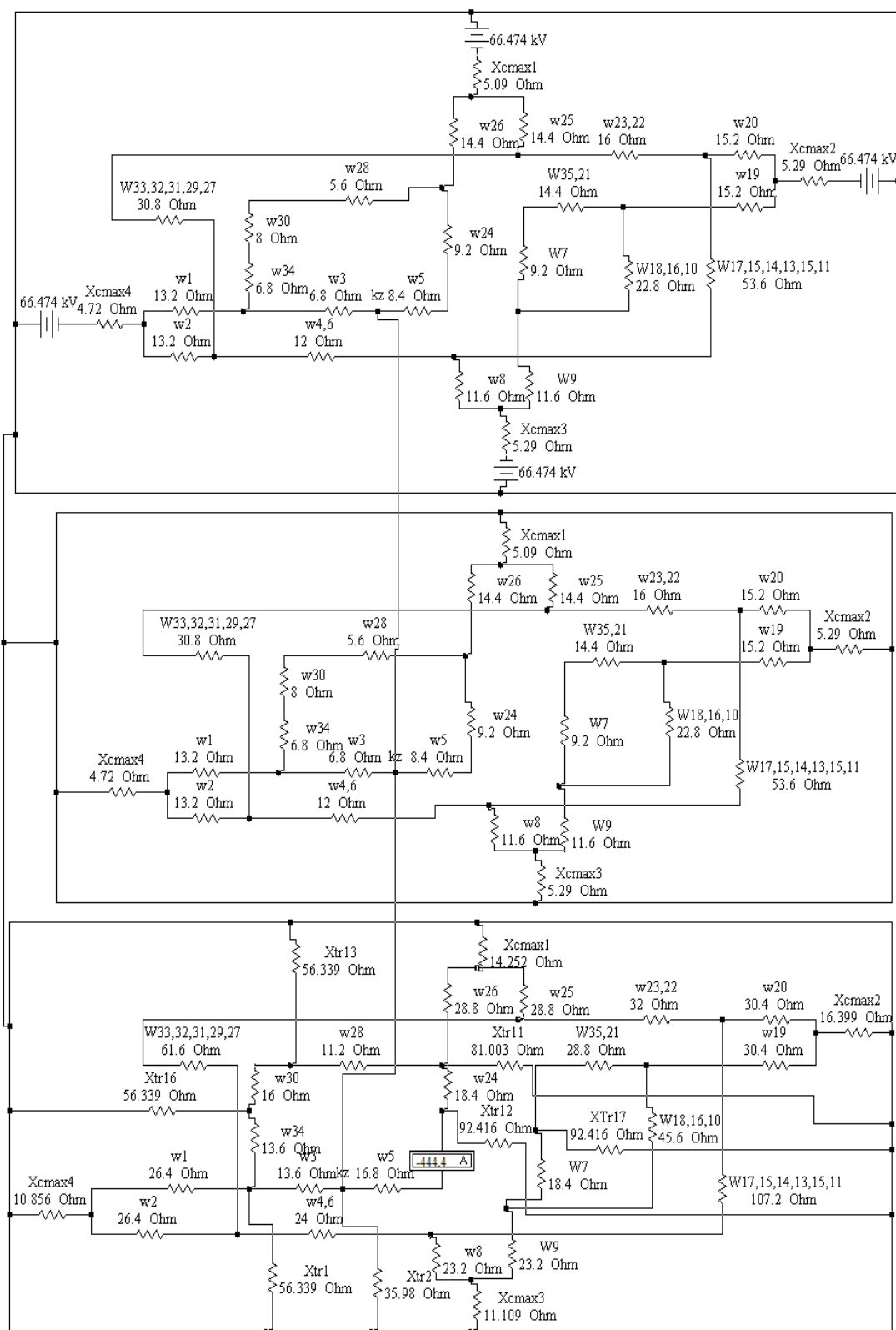
16. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 3. Защита шин 6–220 кВ. станций и подстанций М.–Л., Госэнергоиздат, 1961.
17. Беркович М. А. и др. Автоматика энергосистем: Учеб. для техникумов/М. А. Беркович, В. А. Гладышев, В. А. Семенов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 240 с.
18. Овчаренко Н. И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем: Учебник для вузов/Под ред. А. Ф. Дьякова. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2000. – 504 с.
19. Беркович М.А. и др. Автоматика энергосистем: Учеб. Для техникумов / М.А. Беркович, В.А. Гладышев, В.А. Семенов. – 3-е, перераб. – М.: энергоатомиздат, 1991. – 240 с.
20. Инструкция по оперативному обслуживанию протвоаврийной автоматики южной зоны ЕЭС Казахстана. – Алматы, 2000.
21. Внешнее электроснабжение электрифицируемого участка Чу-Алматы Алматинской железной дороги. ВЛ 220 кВ Чу-Чокпар. Рабочий проект (3489). Противоаварийная автоматика. Пояснительная записка и чертежи 3489-310-16-тІ. – Алматы 1995.
22. Папаев С. Т. Охрана труда: Учебное пособие. – М.: Издательство стандартов, 1988. – 240 с.
23. Дюсебаев М.К., Хакімжанов Т.Е. Адам өмірінің қауіпсіздігінің негізі. Дәрістер конспектісі. – Алматы: АЭЖБИ, 2002.
24. Сулиева Н.Г., Сухарев В.Г. "Безопасность жизнедеятельности. Защита от производственного шума" – Методические указания к выполнению дипломного проекта. – А, 1995.
25. СНиП 11-12-77. Защита от шума. - М, 1978№
26. Долин П.А. Справочник по технике безопасности. /6-е изд., перераб. и доп./ - М.: Энергоатомиздат, 1985.
27. Князевский Б.А. Охрана труда. /2-е изд., перераб. и доп./ - М.: Высш. Школа, 1982.
28. Безопасность жизнедеятельности: Учебник для вузов/Белов С. В., Ильницкая А. В., Козьяков А.Ф. и др.; Под общ. ред. Белова С. В. – М.: Высш. Шк., 1999. – 488 с.
29. Райзберг Б.А. Рыночная экономика. – М.: Деловая жизнь, 1995.
30. 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. – 2000.– №2. – С.17-25
31. Закон Республики Казахстан «Об электроэнергетике». // Казахстанская правда, 24 августа 1999.
32. Постановление Правительства Республики Казахстан № 1126 от 15 октября 2002 года «Об утверждении Программы совершенствования тарифной политики субъектов естественных монополий на 2002-2004 годы».
33. Правила устройства электроустановок. 6-е изд. М.: Энергоатомиздат, 1986.

## А қосымшасы



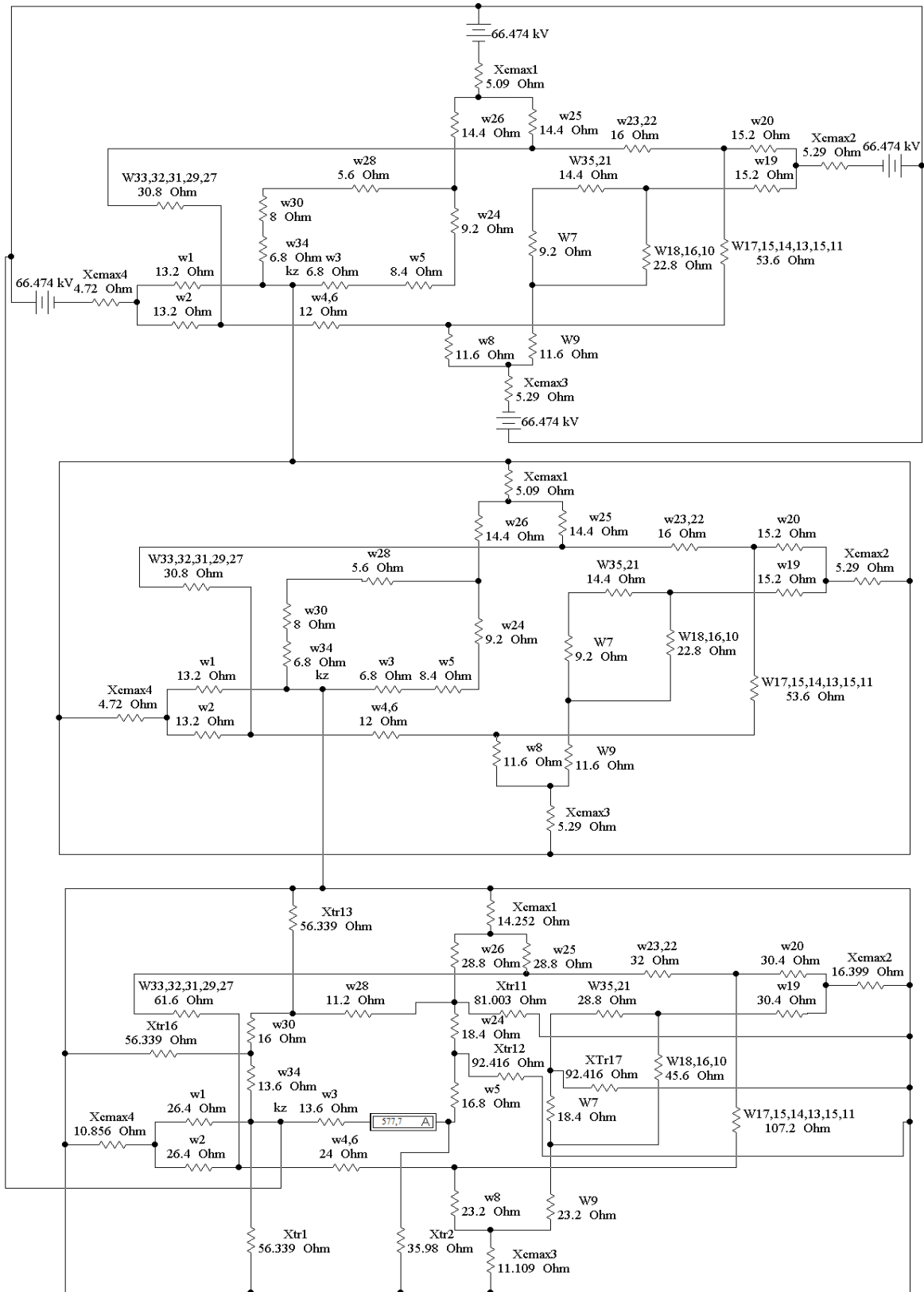
Сурет А1 – Л5 желісінің соңындағы нөл реттік бір фазалы ҚТ

*А қосымшасы жалғасы*



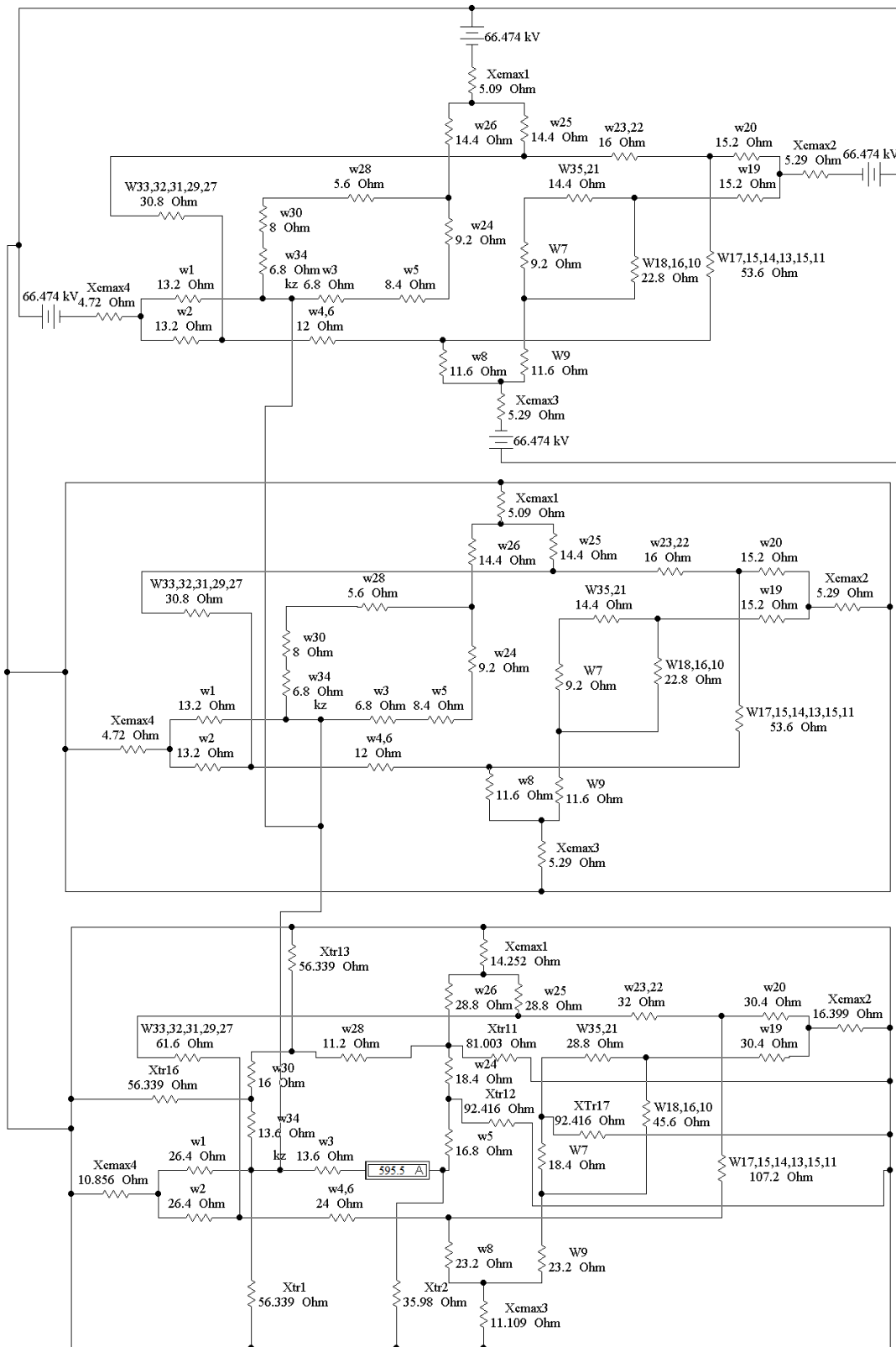
Сурет А2 – Л5 желісінің соңындағы нөл реттік екі фазалы ҚТ

*А қосымшасы жалғасы*



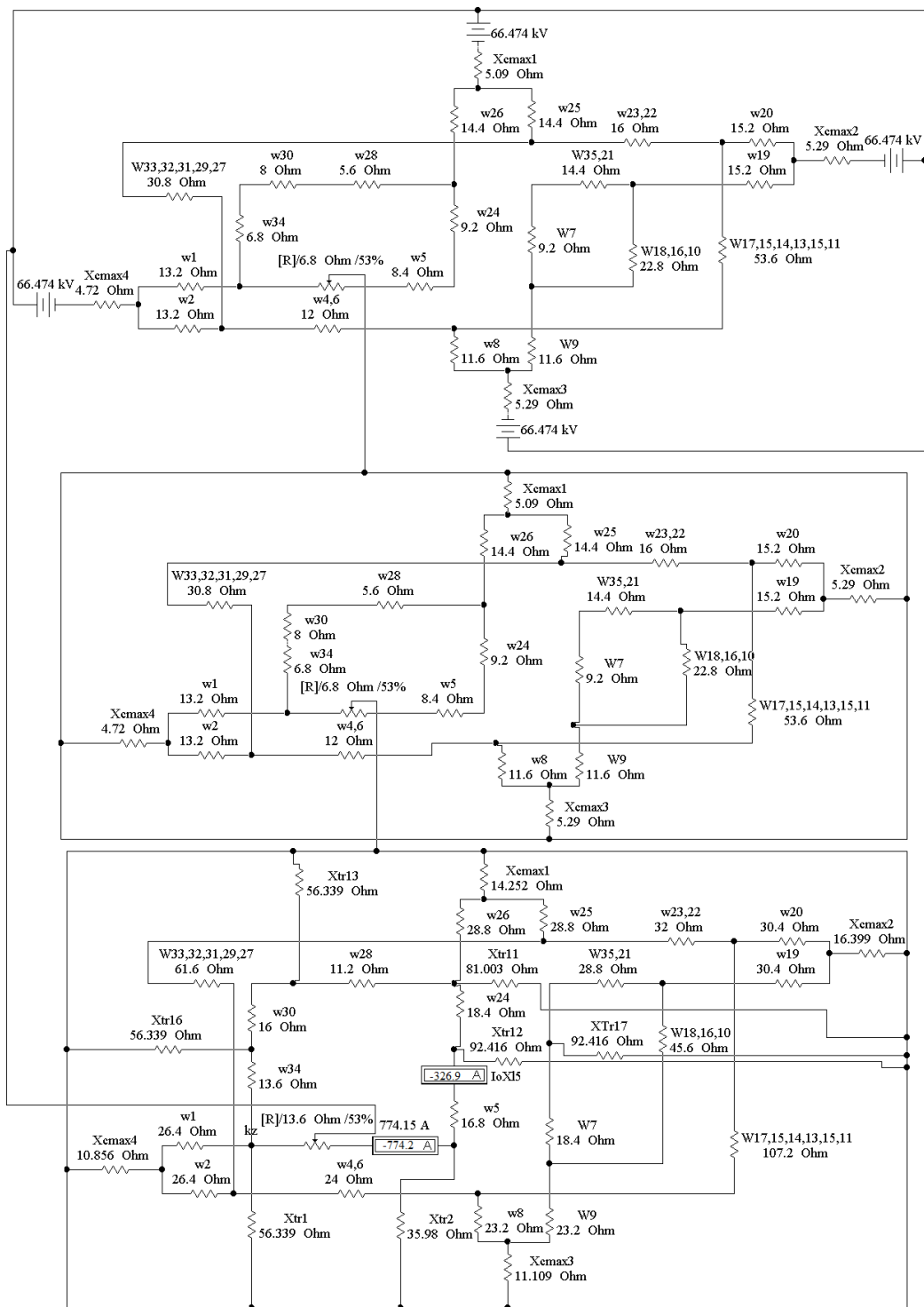
Сурет А3 – Л3 желісінің соңындағы нөл реттік бір фазалы ҚТ

*А қосымшасы жалғасы*



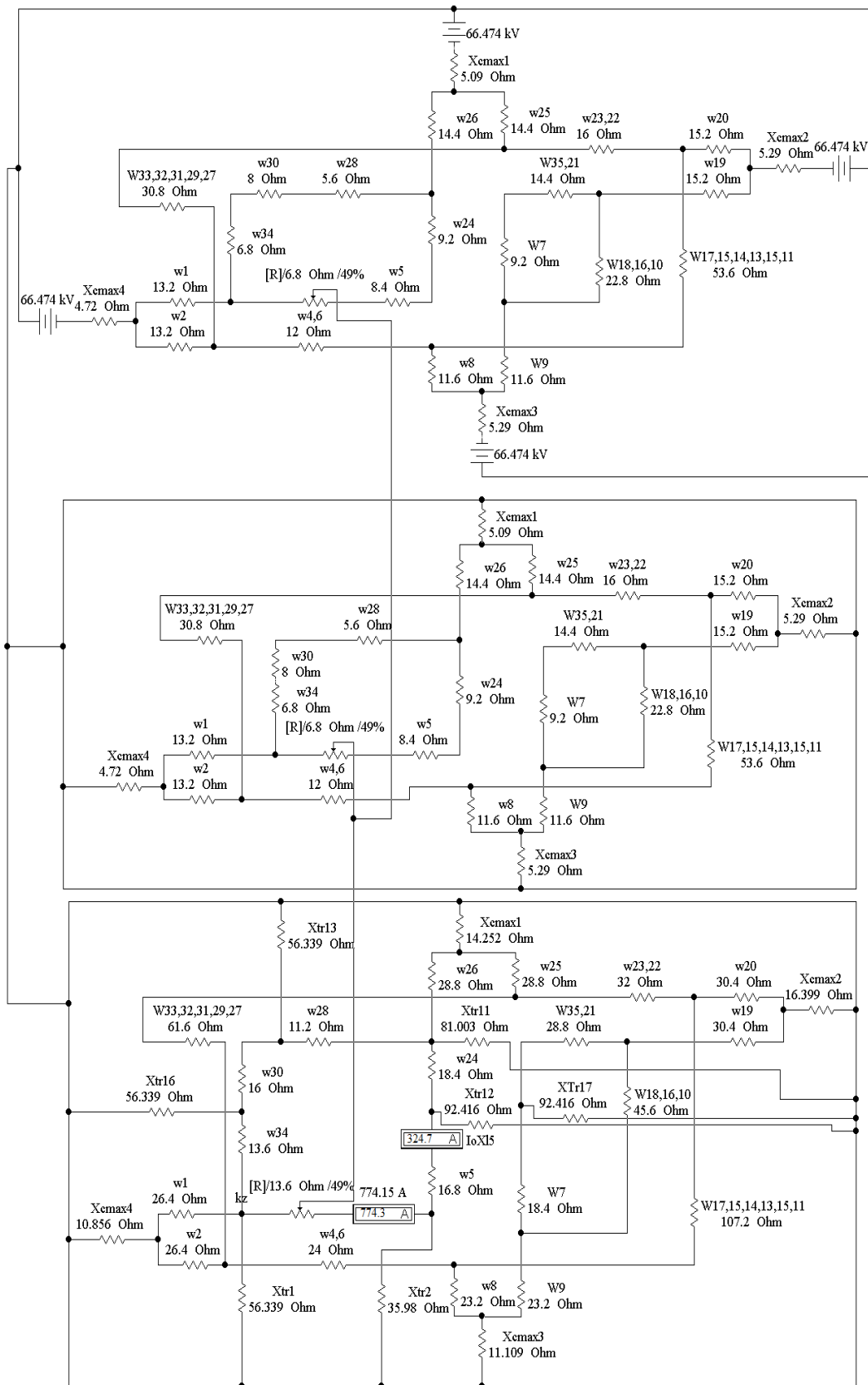
Сурет А4 – Л3 желісінің соңындағы нөл реттік екі фазалы ҚТ

А қосымшасы жалғасы



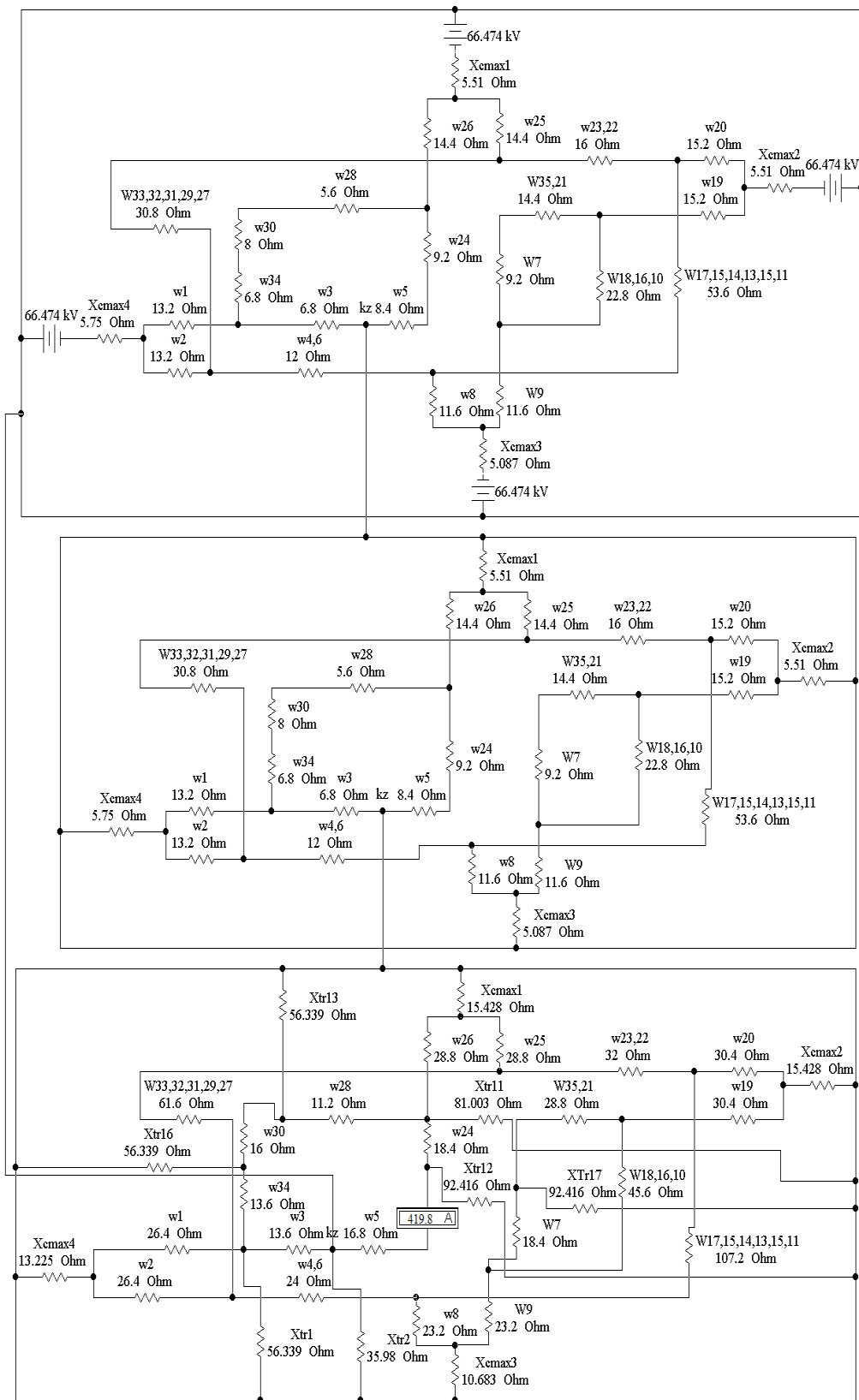
Сурет А5 – Л3 желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі ҚТ

*А қосымшасы жалғасы*



Сурет А6 – ЛЗ желісінің соңындағы екі фазалы потенциометрлі ҚТ

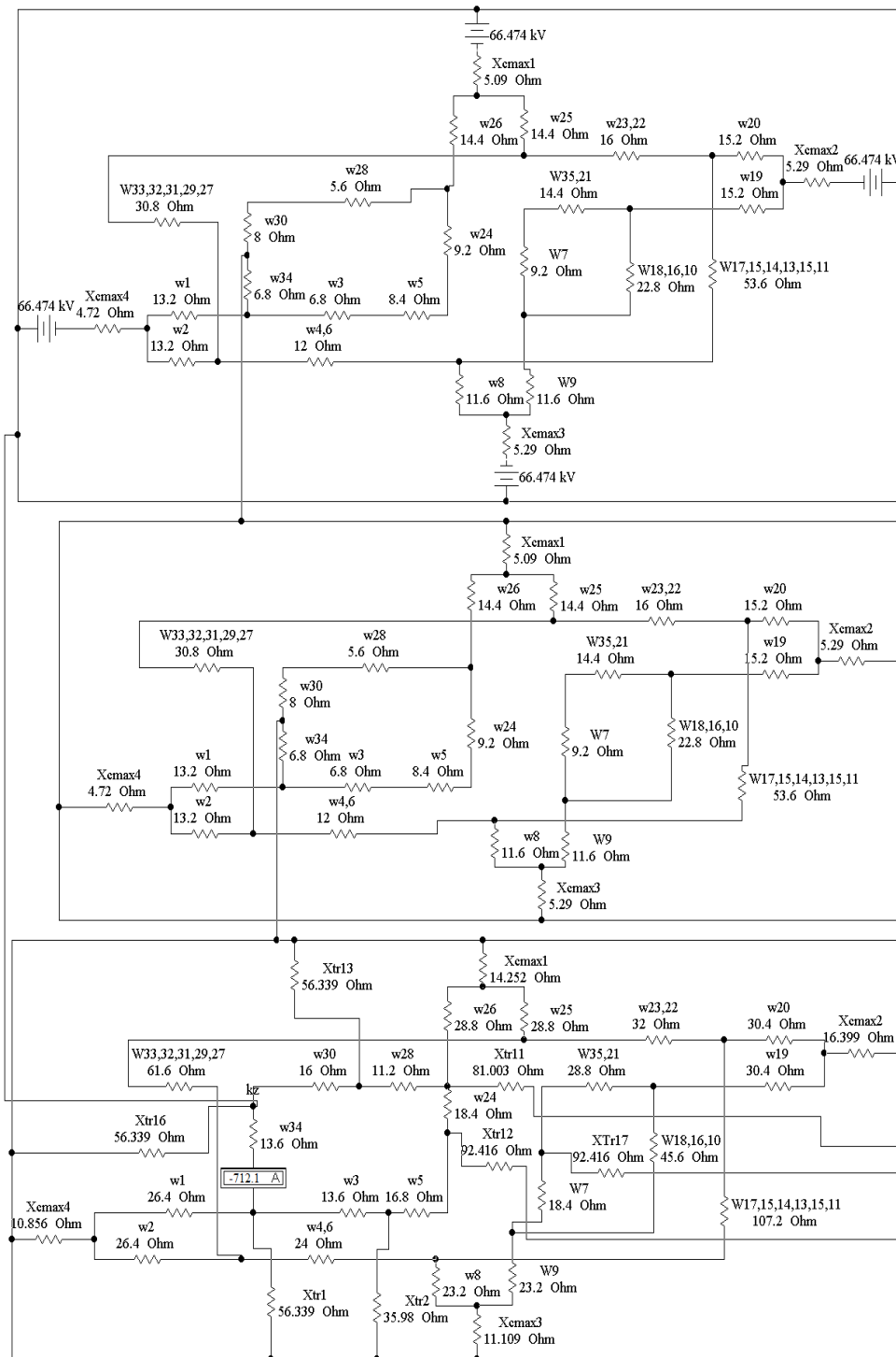
*А қосымшасы жалғасы*



Сурет А7 – Л5 желісінің соғындағы бір фазалы минималды режимдегі ҚТ

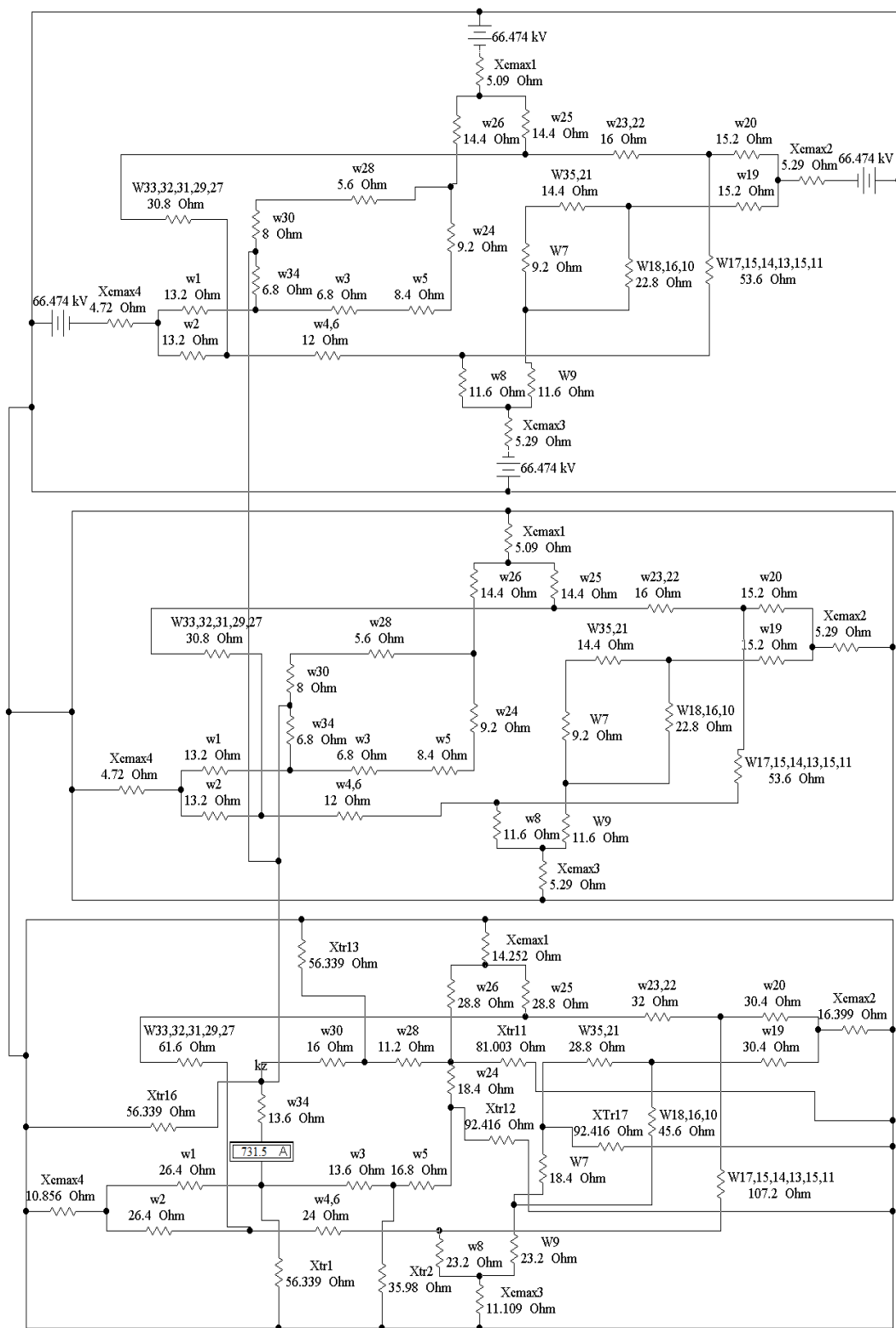


*А қосымшасы жалғасы*



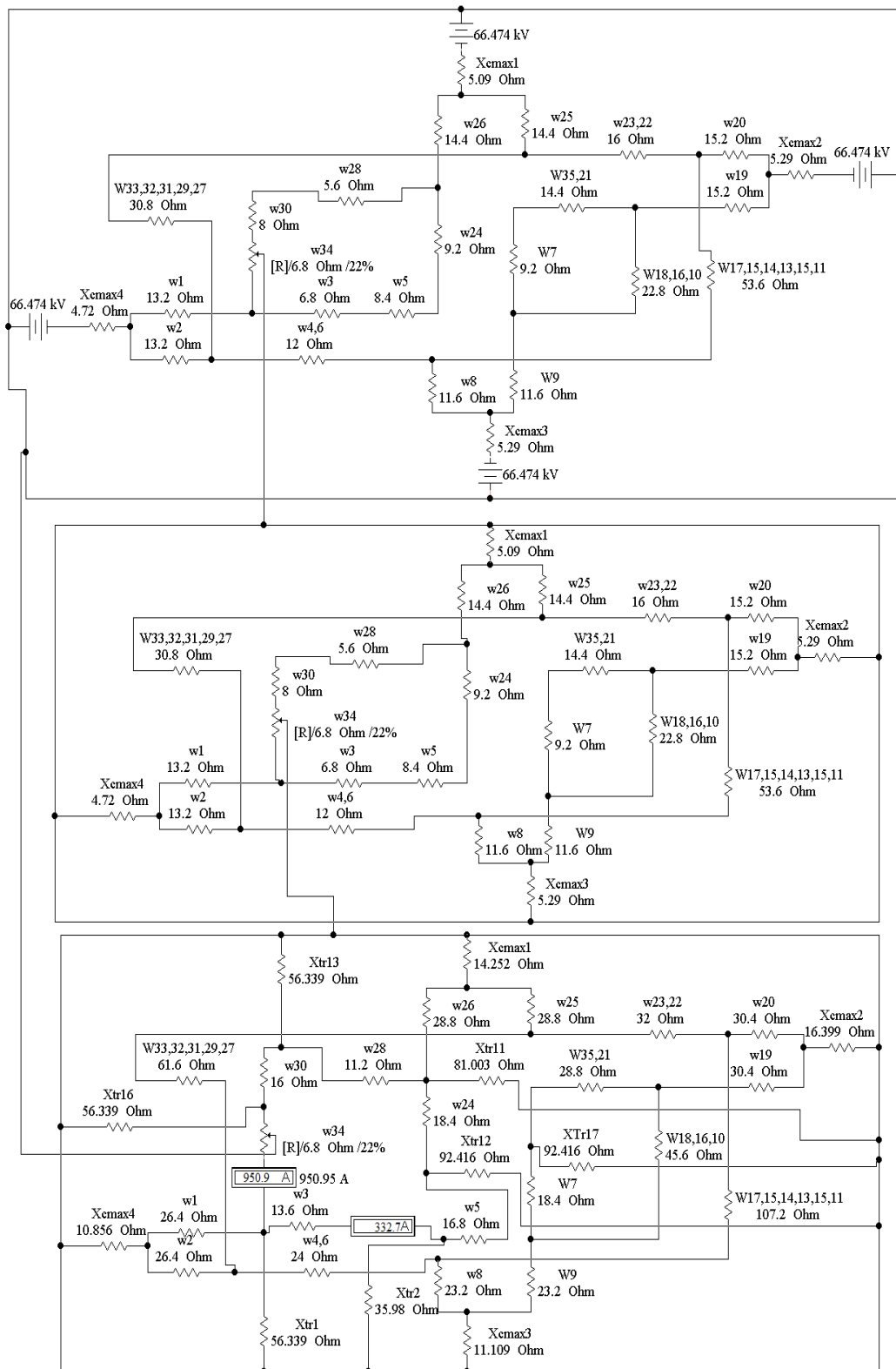
Сурет А8 – Л34 желісінің соңындағы нөл реттік бір фазалы ҚТ

А қосымшасы жалғасы



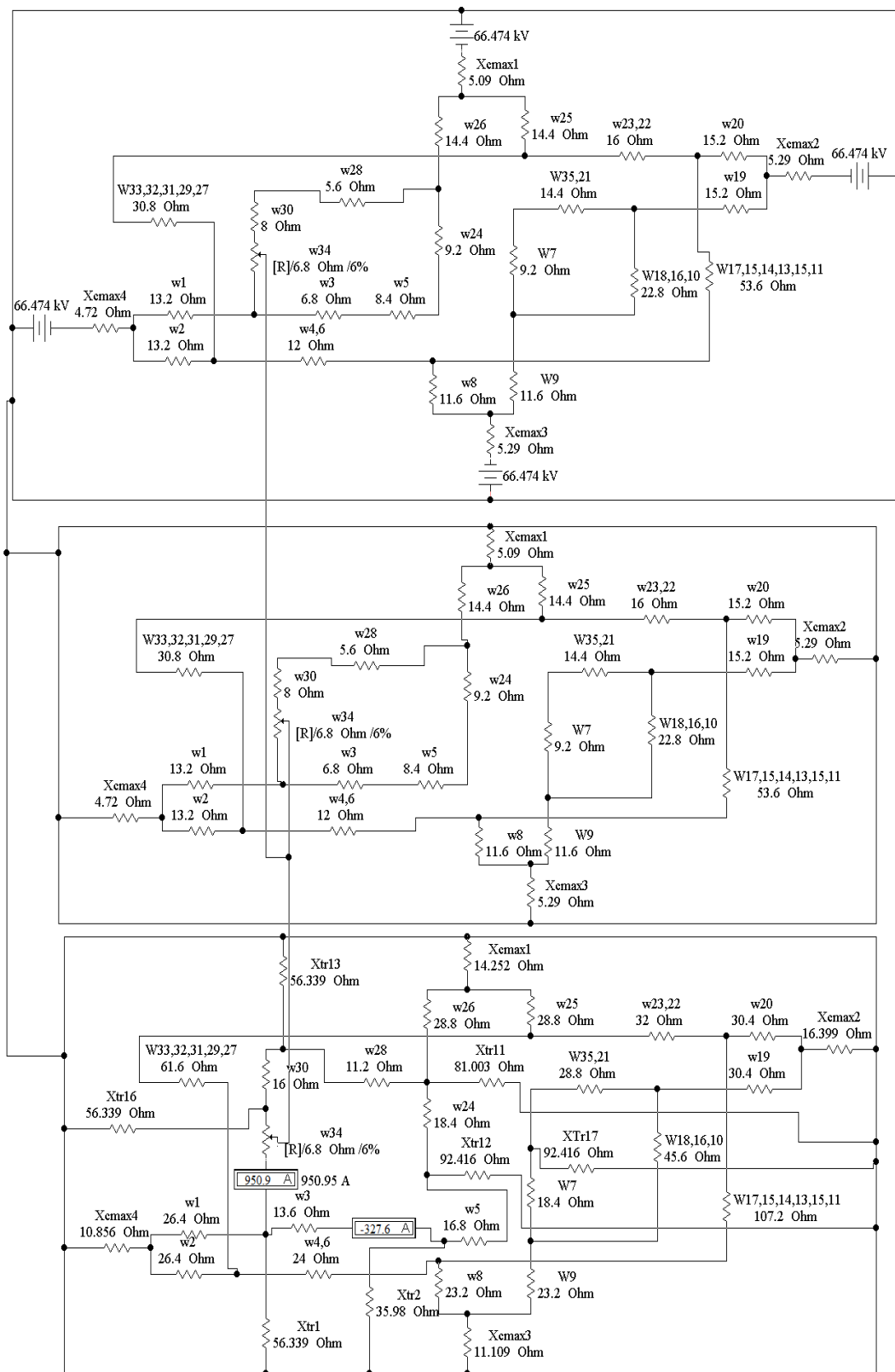
Сурет А9 – Л34 желісінің соңындағы нөл реттік екі фазалы ҚТ

А қосымшасы жалғасы



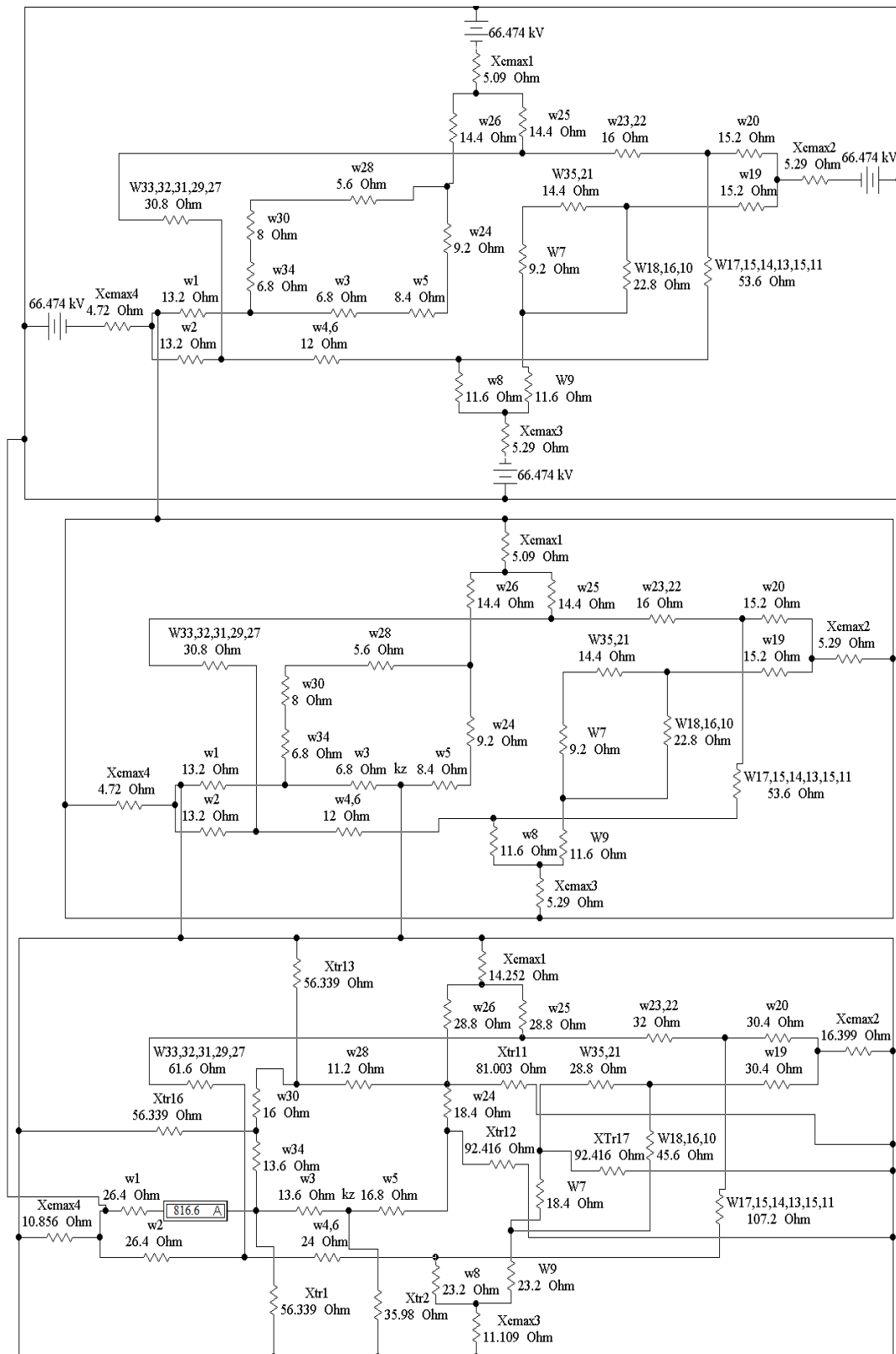
Сурет А10 – Л26 желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі ҚТ

А қосымшасы жалғасы



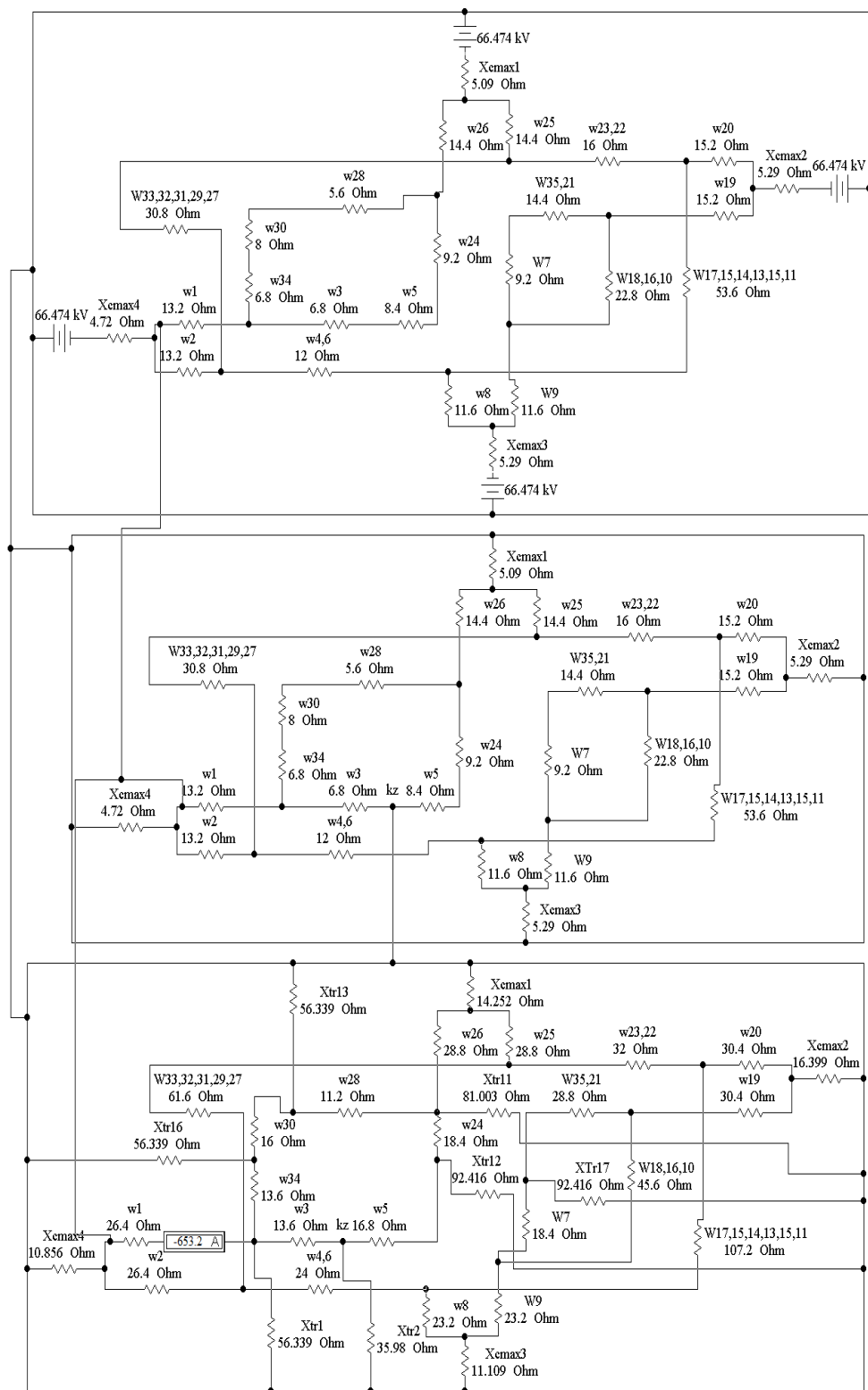
Сурет А11 – Л34 желісінің соңындағы екі фазалы потенциометрлі ҚТ

А қосымшасы жалғасы



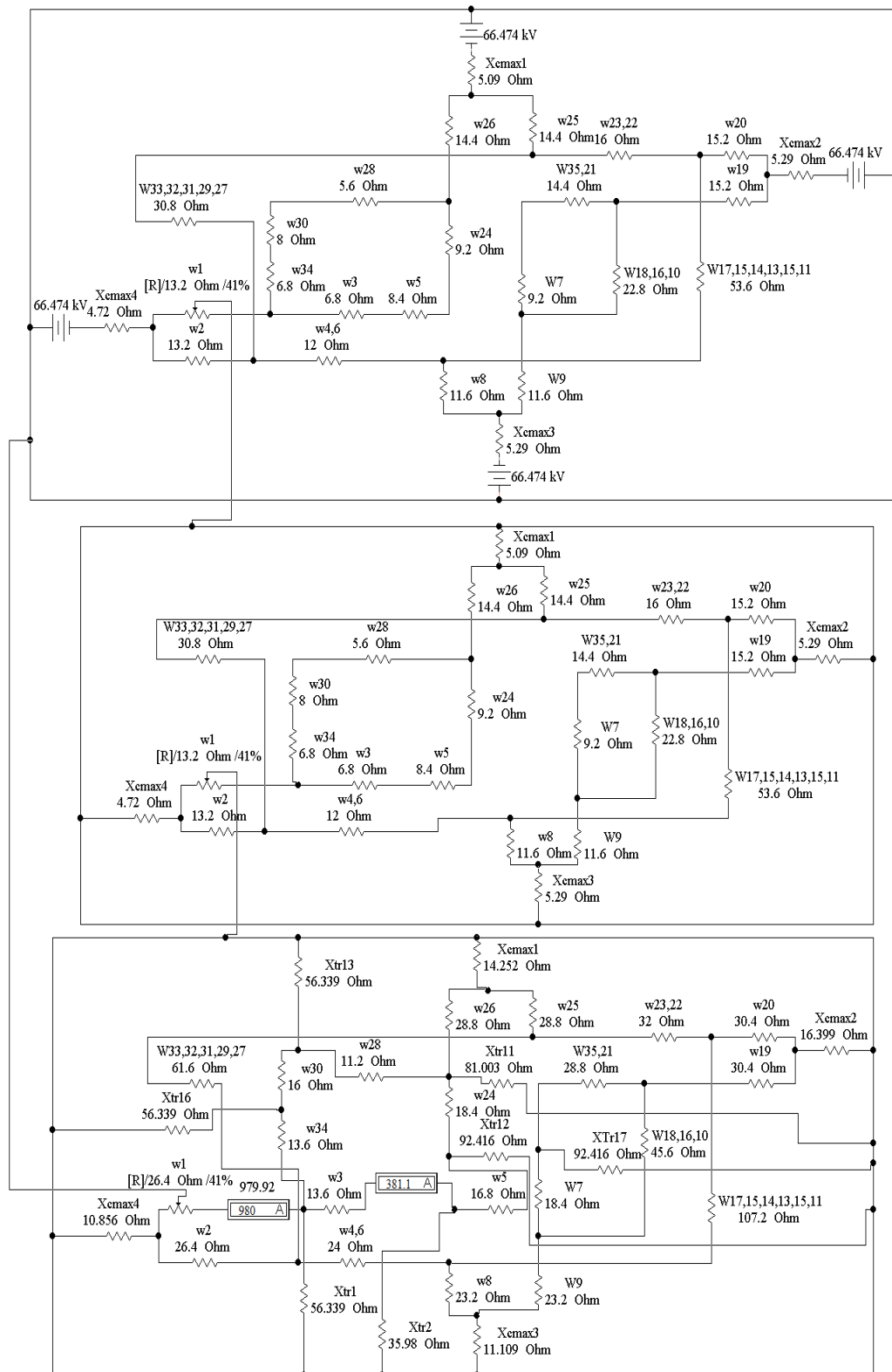
Сурет А12 – Л1 желісінің соңындағы нөл реттік бір фазалы ҚТ

А қосымшасы жалғасы



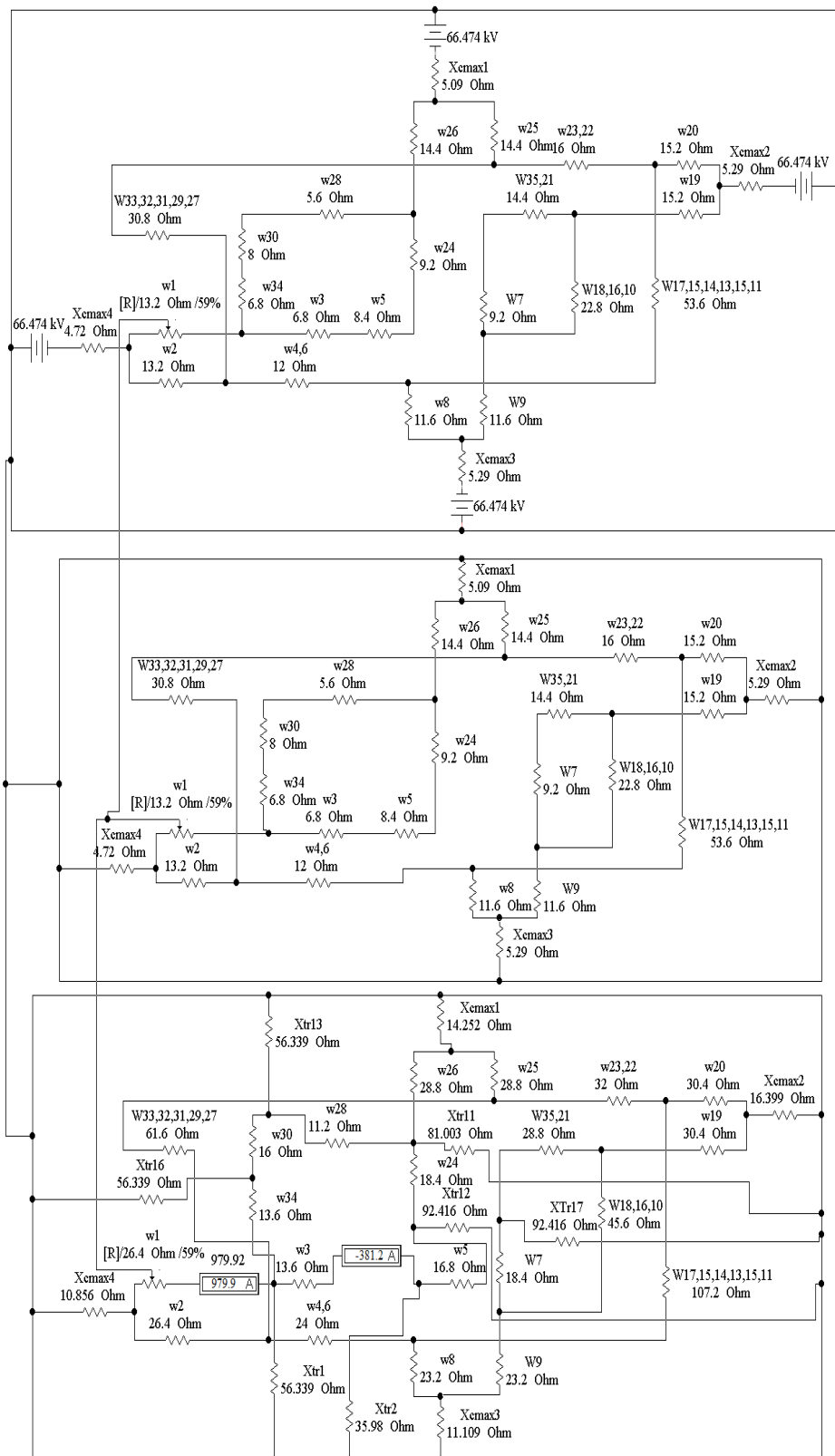
Сурет А13 – Л28 желісінің соңындағы нөл реттік екі фазалы ҚТ

А қосымшасы жалғасы



Сурет А14 – Л1 желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі ҚТ

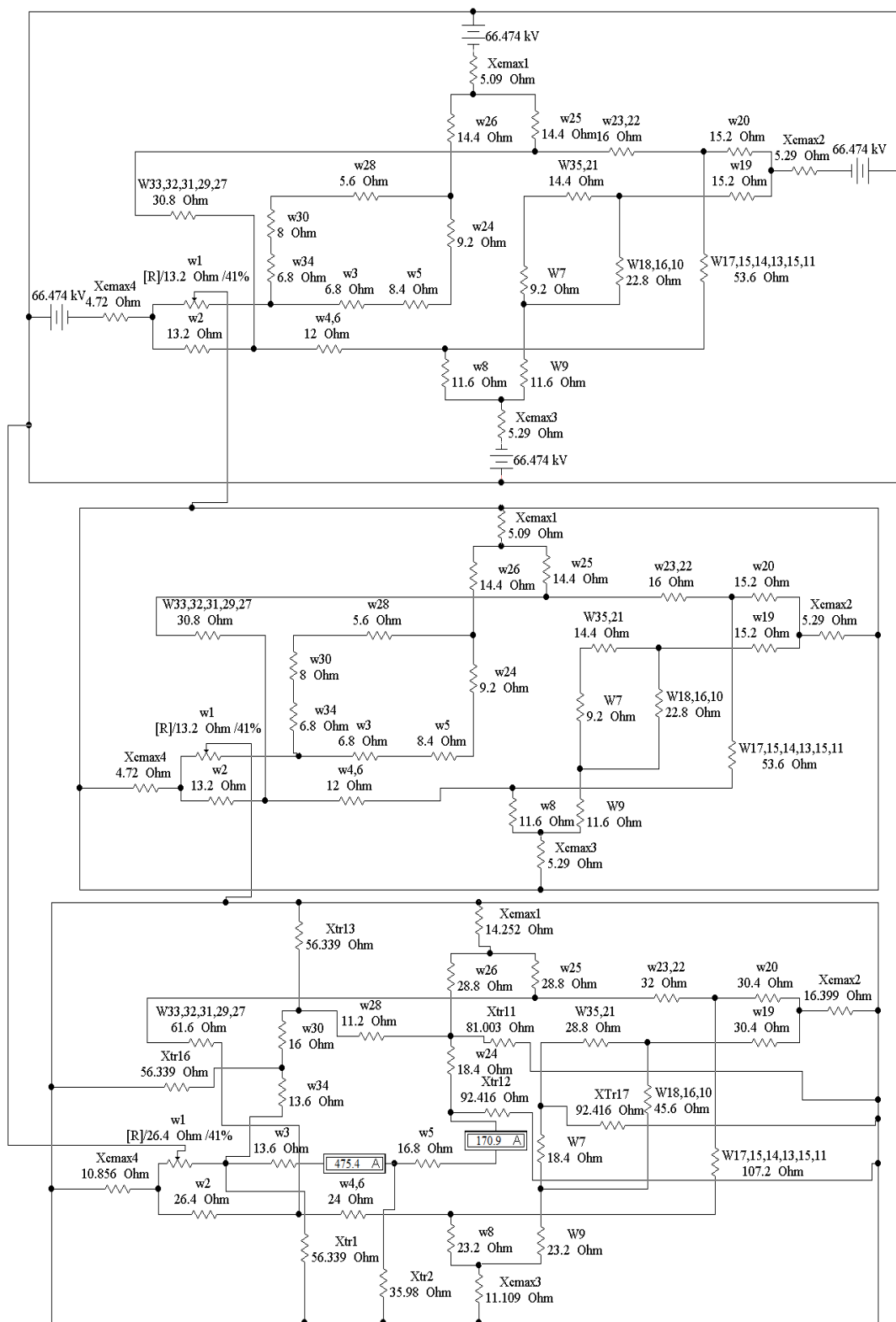
А қосымшасы жалғасы



Сурет А15 – Л1 желісінің соңындағы екі фазалы потенциометрлі ҚТ

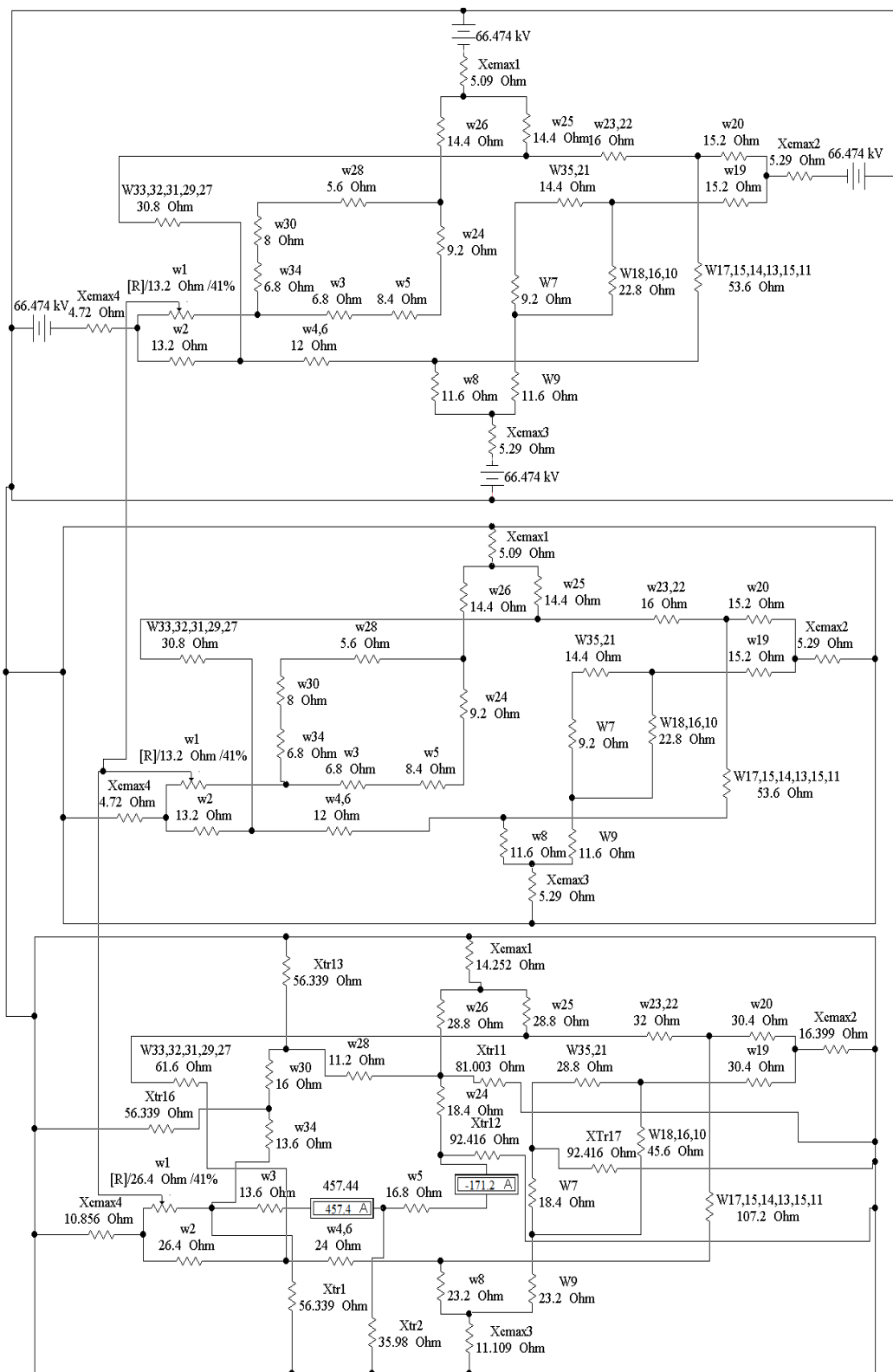


А қосымшасы жалғасы



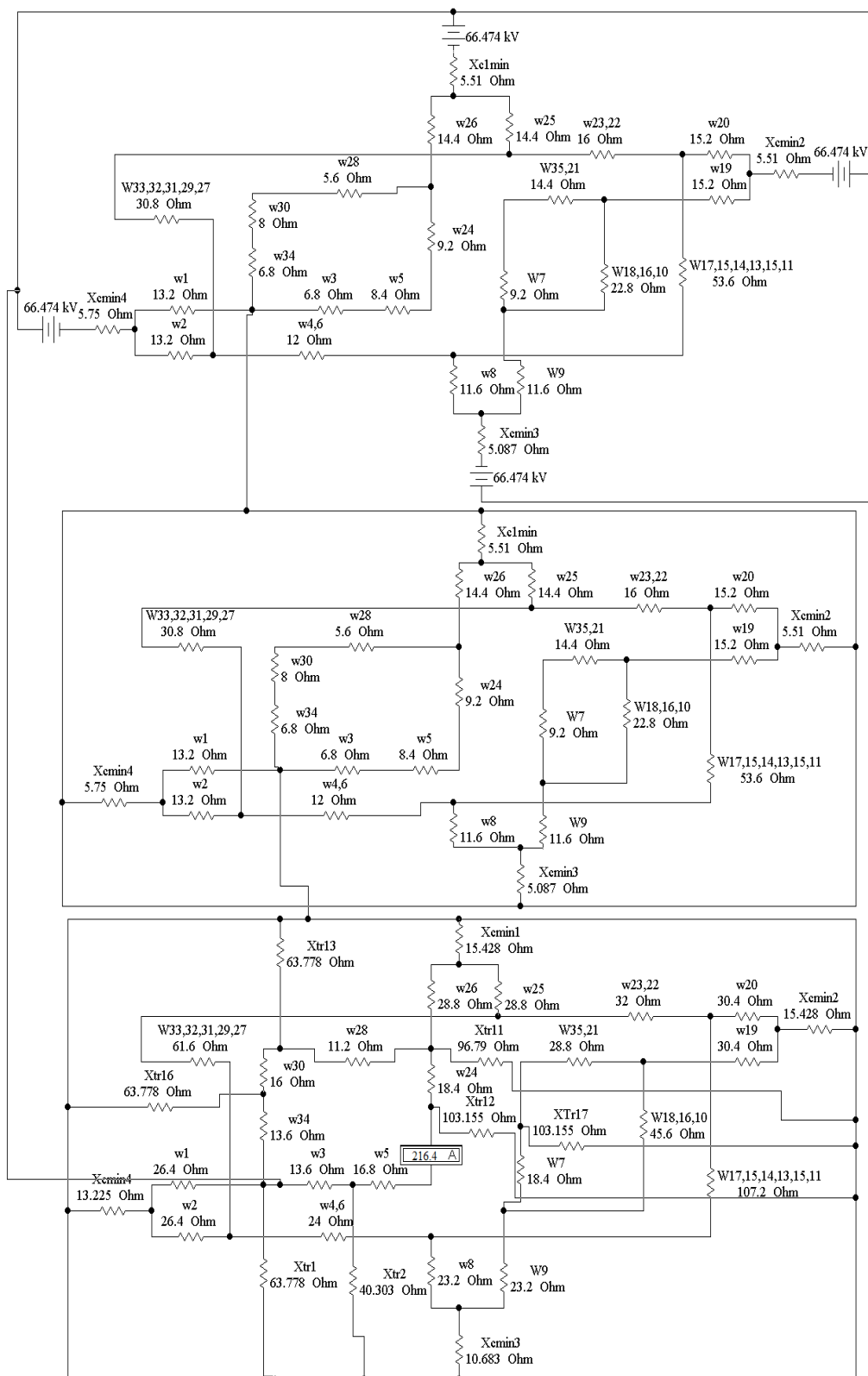
Сурет А16 – ЛЗ желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі ҚТ

А қосымшасы жалғасы



Сурет А17 – Л24 желісінің соңындағы екі фазалы потенциометрлі ҚТ

*А қосымшасы жалғасы*

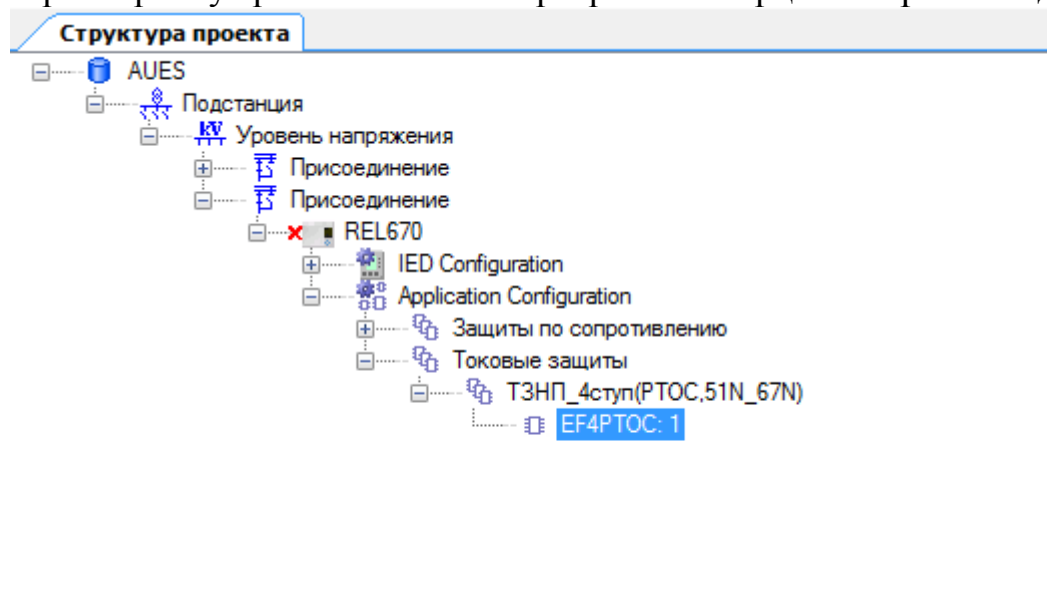


Сурет А18 – Л5 желісінің соңындағы минималды режимдегі бір фазалы ҚТ

А қосымшасы жалғасы

ABB фирмасы REL 670 типінің параметрленуі

Параметрлену арнайы РСМ 600 программасы арқылы жүзеге асады.



Сурет А10 – Проект құрамы

А1 кесте – REL 670 EF4PTOC типінің параметрлері

Барлық сатыларға ортақ				
Тағайындаманың аты	Тағайындама диапазоны		Тағайындаманы таңдау	Тағайындамаға түсініктеме
	min	max		
1	2	3	4	5
Operation	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Активизация
IBase	1	99999	131,21	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)

А1-ші кестенің жалғасы

1	2	3	4	5
IN>Dir	1	100	10	Бағытталуды анықтау үшін нөл реттік токтың минималды деңгейі, (орнатылғын 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				
DirModel	-	-	Прямое (тура)	1-ші сатының бағытталу режимі
Characterist1	-	-	ANSI независимая	Ток-уақыттық сипаттаманың типі
IN1>	1	2500	59,09	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
IMin1	1,00	10000,00	6567,60	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)

А1-ші кестенің жалғасы

1	2	3	4	5
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	32,39	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	4593,60	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 уақыт ұстанымы, с
EF4PTOC:1 3-ші сатының параметрлері				
DirMode3	-	-	Прямое (тура)	3-ші сатының бағытталу режимі
Characterist3	-	-	ANSI независимая	Тоқ-уақыттық сипаттаманың типі
IN3>	1	2500	0,91	Нөл реттік тоқ бойынша қосылудың орнатылған мәні, %IB

*А1-ші кестенің жалғасы*

1	2	3	4	5
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	4204,20	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)