

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы
АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Өндірістік кәсіпорындарды электрмен жабдықтау кафедрасы

«Қорғауға жіберілді»
Кафедра меңгерушісі
доцент, т.ғ.к. Бакенов К.А.
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)
« _____ » _____ 2014 ж.
(колы)

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

Тақырыбы: 110/10/10 кВ 2х63 МВА №10 қосалқа
стансаның релейлік қорзанысы

5B071800 – Электр энергетикасы мамандығы бойынша

Орындаған Лидарбек Исмахан Оразамышев РЗАК-10-1
(аты - жөні) (тобы)

Жетекші аға оқытушы Арасташов Н. Н
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Кеңесшілер :

Экономикалық бөлім бойынша:

аға оқытушы Түлегенова С. Н.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
Т « 12 » 05 20 14 ж.
(колы)

Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бойынша:

Т.І.К., аға оқытушы Мұтапасеба Р. С
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
М « 22 » 05 20 14 ж.
(колы)

Есептеу техникасын қолдану бойынша :

аға оқытушы Арасташов Н. Н
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
А « _____ » _____ 20 _____ ж.
(колы)

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

Мөлшер бақылаушы:

(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
Асанов « 2 » 06 20 14 ж.
(колы)

Пікір жазушы :

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

Алматы 2014

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы
АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

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

жобаны орындауға берілген

ТАПСЫРМА

Студент Айдарбек Жумахан Оразалыұлы
(аты - жөні)

Жоба тақырыбы 110/110/10 кВ 2x63 МВА №310 қосалқы
стайса шығыс релейлік қорғалғысы
ректордың «24» қыркүйек №115 бұйрығы бойынша бекітілген.

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: « » 20 ж.

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

№ 310 қосалқы стайсада құаты 63 МВА екі орауға тара
110/110/10 екі трансформатор орналақан 110 кВ
шығыс 4 жемі келді Ал 10 кВ-та 24 фидер
оринасқан Релейлік қорғалғыс жасалған жемі
өлшегі 22 Ортақ мөлшекті көгергісі 0,4 ұзындықта 15м

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

1. 110/110/10 кВ қосалқы стайса шығыс электр бөлігіні жасау
2. Қосалқы стайсадағы трансформатордың релейлік қорғалғысы
3. Жемі қорғалғысы
4. Білір тіршелік қауіпсіздігі бөлімі
5. Экономикалық шығыс бөлімі

Сызба материалдарының (міндетті түрде дайындалатын сызуларды көрсету) тізімі

1. Электро жүйелің бас электрлік, түри ретті, көрі ретті және иел ретті алмастарға сызбаларға
2. Қосалға стансалық принципалға электрлік сызбаларға
3. Шракт формалар қорғалыс
4. Желі қорғалыс
5. НРТК және ДК селективтілік қорғалыс, ДК шолмаларға сызбаларға.

Негізгі ұсынылатын әдебиеттер

1. Рожкова Л. Д., Каршова Т. В. Электрооборудование электрических станций и подстанций - 4-е изд.; стр. И. Академия, 2007. - 407
2. Правила устройства электроустановок Р. К. Астана 2012.
3. Губацкий В. П., Плишарев К. А. Современная средства защиты и автоматика электроаппаратов 3-е электр версия, 2003.

Жоба бойынша бөлімшелерге қатысты белгіленген кеңесшілер

бөлімшелер	кеңесші	мерзімі	КОЛЫ
Эконом. бөлім	Түлегенова С. К	21.04 - 12.05.14	Түл
Өмір тарихілік үзін	Муталиева Г. С	01.11 - 19.05.14	Муталиева
Метекши	Арасташов Н. Н	02.11 - 15.05.14	Арасташов
ЕТК	Арасташов Н. Н	02.11 - 15.05.14	Арасташов

диплом жобасын дайындау

КЕСТЕСІ

№ р/с	Тарау аттары, әзірленетін сұрақтардың тізімі	Жетекшіге ұсыну мерзімдері	Ескерту
1	110/10/110 к-В қосалға стансаының 71 бөлігі жасау және жабдықтармен қамтамасыз ету аппаратына таңдау	4.11.13 - 25.05.14ж	Орындалған
2	Қосалға стансадағы трансформаторлық қорғаныс және АВВ фирмасының терминялдарын параметрлеу	4.11.13 - 25.05.14ж	Орындалған
3	Жөлі қорғаныста, ДК, және НРТК-сын есептеу және параметрлеу		
4	Өлшеушілік қауіпсіздігіне жасауда және табиғи жасауға таңдау	4.11.13 - 25.05.14ж	Орындалған
5	Экономикалық бөлім	4.11.13 - 25.05.14ж	Орындалған

Тапсырманың берілген уақыты «01» қазан 2014 ж.

Кафедра меңгерушісі _____ (Бакиев К.А.)
(қолы) _____ (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)
Жоба жетекшісі _____ Арстанов Н.Н.
(қолы) _____ (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)
Орындалатын тапсырманы қабылдаған студент _____ Сидарбек Н.С.
(қолы) _____ (аты -жөні)

Аңдатпа

Бұл дипломдық жобада «110/10/10 кВ 2х63 МВА қосалқы стансаның релелік қорғанысы және 10 кВ қозғалтқыштың қорғанысының логикалық сұлбасын жасау». Осы жобада қосалқы стансаның принципіалдық сұлбасы, күштік қондырғылар және жалғаулық аппараттар таңдалынған, қосалқы стансаның элементтеріне релелік қорғаныс қойылымдары есептелінген.

Өмір тіршілік қауіпсіздігі бөлімінде қосалқы стансыда жасанды және табиғи жарықтандыруды есептедім.

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

Аннотация

Дипломный проект выполнен на тему “Релейная защита подстанции 110/10/10 кВ 2х63 МВА и сделать логическую схему защиты 10 кВ двигателя”. В проекте произведен выбор принципиальной схемы подстанции, силового оборудования и коммутационной аппаратуры, произведен расчет уставки элементов релейной защиты подстанции.

В разделе безопасности жизнедеятельности были рассчитаны искусственное и естественное освещения подстанции.

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

Annotation

The degree project is executed on the subject “Relay Protection of Substation of 110/10/10 kV 2x63 MVA and to make the automatic monitoring system and the accounting of the electric power of RES”. In the project the choice of the schematic diagram of substation, the power equipment and the switching equipment is made, settled an invoice a setting of elements of relay protection of substation.

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

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

Мазмұны

Кіріспе	7
1 110/10/10 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
1.4.1 Ажыратқыштарды таңдау	14
1.4.2 Жоғарғы кернеуге айырғышты таңдау	25
1.4.3 Асқын кернеуді шектеушілерді таңдау	25
1.4.4 Тоқ трансформаторларын таңдау	26
1.4.5 Кернеу трансформаторларын таңдау	29
2 Қосалқы станциядағы трансформатордың қорғанысы	31
2.1 Негізгі жағдайы	31
2.2 RET670 дифференциалды қорғаныстардың функциялау принциптары және негізгі сипаттамалары	32
2.3 Трансформатордың дифференциалдық қорғанысының есептелуі	36
2.4 АBB фирмасы RET 670 типінің параметрленуі	38
2.5 Трансформатордың резервті қорғанысы	38
2.6 Асқын жүктемеден қорғау	41
2.7 Трансформаторлардың газдық қорғанысы	42
3 Желі қорғанысы	48
3.1 Желінің қорғанысы	49
3.2 Дистанционды қорғаныс	49
3.3 Төрт сатылы нөл реттік тоқ қорғанысын (НРТҚ) есептеу	57
4.Өмір тіршілік қауіпсіздігі	67
4.1 Еңбек шарттарын талдау	66
4.2 Жасанды жарықтандыруды есептеу	68
4.3 Табиғи жарықтандыруды есептеу	71
5 Экономикалық бөлім	74
5.1 Жалпы бөлім	74
5.2 Энергетикалық нысанның техника-экономикалық көрсеткіштерін есептеу	75
5.3 Инвестициялық жоспар	76
Қорытынды	84
Қолданылған әдебиеттер тізімі	85
Қосымша	86

Кіріспе

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

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

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

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

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

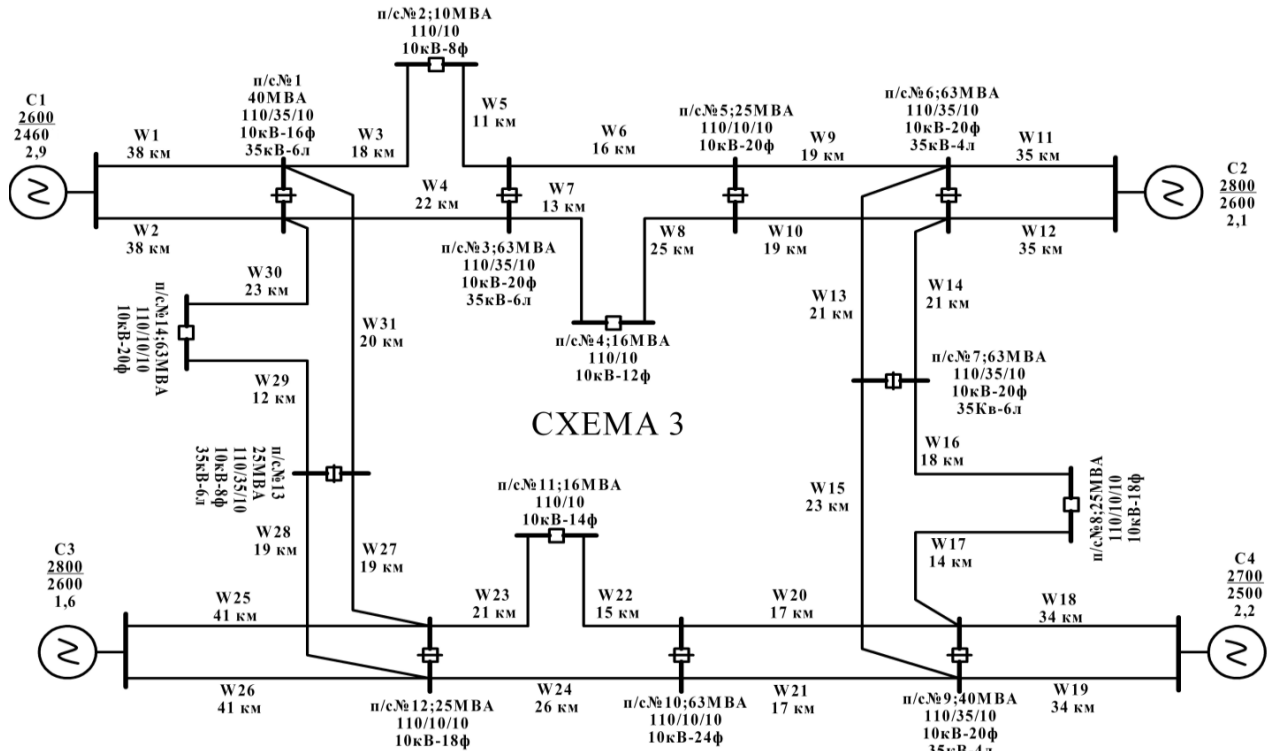
Оны орындайтын релелік қорғаныс болып табылады. Ол энергожүйенің барлық элементтерінің қалпын үздіксіз бақылап, пайда болған зақымдану мен қалыпсыз режимдерге жылдам әрекет етіп отырады.

Бұл бітіру жұмысында «110/10/10 кВ 2х63 МВА қосалқы стансаның релелік қорғанысы» қарастырылған. Қосалқы стансада орнатылатын негізгі электр жабдықтары: ажыратқыштар, айырғыштар, асқын кернеуді шектеуіштер, ток және кернеу трансформаторлары, шиналар таңдалды. Сонымен қатар қосалқы стансаға қазіргі заман талаптарына сай Siemens, АBB секілді фирмаларының жабдықтарын таңдап, соның негізінде релелік қорғаныс есептеулерін келтірілді.

Сондай-ақ ұсынылып отырған бітіру жұмысында электр стансасының құрылғылар мен жабдықтарын таңдап, олардың тиімділігін, сенімділігін қарастыратын боламыз. Бұдан басқа экономикалық, өміртіршілік қауіпсіздігі сияқты бөлімдерден тұратын бұл бітіру жұмысы міндетті талаптарға сай.

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

1.1 Бастапқы берілгендері



Сурет 1.1 – Стансаньң бас электрлік сұлбасы

Бітіру жұмысына бастапқы берілгендері:

С-1 қорек жүйесі:

$$S_{кз\ max} = 2600\ MVA; S_{кз\ min} = 2460\ MVA; U_{\phi} = 115\ кВ$$

С-2 қорек жүйесі:

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

С-3 қорек жүйесі:

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

С-4 қорек жүйесі:

$$S_{кз\ min} = 2700\ MVA; S_{кз\ min} = 2500\ MVA;$$

Трансформаторлардың параметрлері:

Үш орамды трансформатор (қосалқы станса №7) : ТДТН - 63/110/35/10. параметрлері 1.1 кестеде берілген. [Ә10, 295 б.]

1.1 кесте– Трансформатор параметрлері

$U_{BH}, кВ$	115		$U_{CH}, кВ$	38,5		$U_{HH}, кВ$	11	
U_{KBH-HH}			U_{KCH-HH}			U_{KBH-CH}		
Min	Mid	max	Min	mid	Max	min	Mid	max
17,14	17,5	19,2	-	7	-	10,1	10,5	10,9

Үш орамды трансформатор (қосалқы станса №9) : ТДТН - 40/110/35/10. параметрлері 1.2 кестеде көрсетілген. [Ә10, 295 б.]

1.2 кесте – Трансформатор параметрлері

U _{ВН} , кВ		115		U _{СН} , кВ		38,5		U _{НН} , кВ		11	
ВН-НН			СН-НН			ВН-СН					
Мин	Ор	макс	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, №13): ТДТН - 25000/110/35/10, S_{НОМ}=25 МВА; U_{ВН}=115 кВ; U_{СН}=38,5 кВ; U_{НН}= 11 кВ; ΔU_{рег} = ±16% (1.3 кесте, Ә10, 295 б.).

Екі орамды трансформатор (қосалқы станса, №10) (Т1,Т2): ТДТН - 63/110/10/10, S_{НОМ}=63 МВА; U_{ВН}=115 кВ; U_{СН}=10,5 кВ; U_{НН}= 10,5 кВ ΔU_{рег} = ±16% (Ә10, 295 б.).

Екі орамды трансформатор (қосалқы станса №8) : ТДТН - 25/110/10/10 , S_{НОМ}=25 МВА; U_{ВН}=115 кВ; U_{СН}=10,5 кВ; U_{НН}= 10,5 кВ ΔU_{рег} = ±16% [Ә10, 295 б.]

Екі орамды трансформатор (қосалқы станса №2): ТДН-16000/110/10, S_{НОМ}=16 МВА; U_{ВН}=115кВ; U_{НН}=11кВ; ΔU_{рег} = ±16% ; U_{кмин}=8,7%; U_{кмакс}=12,36% (Ә10, 295 б)

1.2 Жүйе элементтерінің кедергілерін анықтау

Желілердің кедергілері X_л, Ом келесі формуламен анықталады:

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

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

L – желінің ұзындығы, км;

U_б – базистік кернеу, кВ;

U_{орт} – орташа кернеу, кВ.

Желі параметрлері мен кедергілері 1.3-кестеде көрсетілген.

1.3 кесте - Желі параметрлері мен кедергілері

№ КЖ	КЖ ұзындығы, км	Худ, Ом/ Км	Желі кедергісі, Ом
1	38	0,4	15,2
2	38	0,4	15,2
3	18	0,4	7,2
4	22	0,4	8,8
5	11	0,4	4,4
6	16	0,4	6,4
7	13	0,4	5,2
8	25	0,4	10
9	19	0,4	7,6
10	19	0,4	7,6
11	35	0,4	14
12	35	0,4	14
13	21	0,4	8,4
14	21	0,4	8,4
15	23	0,4	9,2
16	18	0,4	7,2
17	14	0,4	5,6
18	34	0,4	13,6
19	34	0,4	13,6
20	17	0,4	6,8
21	17	0,4	6,8
22	15	0,4	6
23	21	0,4	8,4
24	26	0,4	10,4
25	41	0,4	16,4
26	41	0,4	16,4
27	19	0,4	7,6
28	19	0,4	7,6
29	12	0,4	4,8
30	23	0,4	9,2
31	20	0,4	8

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Есептеу нәтижелері 1.4 және 1.5 кестелерінде көрсетілген

Кесте 1.4 – Максимал және минимал режимдегі үш орамды трансформатордың кедергісі

№ ҚС	Типі	$X_{вмакс}$	$X_{смакс}$	$X_{нмакс}$	$X_{вмин}$	$X_{смин}$	$X_{нмин}$
13	ТДТН-25/110/35/10	103,47	0	79,19	20,27	0	7,41
7	ТДТН- 63/110/35/10	40,3	0	36,06	28,59	0	7,41
9	ТДТН- 40/110/35/10	63,77	0	56,33	33,16	0	7,52

Кесте 1.5 - Екі орамды трансформаторларлар кедергілері

№П С	Типі	$X_{тмакс}$, Ом	$X_{тмин}$, Ом
---------	------	------------------	-----------------

11	ТДН–16000/110/10	96,79	81
12,8	ТРДН-25000/110/10/10	112,36	94,54
10	ТРДЦН-63000/110/10/10	45,27	41,24

Жүйе кедергілері X_c , Ом келесідей анықталады:

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

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

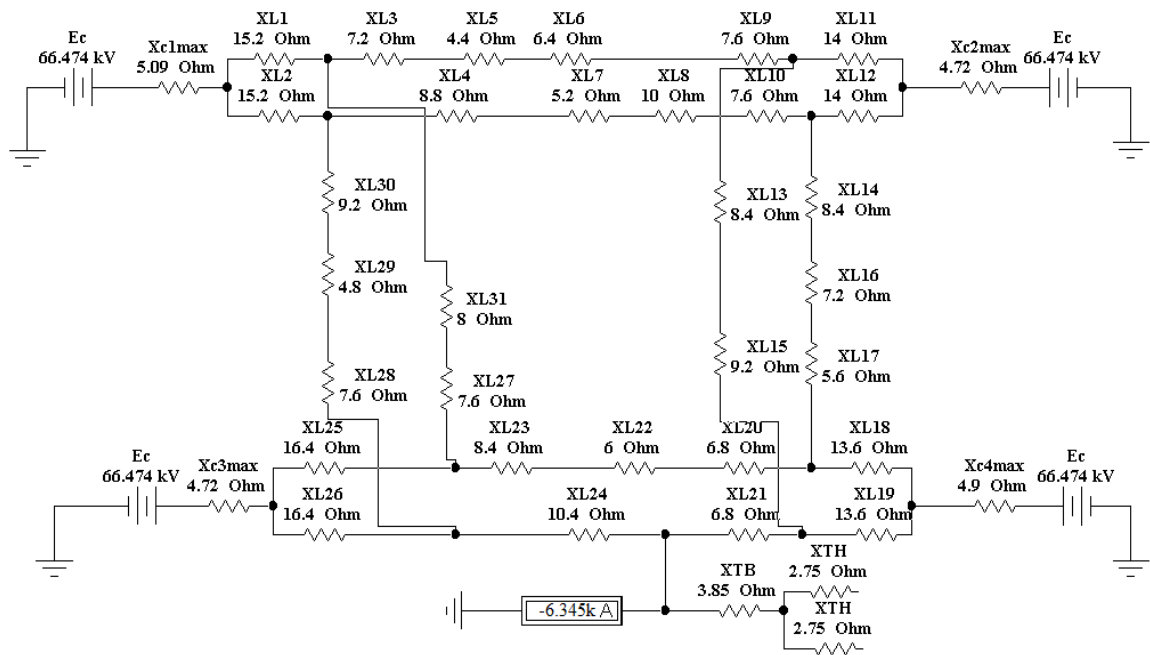
$$E_{гж} = \frac{E_{*(ном)}^{//} U_{\delta}}{\sqrt{3}}. \quad (1.10)$$

К е с т е 1.6 – Максимал және минимал режимдегі жүйе кедергілері мен фазалық кернеуліктері

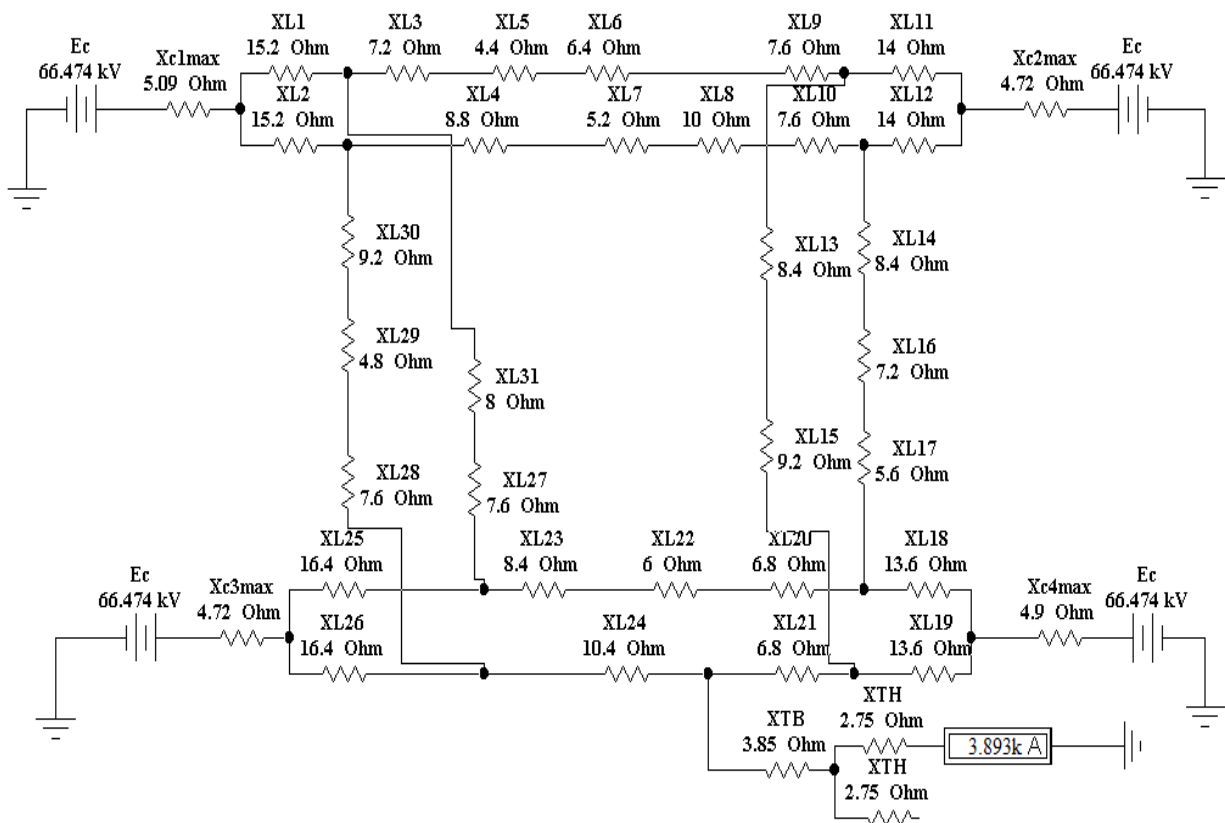
Жүйе №	$U_{орт} = U_{\delta}$, кВ	$S_{кт\max}$, МВА	$S_{кт\min}$, МВА	$E_{ж}$, кВ	$X_{ж\max}$, Ом	$X_{ж\min}$, Ом
1	115	2600	2460	66,474	5,09	5,37
2	115	2800	2600	66,474	4,72	5,09
3	115	2800	2600	66,474	4,72	5,09
4	115	2700	2500	66,474	4,9	5,29

1.3 Қысқа тұйықталу тоқтары

ҚТ тоқтарын есептеу үшін "ELECTRONICS WORKBENCH" бағдарламасын қолданамыз. Бұл бағдарламада бас электрлік сұлбаның орынбасу сұлбасын құрастырамыз және оның көмегімен тоқтарды анықтаймыз. Электр сұлбаның орташа режиміндегі 110кВ-тағы және 35кВ-тағы, 10кВ-тағы ҚТ тоқтары 1.2 және 1.3 суреттерде көрсетілген.



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



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

1.4 Жабдықтар мен коммутациялық аппараттарды таңдау

1.4.1 Ажыратқыштарды таңдау шарттары:

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

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

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

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

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

$I_{\text{ном}}$ – ажыратқыштың номинал тоғы;

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

k_n – ажыратқыштың мүмкін болатын жүктеменің нормаланған коэффициенті;

$I_{\text{прод.расч}}$ – ағымдық режимдегі есептелетін ток.

Осыдан кейін ажыратқыштың өшіру қабілеті мына шарт бойынша тексеріледі.

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

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

мұндағы $I_{\text{вкл}}$ – ажыратқыштың номинал қосылу тоғының периодты құраушысының бастапқы әсерлік мәні (номинал қосылу тоғын ҚТ ең үлкен мәнінде ажыратқыштың сенімді өшіру қабілеті);

$i_{\text{вкл}}$ – номинал қосылу тоғының ең шыңы.

Содан соң өшірілудің симметриялық тоғы тексеріледі:

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{П.т}},$$

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

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

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

$$i_{a.ном} \geq i_{a.т};$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Ажыратқыштың электродинамикалық тұрақтылығы ҚТ-ң шектік өтпе тоғымен тексеріледі:

$$I_{пр.скв} \geq I_{п.0};$$

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд},$$

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

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

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k,$$

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

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

B_k – есептеу бойынша ҚТ тогының жылулық импульсі.

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

Трансформатордың ЖК (110 кВ) жағындағы ажыратқыштарды таңдау есебі
Трансформатордың ЖК жағындағы ток I_p , А келесідей анықталады:

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

$$I_p = \frac{2 \cdot 63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 662,1 \text{ А}.$$

Шыққан мәнге қарап екі фирманың ажыратқыштарын таңдауға болады. Олар: “ABB” 121 PM. “Siemens” 3AP1 DT

Осылардың ішінен “ABB” маркасының 121 PM типті элегазды ажыратқыштарын таңдаймын. Өйткені бұл ажыратқыш менің ҚС-ма ол өте тиімді, басқаларына қарағанда өте жоғары эксплуатациялық сипаттамаларға ие. Басқа ажыратқыштарға қарағанда температурасы -40°C -қа дейінгі қоршаған ортада жұмыс істеу қабілеті жақсы және салмағы жеңіл, экономикалық тұрғыдан қол жетімді болып келеді. Өшіру уақыты тез және конструкциясы қолайлы, қарапайым. Орнату жағына келетін болсақ ол темір бетонға орнатылады (кесте 1.8, Ә8,2б.).

Кесте 1.7 – “ABB” маркасының ажыратқышының параметрлері

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

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

ҚТ соққы тоғы $i_{yд}$, кА келесідей анықталады:

$$i_{yд} = \sqrt{2} \cdot k_{yд} \cdot I_{K3}, \quad (1.14)$$

мұндағы $k_{yд}=1,8$ – соқтық коэффициенті; $I_{K3}= 6,345$ кА – ЖК жағындағы үшфазалы ҚТ тоғы.

$$i_{yд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 6,345 = 16,151 \text{ кА};$$

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

$$i_{a\tau.вн} = \sqrt{2} \cdot 6,345 \cdot e^{\frac{-0,067}{0,06}} = 2,93 \text{ кА}.$$

Сөндірудің толық тоғы:

$$I_{п.т.вн} = I_{п.0.вн}; \quad (1.16)$$

$$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА} > I_{п.т.вн} = 6,345 \text{ кА};$$

$$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau};$$

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл.ном}}{100}; \quad (1.17)$$

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

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

$$T_a = 0,06 \text{ с}; \quad t_{откл} = 0,157 \text{ с}; \quad I_{КЗ} = 6,345 \text{ кА}; \quad I_{тер} = 40 \text{ кА};$$

$$B_k = I_{КЗ}^2 [t_{откл} + T_a]; \quad (1.18)$$

$$B_k = 6,345^2 \cdot [0,157 + 0,06] = 8,73 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k;$$

$$40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 8,73 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Кесте 1.8 – “ABB” маркасының 121PM типті элегазды ажыратқыштың параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}$, кВ	121	$U_{уст.ном}$, кВ	110
$I_{ном}$, А	2000	$I_{раб.макс}$, А	662,1
$i_{дин}$, кА	100	$i_{уд}$, кА	16,151
$i_{а,ном}$, кА	11,28	$i_{а,т}$, кА	2,93
$I_{отк}$, кА	40	$I_{КЗ}$, кА	6,345
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$, кА ² · с	4800	B , кА ² · с	8,73

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

110 кВ шинадағы секциондық ажыратқышты таңдау:

Желімен ағатын ток:

$$I_p = \frac{S_{жс}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (1.19)$$

$$I_p = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 331,05 \text{ А}.$$

Аппаттық режимдегі ток:

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

$$I_a = 2 \cdot 331,05 = 662,1 \text{ А}.$$

Шыққан мәнге қарап екі фирманың ажыратқыштарын тандауға болады. Олар: “ABB” 121 PM. “Siemens” 3AP1 DT

Осылардың ішінен “ABB” маркасының 121 PM типті элегазды ажыратқыштарын таңдаймын. Өйткені бұл ажыратқыш менің ҚС-ма ол өте

тиімді, басқаларына қарағанда өте жоғары эксплуатациялық сипаттамаларға ие. Басқа ажыратқыштарға қарағанда температурасы - 40⁰ С- қа дейінгі қоршаған ортада жұмыс істеу қабілеті жақсы және салмағы жеңіл , экономикалық тұрғыдан қол жетімді болып келеді. (1.10 кесте, Ә8,2б.).

Кесте 1.9 – “АВВ” маркасының 121PM типті секциондық ажыратқыштың параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
U _{ном} , кВ	121	U _{уст.ном} , кВ	110
I _{ном} , А	2000	I _{раб.макс} , А	662,1
i _{дин} , кА	100	i _{уд} , кА	16,151
i _{а,ном} ,кА	11,28	i _{а,τ} , кА	2,93
I _{отк} , кА	40	I _{кз} , кА	6,345
I _{тер} ² ·t _{тер} , кА ² ·с	4800	В, кА ² ·с	8,73

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.
 110 кВ шинадағы желіге ажыратқышты таңдау.
 Желімен ағатын ток:

$$I_p = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 331,05 \text{ А.}$$

Апаттық режимдегі ток:

$$I_a = 2 \cdot 331,05 = 662,1 \text{ А.}$$

Шыққан мәнге қарап екі фирманың ажыратқыштарын тандауға болады.
 Олар: “АВВ” 121 PM. “Siemens” 3AP1 DT

Осылардың ішінен “АВВ” маркасының 121 PM типті элегазды ажыратқыштарын таңдаймын.

Кесте 1.10 – “АВВ” маркасының 121PM типті ажыратқышты таңдаймыз

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
U _{ном} , кВ	121	U _{уст.ном} , кВ	110
I _{ном} , А	2000	I _{раб.макс} , А	662,1
i _{дин} , кА	100	i _{уд} , кА	16,151
i _{а,ном} ,кА	11,28	i _{а,τ} , кА	2,93
I _{отк} , кА	40	I _{кз} , кА	6,345
I _{тер} ² ·t _{тер} , кА ² ·с	4800	В, кА ² ·с	8,73

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.
 110 кВ шинадағы айналып өту ажыратқышын таңдау:
 Желімен ағатын ток:

$$I_p = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 331,05 A.$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = 2 \cdot 331,05 = 662,1 A.$$

Шыққан мәнге қарап екі фирманың ажыратқыштарын тандауға болады. Олар: “ABB” 121 PM. “Siemens” 3AP1 DT

Осылардың ішінен “ABB” маркасының 121 PM типті элегазды ажыратқыштарын таңдаймын.

Өйткені бұл ажыратқыш менің ҚС-ма ол өте тиімді, басқаларына қарағанда өте жоғары эксплуатациялық сипаттамаларға ие.

Кесте 1.11 – “ABB” маркасының 121PM типті айналып өту ажыратқыштың параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}, кВ$	121	$U_{уст.ном}, кВ$	110
$I_{ном}, А$	2000	$I_{раб.макс}, А$	662,1
$i_{дин}, кА$	100	$i_{уд}, кА$	16,151
$i_{а,ном}, кА$	11,28	$i_{а,т}, кА$	2,93
$I_{отк}, кА$	40	$I_{кз}, кА$	6,345
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, кА^2 \cdot с$	4800	$B, кА^2 \cdot с$	8,73

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

$$I_p = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3641,61 A.$$

Шыққан мәнге қарап мына ажыратқыштардың ішінен таңдаймын: “ABB” 12VM1, “ABB” 12VD4, “Siemens” 3AH5 135-2.

Маған ең қолайлысы “ABB” фирмасының 12VD4 типті вакуумды ажыратқыштары. Өйткені, бұл ажыратқыштар өте жиі кездесетін коммутацияларға төзімді. Приводы жағынан ерекшеленеді. Климаттық жағдайға төзімді болып келеді (1.13 кесте, Ә8, 2б.).

Кесте 1.12 – “ABB” фирмасының ажыратқышының параметрлері

Атауы	12VD4
-------	-------

Номинал кернеу, кВ	10
Номинал ток, А	4000
Қ.т. кезіндегі номинал ажырату тогы, кА	64
Номинал қосу тогы, кА	170
Термиялық тұрақтылық тогы, кА	63
Қ.т. номинал ұзақтығы, с	3
Өшіру уақыты, с	0,07
Апериодты құр. нормаланған бөлігі, %	30

ҚТ-ң соқтық тоғы:

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

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

$I_{K3} = 3,893$ кА – ТК жағындағы үшфазалы ҚТ тоғы.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,893 = 9,909 \text{ А}.$$

$\tau = 0,01 + t_{C.E.откл} = 0,08$ с, $t_{откл} = \tau$, τ кезіндегі ҚТ тоғының апериодты құраушысы: $I_{K3} = 3,893$ кА; $T_a = 0,06$ с;

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

$$i_{a\tau.нн} = \sqrt{2} \cdot 3,893 \cdot e^{\frac{-0,08}{0,06}} = 1,44 \text{ кА}.$$

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

$$I_{п.т.вв} = I_{п.0.вв};$$

$$I_{откл.ном} = 63 \text{ кА} > I_{п.т.вв} = 3,893 \text{ кА};$$

$$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau};$$

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

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

$t_{откл}=0,17с$ $t_{тер}=3 с$ болғандықтан, жылулық тұрақтылыққа тексеру мына шартпен орындалады: $T_a = 0,06 с$; $t_{откл} = 0,17 с$; $I_{КЗ}=3,893кА$; $I_{тер}:=64 кА$;

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

$$B_k = 3,893^2 \cdot [0,17 + 0,06] = 3,48кА^2 \cdot с;$$

$$64^2 \cdot 4 = 16380кА^2 \cdot с > B_k = 3,48кА^2 \cdot с.$$

Шыққан мәнге қарап мына ажыратқыштардың ішінен таңдаймын: “ABB” 12VM1, “ABB” 12VD4, “Siemens” 3AH5 135-2.

Маған ең қолайлысы “ABB” фирмасының 12VD4 типті вакуумды ажыратқыштары. Өйткені, бұл ажыратқыштар өте жиі кездесетін коммутацияларға төзімді.

Кесте 1.13 – “ABB” фирмасының 12VD4 типті вакуумды ажыратқыш параметрлері.

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{НОМ}, кВ$	10	$U_{уст.НОМ}, кВ$	10
$I_{НОМ}, А$	4000	$I_{раб.мах}, А$	3641,61
$i_{дин}, кА$	64	$i_{уд}, кА$	9,909
$I_{НОМ.отк}, кА$	63	$I_{КЗ}, кА$	3,893
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, кА^2$	16380	$B, кА^2 \cdot с$	3,48
$i_{а,НОМ}, кА$	26,72	$i_{а,t}, кА$	1,44

10 кВ шинадағы секциялық ажыратқышты таңдау.

Желімен ағатын ток:

$$I_p = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3641,61 А.$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = 3641,61 А.$$

Шыққан мәнге қарап мына ажыратқыштардың ішінен таңдаймын: “ABB” 12VM1, “ABB” 12VD4, “Siemens” 3AH5 135-2.

Маған ең қолайлысы “ABB” фирмасының 12VD4 типті вакуумды ажыратқыштары. Өйткені, бұл ажыратқыштар өте жиі кездесетін коммутацияларға төзімді.

Кесте 1.14–“ABB” фирмасының 12VD4 типті вакуумды ажыратқыштың параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$, кВ	10	$U_{\text{уст.ном}}$, кВ	10
$I_{\text{ном}}$, А	4000	$I_{\text{раб.мах}}$, А	3641,61
$i_{\text{дин}}$, кА	64	$i_{\text{уд}}$, кА	9,909
$I_{\text{ном.отк}}$, кА	63	$I_{\text{кз}}$, кА	3,893
$I_{\text{тер}}^2 * t_{\text{тер}}$, кА ²	16380	B , кА ² *с	3,48
$i_{\text{а,ном}}$, кА	26,72	$i_{\text{а,т}}$, кА	1,44

10 кВ шинадағы желіге ажыратқышты таңдау:

№10 қосалқы станцияның 10 кВ жағына 6 желі, ал 10 кВ жағына 24 фидер жалғанған. Сол себепті желі қуаты келесідей анықталады:

$$S_{\text{ж}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{(24 + 6)/2} = \frac{63}{15} = 4,2 \text{ МВА}. \quad (1.21)$$

Желімен ағатын ток:

$$I_p = \frac{4,2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 242,77 \text{ А} .$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = 242,77 \text{ А}.$$

Шыққан мәнге қарап мына ажыратқыштардың ішінен таңдаймын: “ABB” 12VM1, “ABB” 12VD4, “Siemens” 3AH5 135-2.

Маған ең қолайлысы “ABB” фирмасының 12VD4 типті вакуумды ажыратқыштары. . Приводы жағынан ерекшеленеді. Климаттық жағдайға төзімді болып келеді. (1.16 кесте, Ә8, 2б.).

Кесте 1.15– “ABB” фирмасының 12VD4 типті вакуумды ажыратқыштың параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$, кВ	10	$U_{\text{уст.ном}}$, кВ	10

$I_{\text{ном}}, \text{A}$	4000	I_{a}, A	242,77
$i_{\text{дин}}, \text{kA}$	64	$i_{\text{уд}}, \text{kA}$	9,909
$I_{\text{ном.отк}}, \text{kA}$	63	$I_{\text{кз}}, \text{kA}$	3,893
$I_{\text{тер}}^2 * t_{\text{тер}}, \text{kA}^2$	16380	$B, \text{kA}^2 * \text{c}$	3,48
$i_{\text{a,ном}}, \text{kA}$	26,72	$i_{\text{a,t}}, \text{kA}$	1,44

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.
10 кВ шинадағы айналып өту ажыратқышын таңдау:
Желімен ағатын ток:

$$I_p = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3641,61 \text{ A} .$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = 3641,61 \text{ A} .$$

Шыққан мәнге қарап мына ажыратқыштардың ішінен таңдаймын:
“ABB” 12VM1, “ABB” 12VD4, “Siemens” 3AH5 135-2.

Маған ең қолайлысы “ABB” фирмасының 12VD4 типті вакуумды ажыратқыштары. . Приводы жағынан ерекшеленеді. Климаттық жағдайға төзімді болып келеді Өшіру уақыты тез және конструкциясы қолайлы, қарапайым. Орнату жағына келетін болсақ ол темір бетонға орнатылады (кесте 1.8, Ә8,2б.).

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

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}, \text{kB}$	10	$U_{\text{уст.ном}}, \text{kB}$	10
$I_{\text{ном}}, \text{A}$	4000	I_{a}, A	3641,61
$i_{\text{дин}}, \text{kA}$	64	$i_{\text{уд}}, \text{kA}$	9,909
$I_{\text{ном.отк}}, \text{kA}$	63	$I_{\text{кз}}, \text{kA}$	3,893
$I_{\text{тер}}^2 * t_{\text{тер}}, \text{kA}^2$	16380	$B, \text{kA}^2 * \text{c}$	3,48
$i_{\text{a,ном}}, \text{kA}$	26,72	$i_{\text{a,t}}, \text{kA}$	1,44

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.
1.4.2 Жогарғы кернеуге айырғышты таңдау
Айырғыштар мына шарттар бойынша таңдалады:

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

$$I_{ном} \geq I_{норм.расч};$$

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

$$i_{дин} \geq i_{уд};$$

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

Әрбір кернеу сатысына сәйкес айырғыштарды таңдаймыз:

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

— 10 кВ төменгі кернеуге РОН-10/5000У2 типті.

Кесте 1.17 – 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	$i_{уд}, \text{кА}$	17,079
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	992,25	$B, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	10,954

Кесте 1.18 – 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	$i_{уд}, \text{кА}$	3,711
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{кА}^2$	5041	$B, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	0,488

Айырғыштар барлық шарттарды қанағаттандырады

1.4.3 Асқын кернеуді шектеушілерді таңдау

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

Номиналдық кернеу бойынша:

Жоғарғы жағында HS-PEXLIM-110,

Төменгі жағында HS-PEXLIM -10.

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. Ал тек щитты өлшегіш құрал қосылатын болса, онда дәлдік классы 1 болса жеткілікті.

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

$$I_{2ном} = 5A.$$

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

ТТ есептемелік жүктемесі $Z_{2расч}$ түйіспелер мен сымдардағы қуат шығынынан, өлшеуіш құралдардың жүктемелерінен құралады трансформатордың екіншілік тізбегіне тізбектей қосылған құрал орамдарының қосынды кедергісі $Z_{\sum приб}$, фаза бойынша таралу және қосылу сұлбасына сәйкес есептейді. Өлшеуіш құралдардың үшсызықты қосылу сұлбасын құрастыру кезінде құралдың жалғану сұлбасын есепке алу қажет.

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

110 кВ Қ/Ст-ның екіншілік тізбегінде мыс кабель қолданылады ($p=0,028$ Ом-мм²/м). Сымның қимасын өлшеу дәлдік талаптарына сәйкес таңдайды.

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

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

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

$Z_{пров} \approx r_{пров}$ теңсіздігін тексерсек, онда сымның рұқсат етілген қимасы төмендегі өрнектен кем болмау керек, мм²,

$$S = \frac{\rho \cdot L_{расч}}{r_{пров}}.$$

мұндағы ρ – сымның материалының меншікті кедергісі;

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

110 кВ жағында ТТ-н таңдау:

Мен мұнда ЦЭ6803В санағышты таңдадым. Өйткені санағыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

Кесте 1.19 – Есептегіш құралдар

Құрал	Құрал түрі	Ток өлшегіш құралдардағы жүктеме, В*А, фаза бойынша		
		А	В	С
Амперметр көрсеткіші	Э-665.1	0,5	0,5	0,5
Санағыш Меркурий	ЦЭ6803В	0,1	0,1	0,1
Барлығы		0,6	0,6	0,6

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

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

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

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

Мысты өзекшесі бар біріктіретін сымның ұзындығын $L_{mp} = 80$ метр деп қабылдап, екі фазаға ТТ орналасуын ескеріп, олардың қимасын анықтаймыз:

$$S = \frac{\rho \cdot L_{расч}}{R_{пров}}; \quad (1.22)$$

$$S = \frac{0,028 \cdot 80}{1,126} = 1,98 \text{ мм}^2.$$

2,5 мм² қимасымен КРВГ маркалы бақылау кабелін таңдаймыз (1.21 кесте, Ә10, 305 б).

Кесте 1.20 – PVA 123 АВВ параметрлері

ТТ параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{НОМ}, \text{кВ}$	110	$U_{уст.НОМ}, \text{кВ}$	110
$I_{НОМ}, \text{А}$	400	$I_{раб.мах}, \text{А}$	662,1
$I_{СКВ}, \text{кА}$	62	$i_{уд}, \text{кА}$	17,079
$I_{тер}^2 \cdot I_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	432	$B_{к}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	10,954

10 кВ жағында ТТ-н таңдау:

Мен мұнда ЦЭ6803В санағышты таңдадым. Өйткені санағыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

Кесте 1.21 – Ток өлшегіш құралдардағы жүктеме

Құрал	Құрал түрі	Ток өлшегіш құралдардағы жүктеме, В*А, фаза бойынша		
		А	В	С
Амперметр көрсеткіші	Э-665	0,5	0,5	0,5
Санағыш Меркурий	ЦЭ6803В	0,1	0,1	0,1
Барлығы		0,6	0,6	0,6

ТТ- көбірек жүктелген фазасы – А. Осы фазаға қосылған құралдың жалпы кедергісі: $S_{приб} = 0,6ВА; I_2 = 5А;$

$$S_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}; \quad (1.23)$$

$$R_{приб} = 0,024 \text{ Ом}.$$

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

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

$$R_{пров} = 0,726 \text{ Ом} .$$

Мыс өзекшесі бар біріктірілетін сымның ұзындығын $L_{Тр}=6$ метр деп қабылдап, екі фазаға ТТ орналасуын ескеріп, олардың қимасын анықтаймыз (ТТ мен құралдың жалғануы- жұлдызша):

$$S = \frac{\rho \cdot L_{расч.}}{R_{пров}} = 0,231 \text{ мм}^2 .$$

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

Кесте 1.22 – ВВ103 АВВ параметрлері:

ТТ параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}, \text{ кВ}$	10	$U_{уст.ном}, \text{ кВ}$	10
$I_{ном}, \text{ А}$	5000	$I_{раб.мах}, \text{ А}$	3641,61
$I_{скв}, \text{ кА}$	100	$i_{уд}, \text{ кА}$	3,711
$I_{тер}^2 \cdot I_{тер}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	3675	$B_{к}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	0,488

1.4.5 Кернеулік трансформаторларды (КТ) таңдау

Келесі шарттар бойынша таңдалады:

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

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

Кесте 1.23 – Есептегіш құралдар

Құрал	Құрал түрі	$P_{общ.} \text{ Вт}$	$Q_{с.} \text{ вар}$
2V	Ц-301/1	3	-

Счетчик Меркурий	231 АТ	6*0,5	6*7,48
Барлығы		6	44,88

Есептік екіншілік жүктеме:

$$S_{2p} = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad (1.24)$$

$$S_{2p} = \sqrt{6^2 + 44.88^2} = 45,28 \text{ ВА}.$$

110 кВ шинада КТ таңдау:

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

КТ-на қосылатын құралдар.

- вольтметр тіркеуші
- есептік счетчик

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

10 кВ шинада КТ:

Санағыш ретінде «Меркурий» фирмасының 231 АТ санағышын таңдадым. Себебі оның сипаттамасы мен қарастырған санағыштарға қарағанда тиімді. Трансформатор ортаңғы жағына жалғанған желілер саны 2, сонын әрқайсысына счетчик орнатамын. Сонда ортаңғы жағына толық 5 счетчик орнатамын

Кесте 1.24 - Есептегіш құралдар

Құрал	Құрал түрі	P _{общ.} Вт	Q _{γ.} вар
Вольтметр	Ц-301/1	3	-
Счетчик Меркурий	231 АТ	13*0,5	13*7,48
Барлығы		9,5	97,24

Есептік екіншілік жүктеме:

$$S_{2p} = \sqrt{9,5^2 + 97,24^2} = 97,71 \text{ ВА}.$$

10 кВ шинада НАМИ –10–95–УХЛ 1 типті КТ таңдаймыз

2 Қосалқы станциядағы трансформатордың қорғанысы

2.1 Негізгі жағдайы

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

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

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

ПУЭ-ға сәйкес жоғарғы кернеуі 110 кВ трансформатордың релелік қорғанысы келесідей бүлінулер мен қалыпты емес жұмыс істеуінен қарастырылуы тиіс:

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

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

Негізгі қорғаныс ретінде:

трансформатордың дифференциалдық қорғанысы –трансформатордың орамы мен шықпаларындағы барлық түрдегі ҚТ қорғау;

газдық қорғаныс –трансформатордың бағының ішіндегі ҚТ қорғау, яғни газдың бөліну нәтижесінде;

Қосымша қорғаныс ретінде:

трансформатордың жоғарғы және төменгі кернеу орамдарын жүктемеден қорғайтын бірфазды максималды тоқ қорғанысы;

жоғарғы және орта кернеудегі жерге ҚТ қорғайтын екі сатылы нөл ретті тоқтық қорғаныс;

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

2.2 RET670 дифференциалды қорғаныстардың функциялау принциптары және негізгі сипаттамалары

RET670 сандық дифференциалды қорғанысы кернеудің барлық деңгейлерінің трансформаторларындағы қысқа тұйықталулардан қорғайтын жылдам және селективті қорғаныс болып табылады. Терминалды

трансформатордың қорғанысы ретінде қолдану кезінде құрылғы, әдетте күштік трансформатордың жоғарғы және төменгі кернеуі жағында орналасқан тоқ трансформаторларының шығыстарына қосылады. Фазалар ығысуы және трансформаторлар орамаларының қосылуынан пайда болатын тоқтардың өзара қосылуы (сцепление) құрылғыда есептік алгоритмдер көмегімен өңделеді.

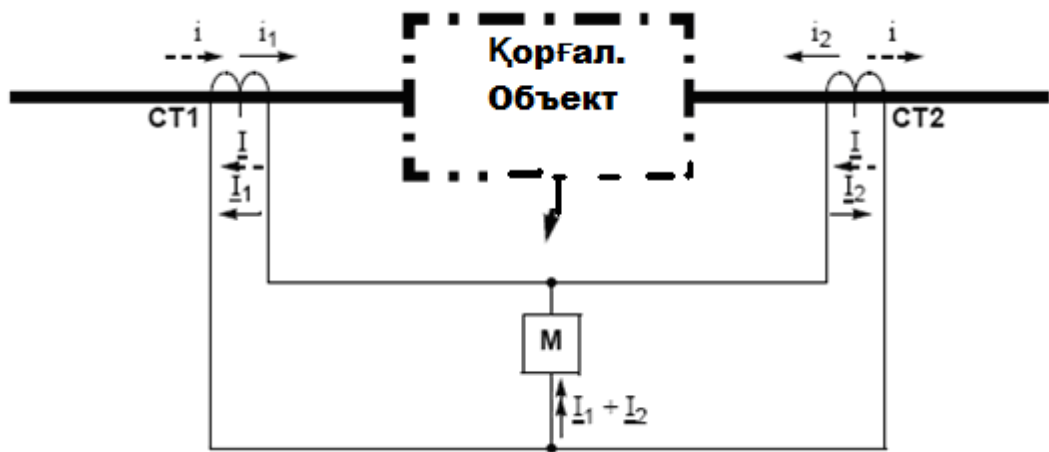
Бейтараптың жермен тұйықталу шарттары қолданушының талабы бойынша бейімделеді, олар есептеулер алгоритмінде автоматты түрде есепке алынады. Бейтарабы жерге тұйықталған трансформаторды қорғаған кезде бейтарап пен жер арасында ағатын тоқ өзгертіліп, жерге тұйықталудан қорғайтын жоғары жиілікті қорғаныста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

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

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

Дифференциалды қорғаныстың негізгі жағдайлары

Өлшенеті мәндердің қалыптасуы дифференциалды қорғанысты қолданудан тәуелді. Бұл бөлімде қорғалынатын объектінің типінен тәуелсіз дифференциалды қорғаныстың жалпы жұмыс әдісі сипатталады. Суреттер бір желілі сұлбалар үшін келтірілген. Дифференциалды қорғаныс тоқтарды салыстыруға негізделген. Яғни қалыпты жұмыс кезінде қорғалынатын объектінің екі жартылары бойынша бірдей тоқ ағады (2.1-сурет, үзікті сызық). Бұл тоқ қарастырылатын аумақтың бір жағына ағып кіреді және басқа жағынан ағып шығады. Тоқтардың айырымы берілген аумақта зақымдалудың нақты индикаторы блып табылады. Егер трансформация коэффициенттері бірдей болса, онда қорғалынатын объектінің шеттері бойынша орналасқан ТТ-ың екіншілік орамдары СТ1 және СТ2 екіншілік тұйықталған тізбекке біріктірілуі мүмкін, бұл тізбекпен екіншілік тоқ ағады; электрлік баланс нүктесінде қосылған өлшеуіш элементі қалыпты жұмыс кезінде нөл көрсетеді.



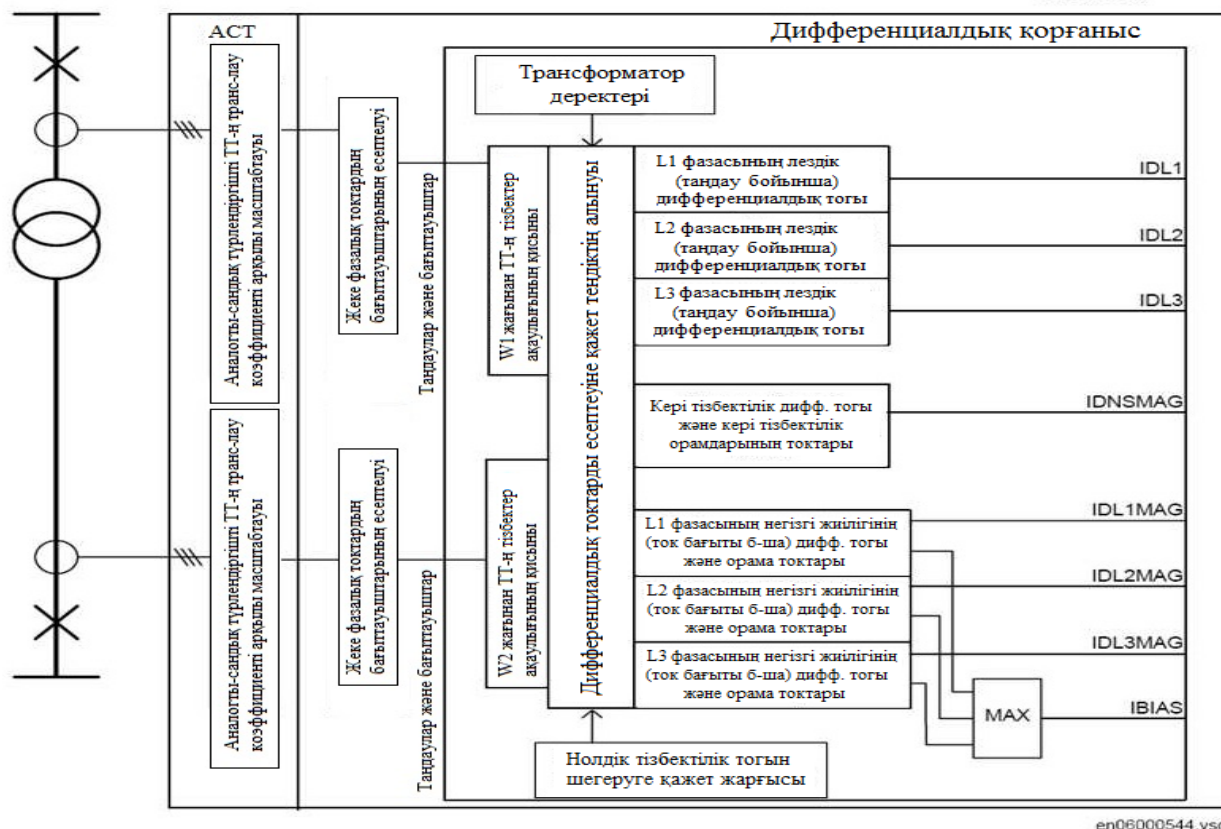
Сурет 2.1 – Екі жақты аймақ үшін дифференциалды қорғаныстың әрекетінің негізгі принципі

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

Қорғалынатын аумақта үлкен тоқтың ағуын қамтамасыз ететін сыртқы зақымдалу пайда болғандағы тежеу тоғы, қанығу кезіндегі СТ1 және СТ2 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.

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.



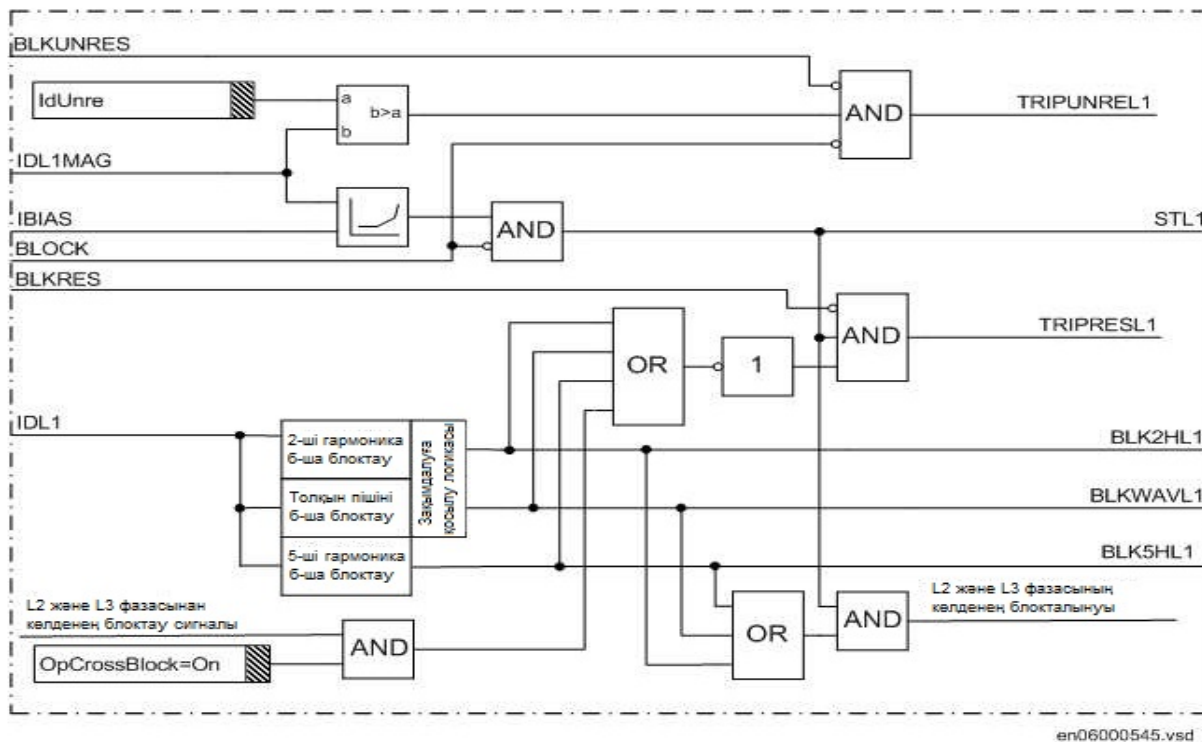
en06000544.vsd

Сурет 2.2 – Трансформатордың дифференциалды қорғанысының өлшенген тоқтарын өңдеу

Гармоникті тежеу

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

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



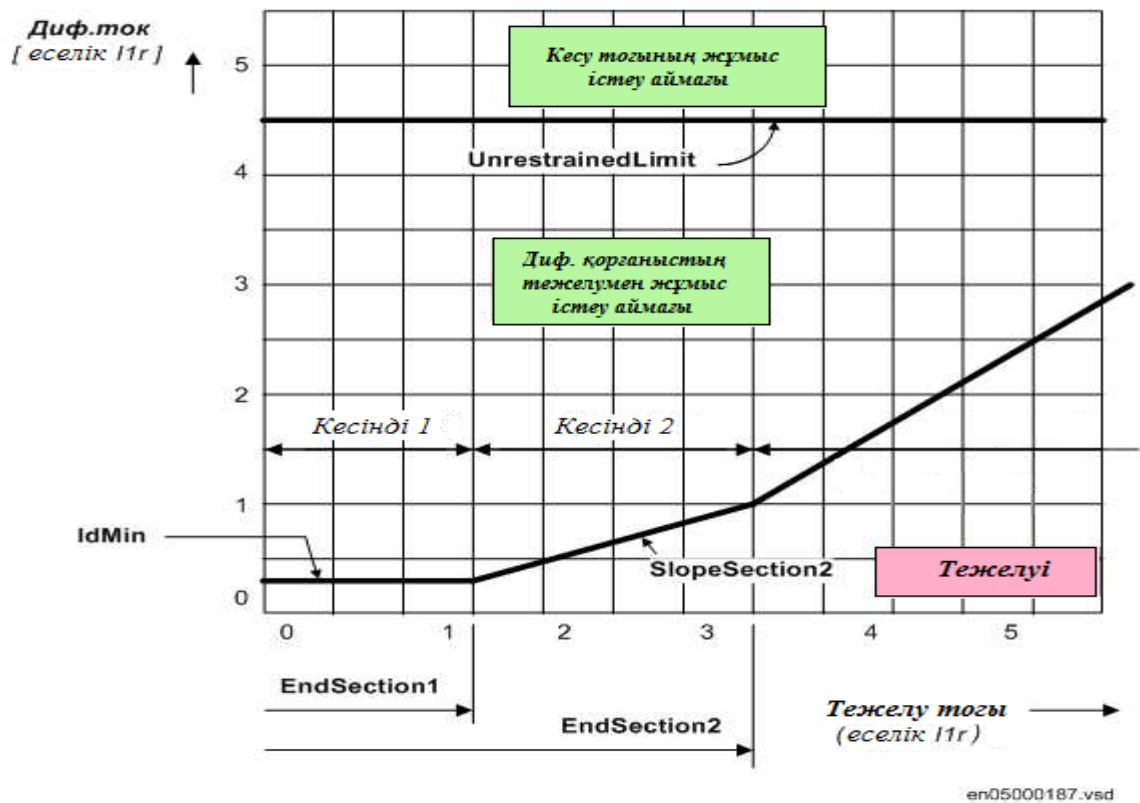
Сурет 2.3 – Трансформатордың L1 фазасының дифференциалды қорғанысының ықшамдалған логикалық сұлбасы

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

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

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

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



Сурет 2.4 – Тежелу сипаттамасы

Тежеуішті тоқ барлық үш фаза үшін де бірдей болып табылады.

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

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

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

Дифференциалды ток екі әдіспен есептеледі:

а) тез есептік мәндерінің (отсчетов) қосындысы ретінде;

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

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

2.3 Трансформатордың дифференциалдық қорғанысының есептелуі

Трансформатордың параметрлері ТДТН-63000/110/10/10.

$S=63000$ кВА; $U_{ном\ BH}=115$ кВ; $U_{ном\ HH}=10.5$ кВ; РПН: $\pm 8 \times 2\%$;

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

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

Құрылғының іске қосылу сипаттамасы үш бөліктен тұрады.

Бірінші бөліктің параметрлерін таңдау

$$I_{CP} \geq K_H \cdot I_{НОМ};$$

мұндағы $K_H=0,2$.

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

$$I_{НОМ} = 63 / (\sqrt{3} \cdot 110) = 331,05 \text{ A};$$

$$I_{CP} \geq 0,2 \cdot 331,05 = 66,21 \text{ A}.$$

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

Екінші бөліктің параметрлерін таңдау

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

$$I_{раб.макс.} = 2 \cdot 331,05 = 662,1.$$

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

$$I_{нб.расч1.} = 1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 662,1 + 0,16 \cdot 662,1 = 139,041 \text{ A}.$$

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

$$I_{торм.макс1} = 0,5 \cdot (662,1 + 662,1) = 662,1 \text{ A}.$$

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

$$m1 = \frac{1,5 \cdot 139,041 - 70}{662,1 - 0,5 \cdot 70} = 0,221.$$

Жуықтап алатын болсақ $m1=0,23$.

Үшінші бөліктің параметрлерін таңдау

$$I_{кз.макс} = 6345 \text{ A}.$$

$$I_{нб.расч.2} = K_A \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{к макс} + \Delta U \cdot I_{к макс}, \quad (2.6)$$

$$I_{нб.расч.2} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 6345 + 0,16 \cdot 6345 = 1649,7 \text{ A}.$$

$$I_{торм.макс2} = 0,5 \cdot (I_{к макс} + I_{к макс}), \quad (2.7)$$

$$I_{\text{торм.макс}2} = 0,5 \cdot (6345 + 6345) = 6345 \text{ А.}$$

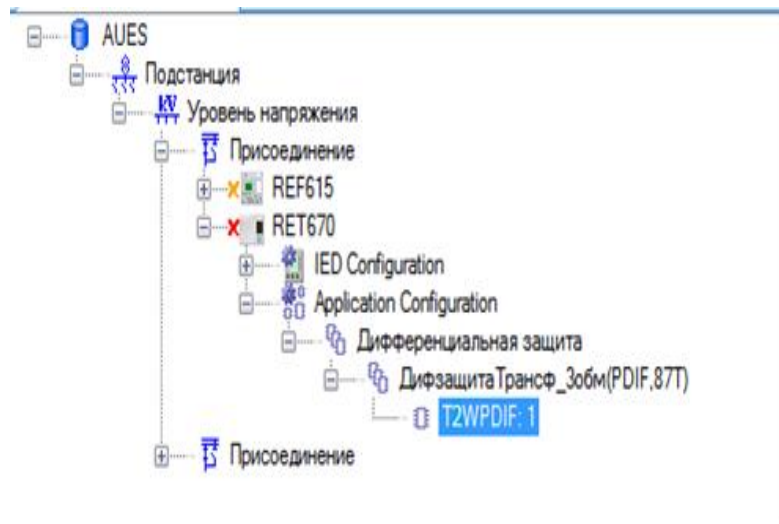
$$m2 = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}2} - I_{\text{ср.}} (1 - 0,5 \cdot m1) - I_{\text{торм.макс}1} \cdot m1}{I_{\text{торм.макс}2} - I_{\text{торм.макс}1}} \quad (2.8)$$

$$m2 = \frac{1,5 \cdot 1649,7 - 70 \cdot (1 - 0,5 \cdot 0,23) - 662,1 \cdot 0,23}{7495 - 662,1} = 0,396.$$

Жуықтап алатын болсақ $m2=0,4$.

2.4 АВВ фирмасы RET 670 типінің параметрленуі

Параметрлеу арнайы РСМ 600 бағдарламасы арқылы жүзеге асады. Бірінші мен компьютерлік бағдарламада жобаның құрылымын жасап алдым (сурет 2.5). “АВВ” фирмасының RET 670 T2WPDIF типті қорғанысының бағдарламасы негізінде алынған мәндерді Б қосымшасында көрсетілген



Сурет 2.5 – Жобаның құрамы

2.5 Трансформатордың резервті қорғанысы

2.5.1 REF 615 қорғанысы

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

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

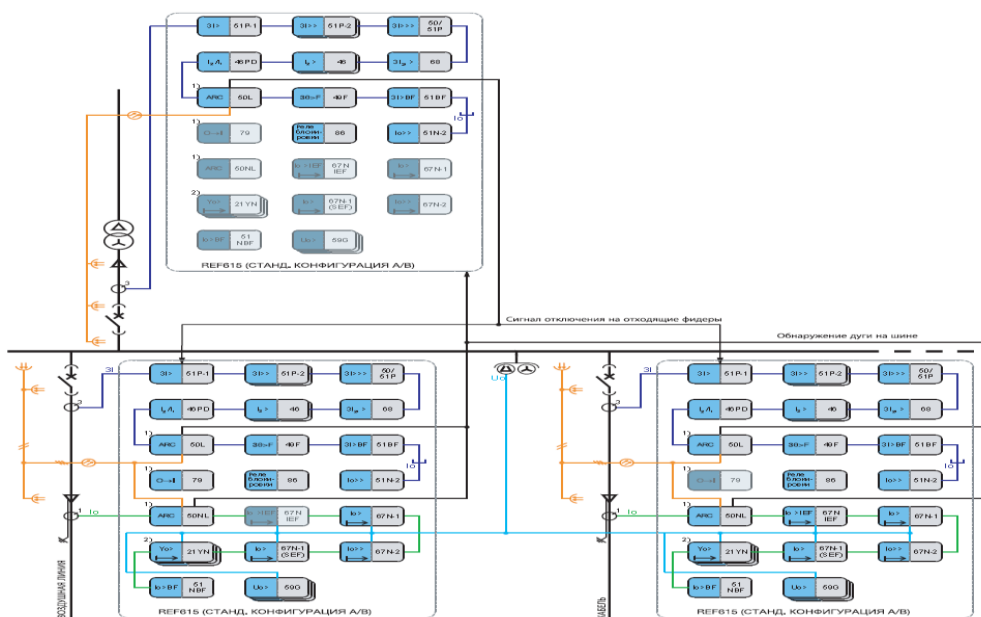
Стандартты конфигурацияда С мен D бағытталмаған жерге тұйықталу қорғанысын көрсетеді. Ол да А мен В сияқты қолданыстарға ие.

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

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

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

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



Сурет 2.6 – REF615 қолдану мысалы

Максимал тоқ қорғанысы (МТҚ)

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

$$I_{C3} = \frac{K_{отс} K_{C3}}{K_{ВОЗ}} I_{РАБ.МАКС} \quad (2.9)$$

мұндағы $I_{раб.макс}$ – трансформатордың максимал тоғы;
 $K_{C3} = 2,5$ – жалпылама жүктеменің өзіндік іске қосылу коэффициенті;
 $K_{отс} = 1,1$ - цифрлық терминалдар үшін;

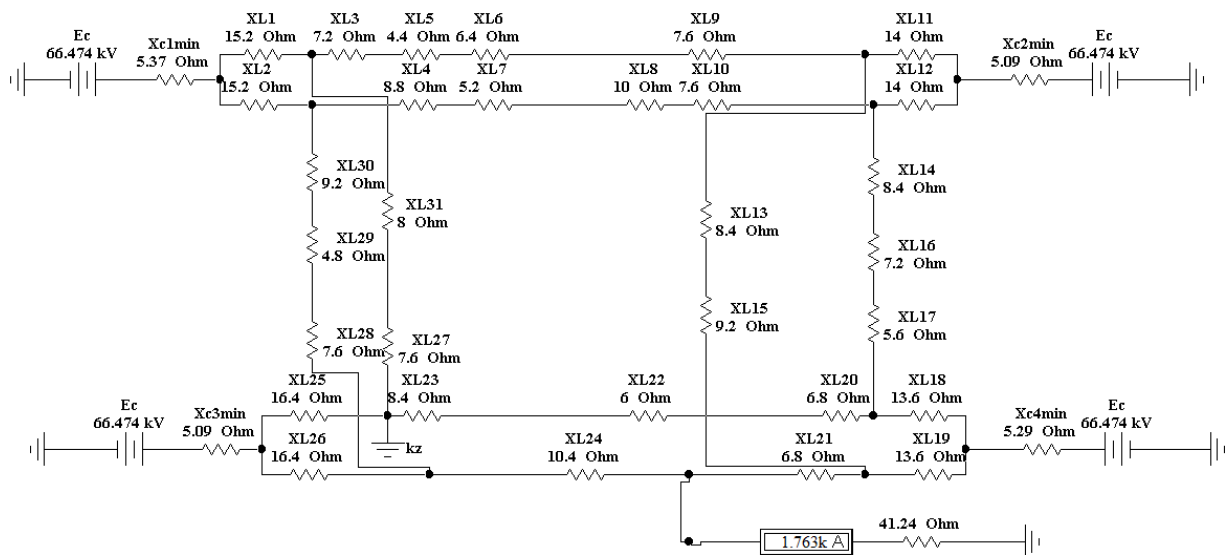
$K_{\text{ВОЗ}}=0,95$ -реленің қайту коэффициенті(цифрлық терминалдар үшін).

Трансформатордағы максимал жұмыс тоғын келесідей табамыз:

$$I_{\text{НОМ.ТР}} = \frac{S_{\text{НОМ.ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ТР}}} = \frac{63 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 331,05 \text{ А};$$

$$I_{\text{РАБ.МАКС}} = I_{\text{НОМ.ТР}} = 331,05 = 331,05 \text{ А};$$

$$I_{\text{СЗ}} = \frac{1,1 \cdot 2,5}{0,95} \cdot 331,05 = 958,302 \text{ А.}$$



Сурет 2.7 – Минимал режимдегі Т10 трансформаторындағы ҚТ тоғы

Реленің іске қосылу тоғы:

$$I_{\text{CP}} = \frac{I_{\text{СЗ}}}{K_T} K_{\text{СХ}} = \frac{958,302}{80} \cdot 1 = 11,98 \text{ А.} \quad (2.10)$$

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

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

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{к.мин}}}{I_{\text{сз}}} = \frac{0,87 \cdot 1763}{958,302} = 1,6 > 1,5$$

Сезімталдық шарты орындалады.

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

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

2.6 Асқын жүктемеден қорғау

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

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{воз}}} I_{\text{НОМ.ТР}} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 331,05 = 365,89 \text{ А.}$$

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

Реленің іске қосылу тоғы:

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{сз}}}{K_{\text{т}}} K_{\text{сх}} = \frac{365,89}{80} \cdot 1 = 4,57 \text{ А.}$$

мұндағы $K_{\text{т}}$ -тоқ трансформаторының трансформация коэффициенті
 110кВ кернеудегі трансформатордың трансформация коэффициенті $K_{\text{т}}=80$;
 $K_{\text{сх}}=1$ -сұлба коэффициенті.

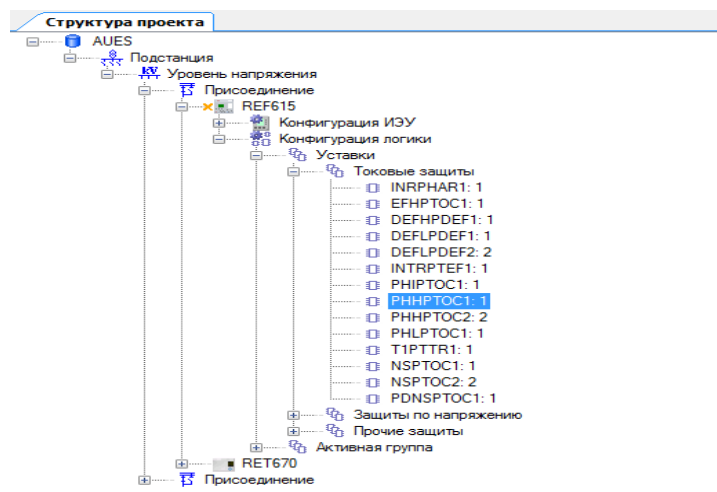
Әдетте асқын жүктемеден қорғаныстың уақыт ұстанымы басқа қорғаныстардан үлкен болады, ол сигналға әсер етеді.

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

ABB фирмасы REF 615 типінің параметрі

REF615 параметрленуі

Параметрлеу арнайы РСМ 600 программасы арқылы жүзеге асады (2.8 сурет). REF 615 қорғанысы бағдарламасы негізінде алынған мәндерді Б қосымшасында көрсетілген



Сурет 2.8 –Жобаның құрамы

2.7 Трансформаторлардың газдық қорғанысы

Газдық қорғаныстың жұмыс істеу принципі және оның тағайындалуы

Біздің елдің энергетикасы жоғары қарқынмен өсіп келеді. Техникалық прогресті анықтаушы ретінде ол болашақта алдыңғы қатарда дамытындығы қаралуда. Өз алдына электр желілері арқылы байланысқан көптеген электр стансалары мен қосалқы стансалардан құралған энергетикалық жүйелері дамып, оның параллельді жұмысына бірігеді; таяу уақытта еліміздің оқшауланған энергетикалық жүйелері жұмыс істемейтін болады.

Энергожүйенің негізгі элементтеріне күштік трансформаторлар мен автотрансформаторлар жатады, сондықтан да олардың сенімді жұмыс істеуі өте маңызды.

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

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

Қазіргі уақытта энергожүйелерде 10 мыңнан астам түрлері пайдаланылуда. РГЧЗ-66 газдық релесі және олардың саны тез қарқынмен өсуде. Газдық қорғаныс осы релемен орта есеппен алғанда 82-85% жағдайында ғана дұрыс жұмыс істейді. Олардың дұрыс атқарылмаған жұмысының жартысынан көбі қорғаныстың өзінің кемшіліктерінен емес, монтаждау мен пайдалану кезінде болған кемшіліктерінен болып отыр,

сондықтан қорғаныстың монтаждауы мен пайдаланылуына аса көңіл бөлу қажет. Газ қорғанысын монтаждау мен пайдалану талаптары орындалған энергетикалық жүйелерде дұрыс жұмыс атқарылу пайызы (95-97%) өсуде.

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

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

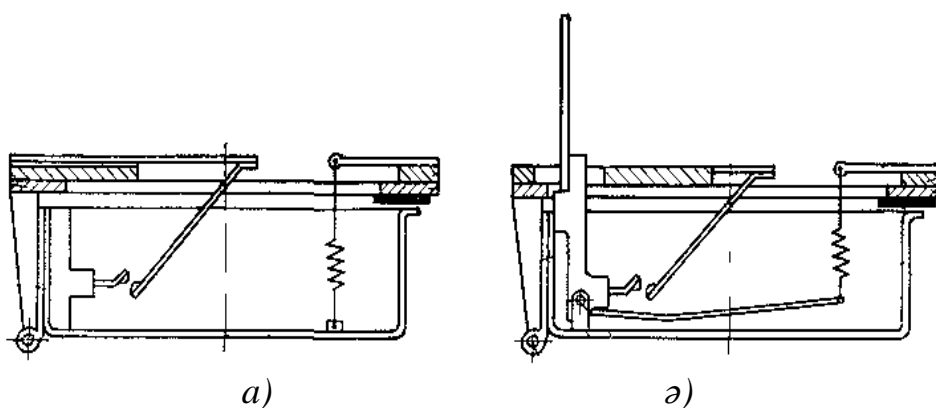
Трансформатордың кейбір қауіпті зақымдануларында газдық қорғаныс қана әрекет етеді. Сол уақытта трансформатордың “электрлік” қорғаныстары (дифференциалдық, максималды тоқ қорғанысы және т.б.) әсер етпейді. Трансформатордың мұндай зақымдануларына орамдардың орамалық тұйықталуы, болат магнит өткізгішіндегі 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. Мұндай зақымдану кезінде тұйықталған орамалардан үлкен тоқ өтеді де, олар динамикалық күш береді. Қысқа тұйықталу болған кезінде бүкіл трансформатор мен тұйықталған орамалардың теңселу нәтижесінде, кейбір бөліктері арқылы бактан ұлғайтқыштан май (немесе газбен араласқан май) құйылады. Фаза аралық тұйықталу кезінде трансформатордың дифференциалдық қорғанысы мен газдық қорғанысы бір уақытта жұмыс атқарады. Дифференциалдық қорғаныс жоғарыда қарастырылған бүлінулер кезінде жұмыс істемейді, себебі олардың тоқ тізбектерінде өзгеріс болмайды.

Реледе бір-бірінен тәуелсіз жұмыс істейтін екі элемент бар (3.1-сурет): жоғарғы элемент – белгі беруші, төменгі – сөндіруші. Әр элементтің өз түйіспесі бар. Реле майға толған кезінде, екі элементтің түйіспелері ажыратылып, қалқып жүрген күйде болады.

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



а) белгі беруші элемент,

ә) сөндіруші элемент

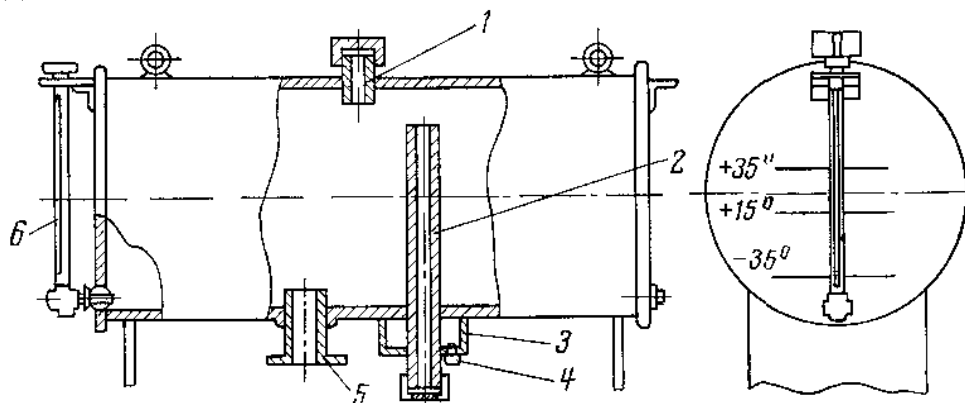
Сурет 2.9 – РГЧЗ-66 газдық релесінің элементтері

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

Трансформатордың май жүйесінің құрылғысы

Трансформатордың ішкі бөлігі трансформаторлық май толтырылған бакта орналасқан. Ол трансформатордың орамалары мен магнит өткізгіштері үшін салқындату жүйесінің қызметін атқарады, сонымен қатар орамалардың оқшаулау деңгейін көтереді. Ұлғайтқыштың көмегі арқылы бакты үнемі маймен толтыруды қамтамасыз етеді. Ұлғайтқыш трансформатордың “тыныс алуына” мүмкіндік жасайды. Бактағы май көлемінің ұлғаюы кезінде (жүктеме көбейді және қоршаған орта ауасының температурасы жоғарылады) оның ұлғайтқыштағы деңгейі көтеріледі, ал көлемі азайғанда май деңгейі төмендейді. Ұлғайтқыштағы ауаның маймен жанасуының шағын беті, майдың ылғалдану мен тотығу деңгейін төмендетеді, яғни ол да трансформатордың сенімді жұмыс істеуі үшін қажет. Ұлғайтқыш көлемі (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 2.10 – Трансформатордың ұлғайтқышы

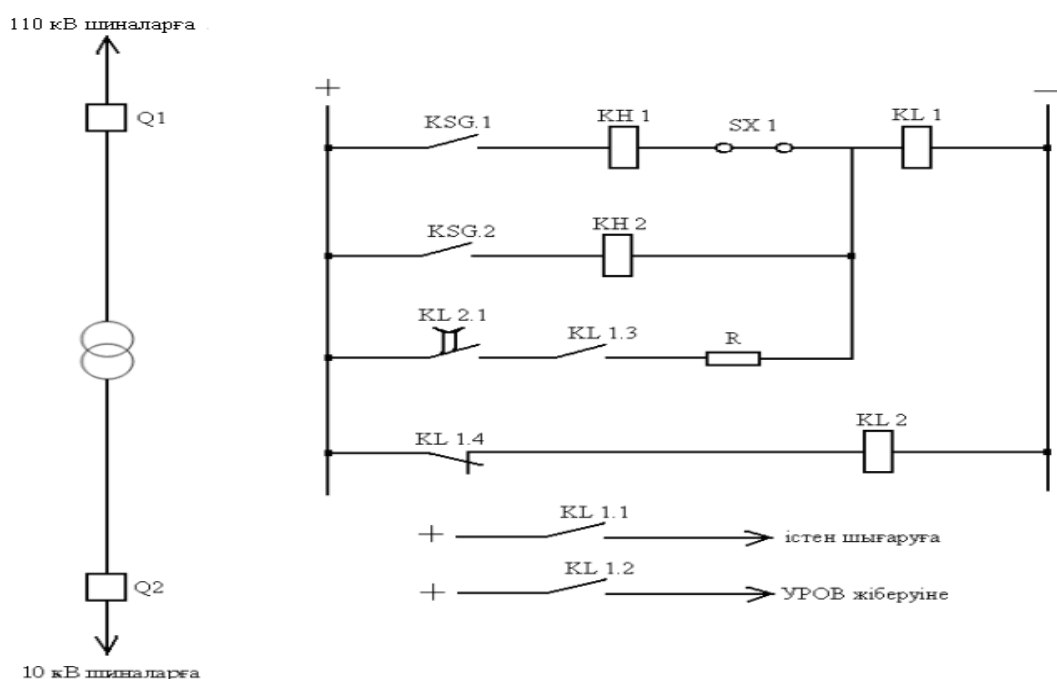
МЕМСТ 11677-65[14] бойынша пайдалануға берілген трансформаторларда шынының май көрсеткіші жанындағы ұлғайтқыштың торцтық бөлігіне бояумен анықтап, үш бақылау сызықтары белгіленеді. Олар майдың температурасымен сәйкес -45°C , $+15^{\circ}\text{C}$ және $+40^{\circ}\text{C}$ (ескі МЕМСТ 401-41[15] бойынша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

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

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

Газдық қорғаныстың принципіалды сұлбасы

Трансформатордың газдық қорғанысының оперативті тұрақты ток көзінде орындалаған принципіалды сұлбасы 2.3.1-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.

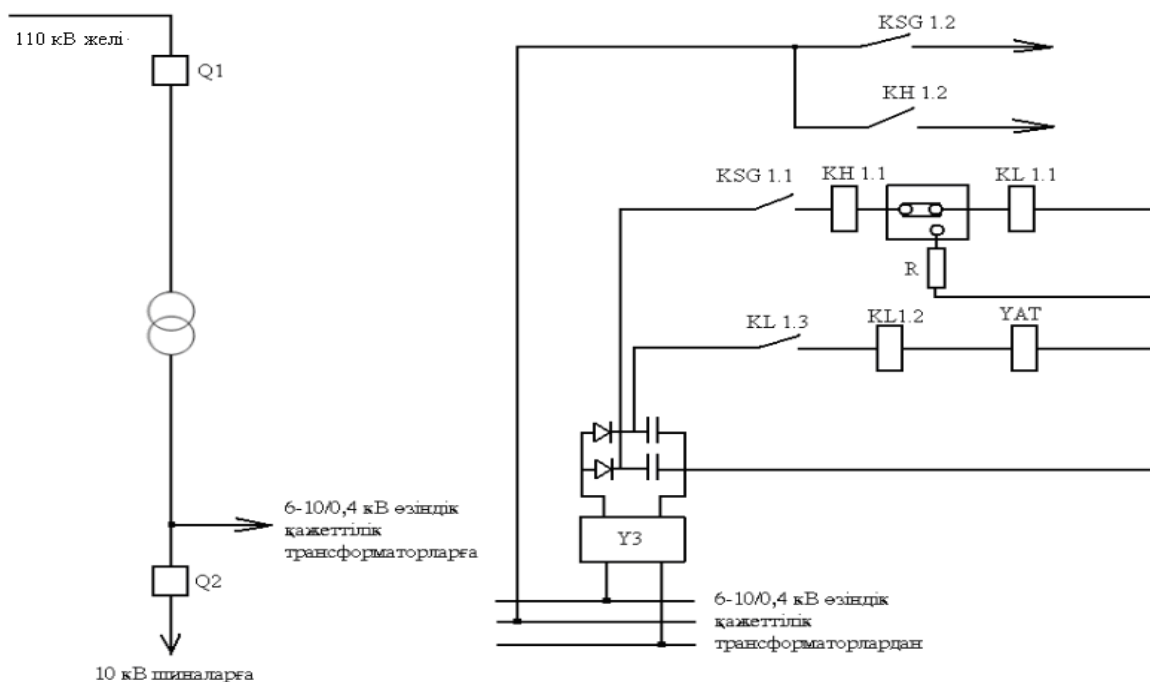


Сурет 2.11 – Трансформатордың газдық қорғанысының оперативті тұрақты ток көзінде орындалаған принципіалды сұлбасы

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.

Түптік қосалқы стансасындағы трансформатордың газдық қорғанысының оперативті айнымалы ток көзінде орындалаған принципіалды сұлбасы 2.12-суретте келтірілген; оперативті ток көзі ретінде әдетте өлшеуіш

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



Сурет 2.12 – Трансформатордың газдық қорғанысының оперативті айналымы тоқ көзінде орындалаған принципалды сұлбасы

Трансформатордың қорек көзі жағынан жалғанған жағдайында, бөліктеуіш пен қысқа тұйықтауыштың көмегі арқылы трансформатордың газдық қорғанысы қысқа тұйықтауыштың қосылуына әсер етеді. Осыдан кейін желі қорғанысы жұмыс істейді және қорек көзі жағынан желінің ажыратқыштары өшіріледі. Қысқа тұйықтағыш арқылы жерге тұйықталу тогы ағып кеткеннен кейін зақымдалған трансформатордың бөліктеуіші сөндіріледі, яғни желінің ажыратқышы өшірілгеннен кейін. Ары қарай желі АПВ құрылғысы арқылы қосылады да, осы желіге қосылған басқа қосалқы стансалардың қоректенуі қайта қалпына келеді. Сонымен газдық қорғаныстағы трансформатор бағының ішінде болатын барлық бүлінулердің іске қосылуын, жоғарғы сезімталдық, тез арада іске қосылу артықшылықтарына, оның тізбектерінің қарапайым орындалуын қосамыз. Бірақ газдық қорғаныстағы трансформатор бағының сыртында болатын бүлінулердің іске қосылмауы, ажыратқыштар арасындағы бүлінулердің жалғыз ғана қорғанысы болу мүмкіндігі емес екендігіне алып келеді. Іс жүзіндегі ережелер бойынша газдық қорғаныстың сөндіруші элементі трансформатордың өшірілуі кезінде қосылуы қажет.

3 Желі қорғанысы

3.1 Желінің қорғанысы

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

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

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

110 кВ желі қорғанысы

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

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

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

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

3.2 Дистанционды қорғаныс

3.2.1 REL670 терминалының дистанциондық қорғанысының қолдану аймағы

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

Дистанциондық қорғаныстың REL670 сандық микропроцессорлық құрылғысы шкаф құрамында берілген өзгерістермен немесе арнайы бір іске өзгертілген бола алады. Құрылғы берілген энергожүйеге байланысты жеңіл бейімделе алады. Ол жоғары сезімталдық пен линия соңындағы байланысқа

қойылатын талабы аз. Алты группалық бес аймағын өлшеу және қондыру бір-бірінен тәуелсіз орындалып барлық линияларда сенімділікті арттырады. Тораптық нейтрал жермен қосылуы, өтемделуі немесе оқшаулануы мүмкін.

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

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

Құрылғыдағы қызмет етулер көлемі

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

Дистанциондық қорғаныс:

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

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

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

-іске қосылудың полигональды сипаттамасы арқасында торап шарттарына оптималды бейімделуі;

-энергосүйеде тербелістерді анықтау және оларды блоктау;

-Логикалық түрде зақымдалған фазаны анықтау;

-әр фаза бойынша істен шығаруы мүмкін;

-тербелісті анықтаудың баптатылатын бағдарламасы бар;

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

-асинхронды режим кезінде істен шығаруға параметрлерді қосымша баптау.

T-образдық фидерлердің қосылысын жоғарыимпеданстық дифференциалдық қорғаныс.

Токтық қорғаныстар:

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

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

-Төрт сатылы бағытталған фаздық кері тізбектелген МТЗ;

-Логикалық схема байланысымен бағытталған нөлдік тізбектелген МТЗ;

-Жерден қысқа тұйықталудан сезімталды бағытталған қорғаныс;

-Фаза үзілуінен қорғаныс;

-Жылулық асқын кернеуден қорғаныс.

Басқару функциялары:

-8 немесе 15 аппараттарды басқару;

-Бірнеше резервтілік нұсқалар;

-Автоматты қайта қосу;

-Селекторлы қозғалтқыш 32 өзгерісімен;

Дистанциондық қорғаныс есептеу

Дистанциондық 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 дистанциондық қорғаныс.

Функцияның түсіндірмесі жұмыстық көпбұрыш.

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

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

Дистанционады қорғаныста келесі сатылар (аймақтар) бар:

Тәуелсіз сатылар:

-Бірінші саты R(Z1), X(Z1) (тез әрекет етеді), уақыт бойынша ұстанымы бар T1POL (бір фазалы ҚТ кезінде) немесе T1MHPOL (көп фазалы ҚТ кезінде);

-Екінші саты (резервті) R(Z2) X(Z2) Z2, уақыт бойынша ұстанымы бар T2POL (бір фазалы ҚТ кезінде) немесе T2MHPOL (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 T1BMHPOL (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 Л22 желісінің кедергісі алынады.

$$Z_{Л22}^I = Z_{Л22} / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot Z_{Л22} = 0,85 \cdot 6 = 5,1 \text{ Ом.}$$

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) Л23 желісінің дистанциондық қорғаныстың бірінші сатысы;

2) 11-қосалқы стансасының трансформаторының релелік қорғанысы.

Бірінші шарт бойынша Л23 желісінің бірінші сатысын есептеу қажет

$$Z_{Л23}^I = Z_{Л23} / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot Z_{Л23} = 0,85 \cdot 8,4 = 7,14 \text{ Ом.}$$

Л22 желісінің екінші сатысы:

$$Z''_{Л22} = (Z_{Л22} + (1-\alpha) \cdot Z'_{Л23} / K_{Т.6}) / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot Z_{Л22} + 0,66 \cdot Z_{Л23} / K_{Т.6}, \quad (3.1)$$

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

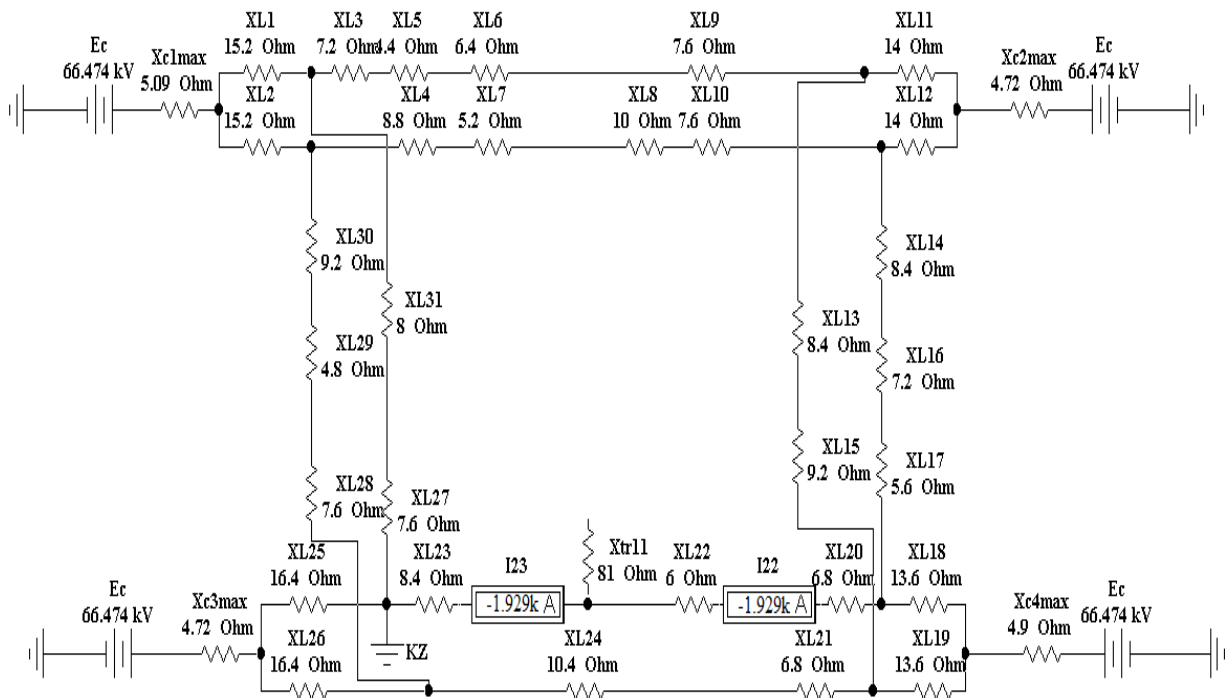
$K_{Т.6}$ - токтаралу коэффициент.

$K_{Т.6}$ токтаралу коэффициенті көршілес Л23 желісіндегі ҚТ кезіндегі мүмкін болатын қоректенуді ескереді.

$$K_{Т.6} = I_{22} / I_{23}, \quad (3.2)$$

Бұл жерде I_{22} және I_{23} - Л22 және Л23 желілерінің қорғаныс комплекттерінен өтетін ҚТ токтары, ҚТ Л6 желісінің соңында максималды режимде.

I_{22} және I_{23} токтарын табу үшін керекті сұлбаны симулятор программасында құрастырамыз, Л22 және Л23 желілерінің қорғаныс орындарына амперметрді орнатамыз.



Сурет 3.1 – Дистанционды қорғаныста Л23 желісіндегі ҚТ

$$K_{Т.6} = I_{22} / I_{23} = 1,929 / 1,929 = 1.$$

$$Z''_{Л22} = (Z_{Л22} + (1-\alpha) \cdot Z'_{Л23} / K_{Т.6}) / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot Z_{Л22} + 0,66 \cdot Z_{Л23} / K_{Т.6} = 0,85 \cdot 6 + 0,66 \cdot 8,4 / 1 = 10,64 \text{ Ом}.$$

Екінші шарт бойынша Л22 желісінің қорғанысының екінші сатысы Т11 трансформаторының соңында 10кВ-тық шинадағы ҚТ-дан реттейміз:

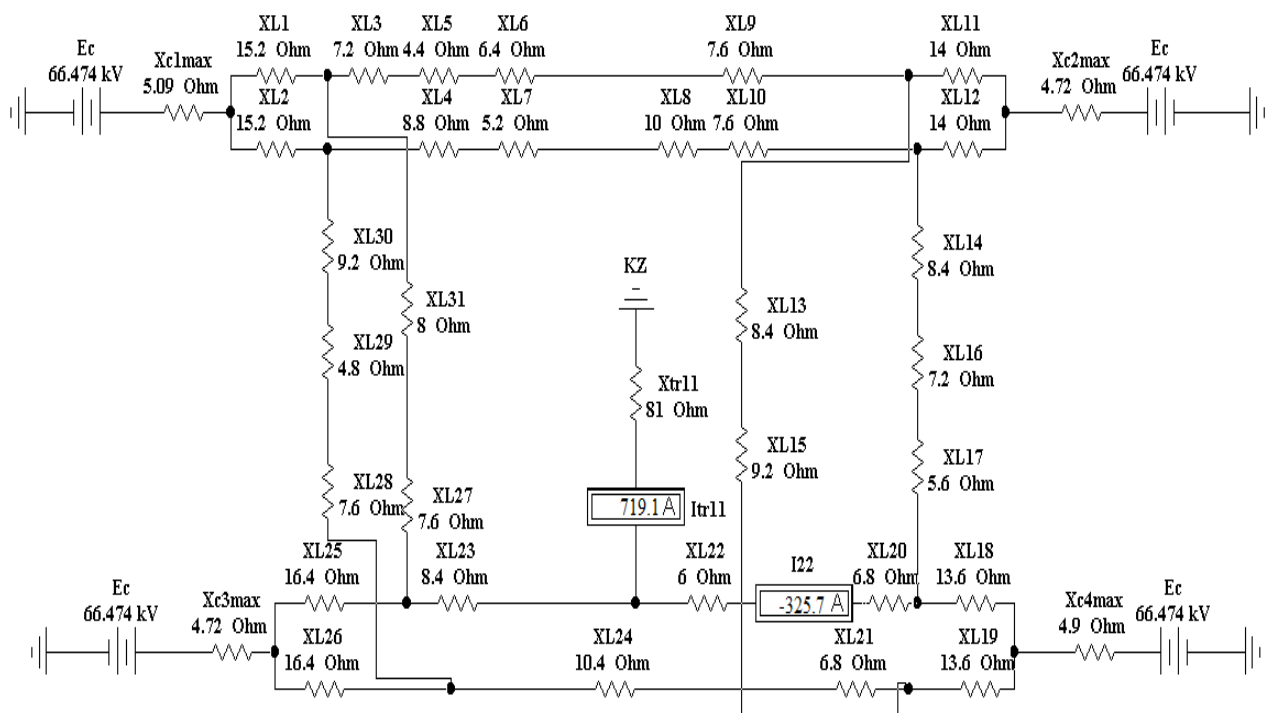
$$Z_{Л22}'' = (Z_{Л22} + Z_{ТП11}' / K_{Т.ТП11}) / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot (Z_{Л22} + Z_{ТП11}' / K_{Т.ТП11}) \quad (3.3)$$

мұндағы $K_{Т.ТП3}$ токтаралу коэффициенті көршілес қосалқы стансадағы трансформаторының соңындағы ҚТ кезіндегі мүмкін болатын қоректенуді ескереді.

$$K_{Т.ТП11} = I_{22} / I_{ТП11}, \quad (3.4)$$

мұндағы I_{22} және $I_{ТП11}$ - Л22 және ТР11 трансформаторының қорғаныс комплекттерінен өтетін ҚТ тоқтары, ҚТ ТР5 трансформаторының соңында максималды режимде.

I_{22} және $I_{ТП11}$ тоқтарын табу үшін керекті сұлбаны симулятор программасында құрастырамыз, Л22 және ТР11 трансформаторының қорғаныс орындарына амперметрді орнатамыз.



Сурет 3.2 – Дистационды қорғаныста Т5 трансформаторындағы ҚТ

$$K_{Т.ТП5} = I_{22} / I_{ТП11} = 325,7 / 719,1 = 0,451;$$

$$Z_{Л22}'' = (Z_{Л22} + Z_{ТП11}' / K_{Т.ТП11}) / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot (Z_{Л22} + Z_{ТП11}' / K_{Т.ТП11}) = 0,85 \cdot (6 + 81 / 0,45) = 158,10 \text{ Ом}$$

Екі шарттан ең кішісін таңдаймыз:

$$Z_{Л22}^{II} = 10,64 \text{ Ом.}$$

Л22 желісінің қорғанысының екінші сатысының сезімталдылық коэффициентін тексереміз:

$$K_q = Z_{Л22}^{II} / Z_{Л22} = 10,64 / 6 = 1,77 > 1,25 .$$

Сезімталдылық шарты қанағаттандырылды.

Екінші сатының уақыт ұстанымын селективтілік сатысына тең деп қабылдаймыз, яғни $t_{3Л22}^{II} = \Delta t$; $\Delta t = 0,5$ сек.

Үшінші сатыны есептеу

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

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

$$Z_{Л22}^{III} = \frac{U_{раб.мин}}{\sqrt{3} K_H K_3 K_B I_{раб.макс} \cos(\varphi_{м.ч.} - \varphi_{раб})}, \quad (3.5)$$

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

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

$$Z_{Л22}^{III} = \frac{0,9 \cdot 110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,5 \cdot 1,1 \cdot 662,1 \cdot \cos(75^0 - 36,8^0)} = 55,54 \text{ Ом.}$$

Үшінші сатының сезімталдық коэффициентін тексеру.

Дистанциондық қорғаныстың үшінші сатысыны келесі екі шарт бойынша есептейміз:

1) Қорғалатын желінің соңындағы ҚТ,

2) Резервтелетін зонаның соңындағы ҚТ, әсіресе үшінші саты көршілес жатқан ең ұзын желінің соңындағы ҚТ-ды сенімді сезу керек.

Сезімталдылық коэффициенті бірінші шарт бойынша

$$K_q = Z_{Л22}^{III} / Z_{Л22} = 55,54 / 6 = 9,25 > 1,25 .$$

Үшінші сатының мәні бірінші шарттың талаптарына сәйкес келеді.

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

$$K_q = Z_{Л22}^{III} / Z_{защ.мак.} \geq 1,2,$$

мұндағы $Z_{защ.мак.}$ - ең ұзын желі Л27 соңындағы ҚТ кезіндегі үшінші саты релесіне жалғанатын максималды мән.

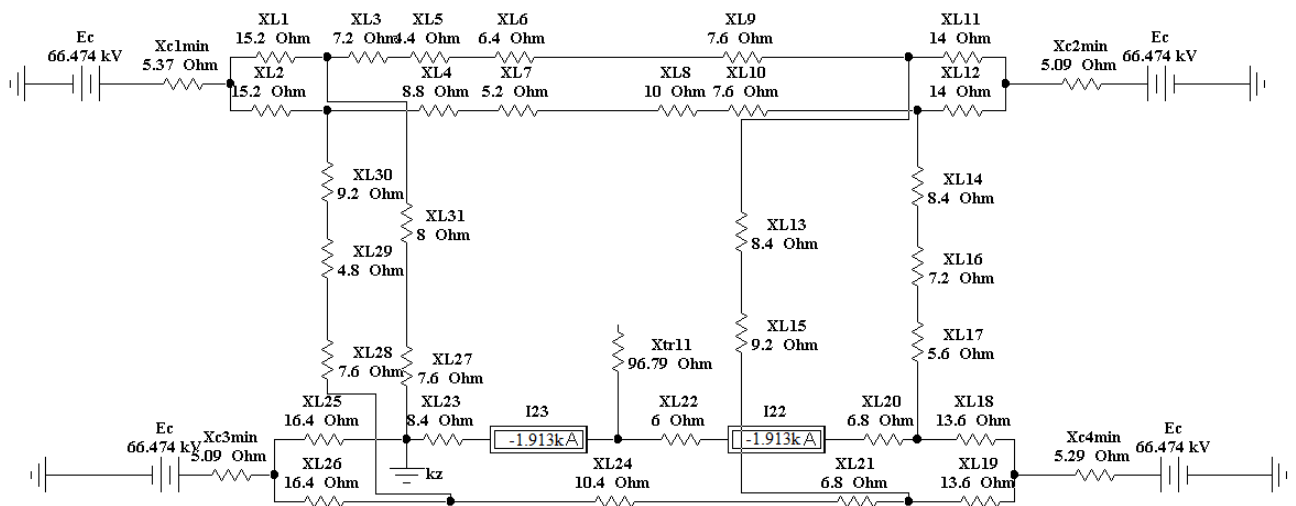
$Z_{защ.мак.}$ энергожүйенің минималды режимінде токтаралу коэффициентін ескере отырып есептелінеді.

$$Z_{защ.мак.} = Z_{Л22} + Z_{Л23} / K_{T.MIN}, \quad (3.6)$$

мұндағы $K_{T.MIN}$ токтаралу коэффициенті көршілес желі Л23-дағы ҚТ кезіндегі мүмкін болатын қоректенуді ескереді.

$$K_{T.MIN} = I_{22MIN} / I_{23MIN}, \quad (3.7)$$

мұндағы I_{22MIN} және I_{23MIN} - Л22 және Л23 желілері қорғаныс комплектінен ағып өтетін ҚТ тогы, энергожүйенің минималды режим кезіндегі ҚТ нүктесі Л23 желісінің соңында.



Сурет 3.3 – Дистанционды қорғаныста Л23 желісіндегі ҚТ

$$K_{T.MIN} = I_{22MIN} / I_{Л23MIN} = 1,913 / 1,913 = 1;$$

$$Z_{защ.мак.} = Z_{Л22} + Z_{Л23} / K_{T.MIN} = 6 + 8,4 / 1 = 14.4 \text{ Ом};$$

$$K_q = Z_{Л22}^{III} / Z_{защ.мак.} = 55,54 / 14.4 = 3,856 \geq 1,2.$$

Үшінші сатының кедергісінің мәні екінші шарт бойынша сезімталдылықты қанағаттандырады.

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

Төртінші сатыны есептеу

Төртінші сатыны есептеу үшін негізгі қорғалатын желінің артындағы ең қысқа желіні пайдаланамыз. Л9 төртінші сатысы келесі формула арқылы анықталады:

$$Z_{Л22}^{IV} = \frac{Z_{Л22}^I}{K_H} = \frac{0,85 \cdot 14,4}{1,2} = 10,2 \text{ Ом};$$

$$K_q = Z_{Л22}^{IV} / Z_{Л22} = 10,2 / 6 = 1,7 > 1,25.$$

Л27-тің үшінші сатысының уақыт ұстанымы $t_{Л27}^{III} = 0,8 \text{ с}$

Л23-тің үшінші сатысының уақыт ұстанымы $t_{Л23}^{III} = t_{Л27}^{III} + \Delta t = 0,8 + 0,5 = 1,3 \text{ с}$

Л22-тің үшінші сатысының уақыт ұстанымы $t_{Л22}^{III} = t_{Л23}^{III} + \Delta t = 1,3 + 0,5 = 1,8 \text{ с}$

Реленің іске қосылу кедергісі келесі формуламен анықталады

$$Z_{cp} = Z_{c3} \cdot n_T / n_H . \quad (3.8)$$

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

Барлық сатылар үшін $n_T=200/5=40$, $n_H=110000/100=1100$ деп қабылдап Z_{cp} есептейміз

$$z^I = 5,1 \cdot \frac{40}{1100} = 0,18 \text{ Ом};$$

$$z^{II} = 10,64 \cdot \frac{40}{1100} = 0,38 \text{ О};$$

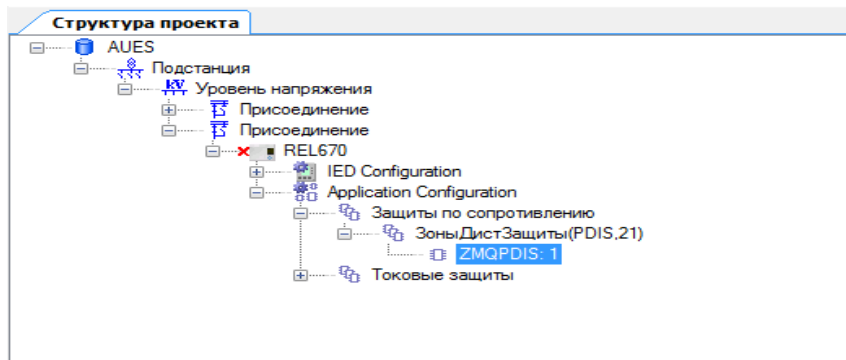
$$z^{III} = 55,54 \cdot \frac{40}{1100} = 2,01 \text{ Ом};$$

$$z^{IV} = 10,2 \cdot \frac{40}{1100} = 0,37 \text{ Ом};$$

ДҚ-тың селективтілік картасы А1 форматтағы 1-ші сызбада көрсетілген.

ABB фирмасы REL 670 типінің параметрленуі

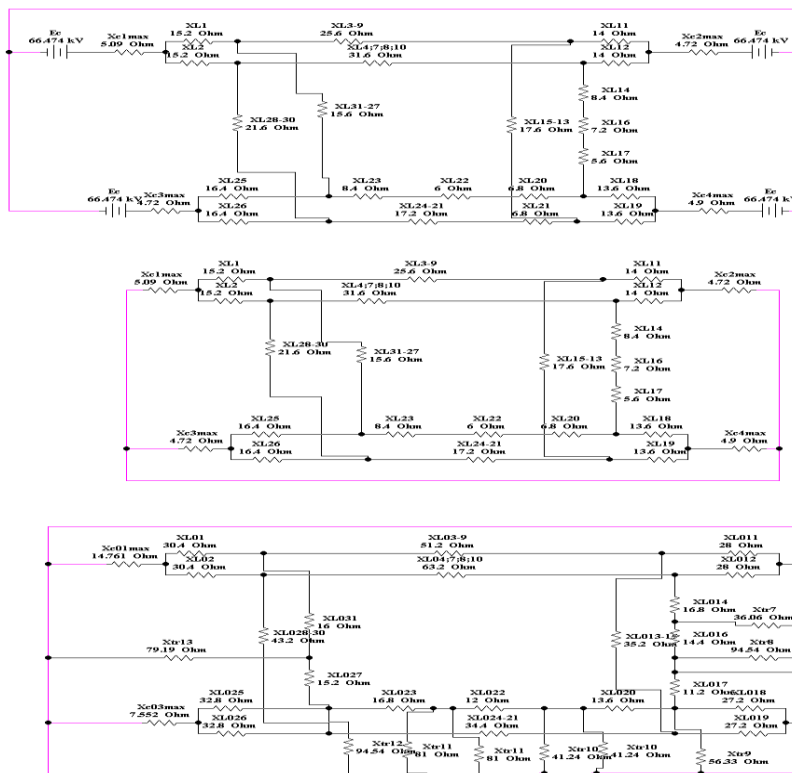
Параметрлену арнайы РСМ 600 программасы арқылы жүзеге асады. REL 670 қорғанысы бағдарламасы негізінде алынған мәндерді Б қосымшасында көрсетілген



Сурет 3.4 – Жоба құрамы

3.3 Төрт сатылы нөл реттік тоқ қорғанысын (НРТҚ) есептеу

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



Сурет 3.5 Тура,кері,нөл ретті орынбасу сұлбасы

НРТҚ есептеу

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.

$$I_{Л22}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0, \quad (3.9)$$

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

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

$$I_{Л22}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0^{(1)}; \quad (3.10)$$

$$I_{Л22}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0^{(1.1)}. \quad (3.11)$$

Нөлдік токтарды анықтау үшін симмулятор-программасында тура модельдеу әдісін пайдаланамыз.Тура,кері және нөл реттіліктерден тұратын комплексті сұлбаларды тұрғызу қажет.

Комплексті сұлбаларды құрастырғанда келесіге көңіл бөлу қажет:

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

ә) сұлбаның соңғы нүктесі болып ҚТ нүктесі болады.

Есептелу оңай болу үшін келесідей амалдар қолданылады:

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

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

$$X_{Л27-31} = X_{Л27} + X_{Л31} = 8 + 7,6 = 15,6 \text{ Ом};$$

$$X_{Л14-17} = X_{Л14} + X_{Л16} + X_{Л17} = 8,4 + 7,2 + 5,6 = 21,2 \text{ Ом};$$

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

$$X_{Л20-23} = X_{Л20} + X_{Л22} + X_{Л23} = 8,4 + 6 + 6,8 = 21,2 \text{ Ом};$$

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

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

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

Егерде теріс сан шығатын болса оның модулі алынады.

Модельдеу нәтижелері:

$$I_0^{(1)} = -772.3 \text{ A};$$

$$I_0^{(1.1)} = 778.3 \text{ A}.$$

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

$$I_{Л22}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 778.3 = 3035,37 \text{ A};$$

$$t_{Л22}^I = 0 \text{ c}$$

Екінші сатыны есептеу

Екінші сатының іске қосылу тогын мына шарт бойынша анықтаймыз:

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

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

$$I_{Л22}'' = K_H \cdot 3 \cdot I_0. \quad (3.12)$$

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

22 желіні үшке бөлгендегі мәнімен сәйкестендіріп 23 желінің мәнін аламыз. Ол үшін 6 желінің қысқа тұйықталу тоқтары есептейміз.

$I_{Л23}^I$ тура $I_{Л22}^I$ сияқты анықталады, программа-симулятордағы комплексті сұлбаны суреттерде көрсетеміз.

23 желісінің соңындағы бір фазалы қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А3 көрсетілген.

23 желісінің соңындағы екі фазалы қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А4 көрсетілген.

Модельдеу нәтижелері:

$$I_0^{(1)} = -691.3 \text{ A};$$

$$I_0^{(1.1)} = 633.5 \text{ A};$$

$$I_{Л23}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 691.3 = 2696,7 \text{ A};$$

Бөлгендегі мәні

$$I_{23}^I = 2696,7 / 3 = 898,69 \text{ A}.$$

Л23 желісінің қорғанысының бірінші сатысының соңында ҚТ кезіндегі Л22 желісінің қорғанысы орнатылған жеріндегі ағып өтетін $3I_0$ тоғын модельдеу арқылы анықтауға болады.

Ол үшін симмулятор-программасында комплексті сұлба салынады. Сонымен қатар Л23 желісінің кедергісінің орнындағы резистор

1 k Ohm



жеріне патенциометр

[R]1 k Ohm /50%



орнатамыз. Потенциометрдің ортаңғы

нүктесі қозғалмалы ҚТ нүктесі ретінде пайдаланылады. Л23 желісінің басынан бастап бірінші сатының соңына дейін кедергіні ауыстырып отырамыз. Потенциометрдің кедергісін ауыстыру арқылы Л23 желісінің басында орнатылған амперметрдегі көрсеткіш қадағаланып отырады. Потенциометрдің ортаңғы нүктесі Л23 желісінің бірінші сатының соңына жеткенде амперметрдегі көрсеткіш $I_{Л23}^I / 3$ мәнін көрсету керек. Осыдан кейін

барып Л22 желісінің басында орнатылған амперметрдегі көрсеткішті байқауға болады, бұл ізденілген ток I_0 болады. Ары қарай $I_{Л22}''$ есептелінеді.

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

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

Модельдеу нәтижелері:

$$I_0^{(1)} = -661.5 \text{ A};$$

$$I_0^{(1,1)} = 663.1 \text{ A}.$$

$$I_{Л22}'' = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,2 \cdot 3 \cdot 663.1 = 2387,16 \text{ A}$$

Екінші сатының сезімталдығын тексереміз

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

Сезімталдық коэффициенті

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

$3 \cdot I_0^{(1)}$ -Л22 желісінің соңында ҚТ кезінде Л22 желісінің қорғаныс комплектінен өтетін ток.

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

Бұл ток модельдеу арқылы комплекстік сұлбадан табылады. Өлшеулер нәтижесі:

$$I_{0Л22}^{(1)} = 779.1 \text{ A};$$

$$K_{\text{ч}} = 3 \cdot I_0^{(1)} / I_{Л22}'' = 3 \cdot 779.1 / 2387,16 = 1,01 < 1,2$$

Сезімталдық шарты қанағаттанбады

$$t_{Л5}'' = \Delta t = 0,3 \text{ с}$$

Үшінші сатыны есептеу

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

Л27 желісінің бірінші сатысын есептейміз

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

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

Модельдеу нәтижелері:

$$I_0^{(1)} = 887.5 \text{ A};$$

$$I_0^{(1,1)} = -797.3 \text{ A}$$

$$I_{Л27}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 887.5 = 3461.25 \text{ A};$$

Бөлгендегі мәні :

$$I_{27}^I = 3461.25 / 3 = 1153.75 \text{ A}.$$

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

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

Модельдеу нәтижелері:

$$I_0^{(1)} = -444.4 \text{ A};$$

$$I_0^{(1,1)} = 446.4 \text{ A};$$

$$I_{Л23}^{II} = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,2 \cdot 3 \cdot 446.4 = 1599,84 \text{ A};$$

$$I_{Л23}^{II} / 3 = 533,28 \text{ A}.$$

Бұл мән арқылы Л22 желісінен ағып өтетін токты табамыз:

23 желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А12.

23 желісінің соңындағы екі фазалы потенциометрлі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А13.

Модельдеу нәтижелері:

$$I_0^{(1)} = -500.3 \text{ A};$$

$$I_0^{(1,1)} = 500.24 \text{ A};$$

$$I_{Л22}^{III} = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,2 \cdot 3 \cdot 500,3 = 1801,1 \text{ A}.$$

Сезімталдық коэффициенті:

$$K_q = 3 \cdot I_0^{(1)} / I_{Л22}^{III} = 3 \cdot 779,1 / 1801,1 = 1,29 > 1,2 ;$$

Сезімталдық шарты қанағатталды.

$$t_{Л22}^{III} = t_{Л22}^{II} + \Delta t = 0,6 \text{ c}.$$

Төртінші сатыны есептеу

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

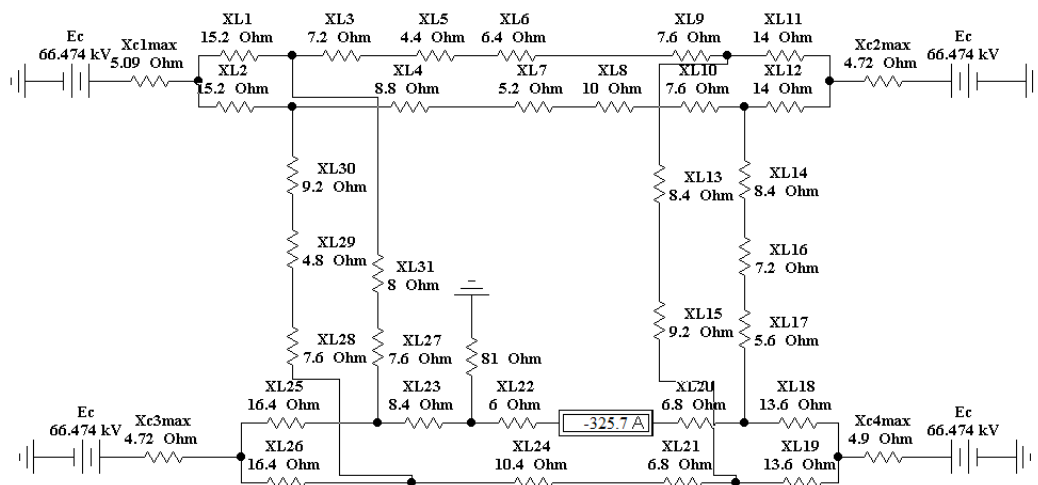
$$I_{НБ} = K_H \cdot K_{ОДН} \cdot \xi \cdot I_{К.МАКС}^{(3)} ; \quad (3.13)$$

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

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

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

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



Сурет 3.6 Трансформатордың Т11 төменгі жағындағы үш фазалы Қ.Т.

$$I_{НБ} = 1 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 325,7 = 16,28 \text{ A};$$

$$I_{Л22}^{IV} = K_H \cdot I_{НБ} = 1,25 \cdot 16,28 = 20,35 \text{ А.}$$

Сезімталдық коэффициентін анықтаймыз:

-негізгі қорғаныс желісі;

- резерв қорғаныс желісі.

Негізгі қорғаныс желісінің сезімталдық коэффициентін:

$$K_q^{IV} = \frac{3I_{0Л.МИН}^1}{I_{Л}^{IV}}; \quad (3.14)$$

$I_{Л22}^{IV}$ - резервтелетін соңында бір фазалық ҚТ кезіндегі қорғаныс комплектінен ағатын тоқ.

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

$$K_q^{IV} = \frac{3 \cdot 779,1}{20,35} = 114,85 > 1,5 .$$

Сезімталдық шартты қанағаттандырады

22 желісінің соңындағы бір фазалы минималды режимдегі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А14.

$$K_q^{IV} = \frac{3 \cdot 820,8}{20,35} = 121 > 1,5 .$$

Сезімталдық шартты қанағаттандырады

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

Л25-дың резервті сатысының уақыт ұстанымы $t_{Л3}^P = 0,8$

Л27-нің резервті сатысының уақыт ұстанымы $t_{Л5}^P = t_{Л3}^P + \Delta t = 0,8 + 0,5 = 1,3$

Л23-ның резервті сатысының уақыт ұстанымы $t_{Л6}^P = t_{Л5}^P + \Delta t = 1,3 + 0,5 = 1,8$

Л22-тің төртінші сатысының уақыт ұстанымы $t_{Л9}^{IV} = t_{Л6}^P + \Delta t = 1,8 + 0,5 = 2,3$

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 тоқтарда берілуі қажет.

$$i_{CP}^1 = I_{Л22}^1 / n_{ТА} . \quad (3.15)$$

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

$$i_{CP}^I = I_{Л22}^I / n_{ТА} = 3035,37 / 80 = 37,94 \text{ A};$$

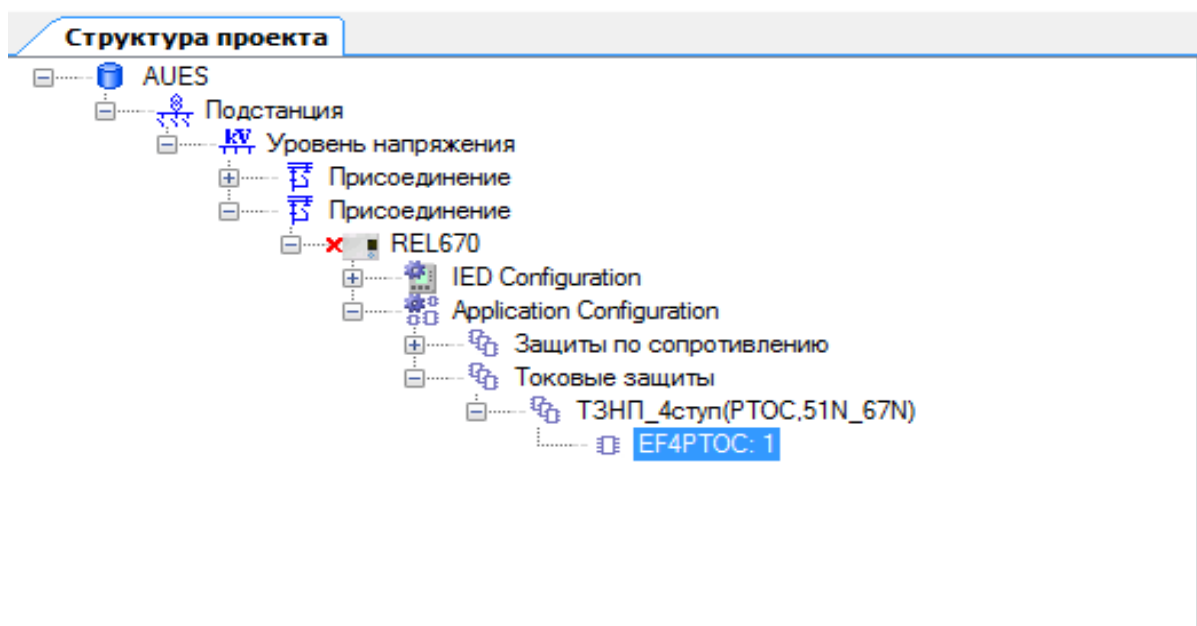
$$i_{CP}^{II} = I_{Л22}^{II} / n_{ТА} = 2387,16 / 80 = 29,83 \text{ A};$$

$$i_{CP}^{III} = I_{Л22}^{III} / n_{ТА} = 1801,1 / 80 = 22,51 \text{ A};$$

$$i_{CP}^{IV} = I_{Л22}^{IV} / n_{ТА} = 20,35 / 80 = 0,25 \text{ A}.$$

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

ABB фирмасы REL 670 типінің параметрленуі
Параметрлену арнайы РСМ 600 программасы арқылы жүзеге асады. REL 670 қорғанысы бағдарламасы негізінде алынған мәндерді Б қосымшасында көрсетілген



Сурет 3.6 – Жоба құрамы

4 Өміртіршілік қауіпсіздігі

4.1 Еңбек шарттарын талдау

110/10/10 қосалқы станциясының еңбек шарттарын талдау.

Бұл дипломдық жұмысымда №10-қосалқы стансасы Республикамыздың оңтүстік бөлігінде орналасқан. Қосалқы стансасын қаланың сырт жағына, яғни жергілікті тұрғындарға кедергі жасамайтын және оған арнайы шарттар қойылады. Қосалқы стансада үш фазалық ТРДЦН-63000/110/10/10 екі орамды тармақталған трансформатор қолданылады. Өзіндік қажеттілікке қорек ететін 10/0,4 кВ-ты трансформатор.

Еңбек шартын талдау қосалқы станциядағы факторларын зерттеуді жан-жақты болжайды. Әр әсер етуші параметрді өлшеу әдісі сәйкес нормативті құжаттармен және әр түрлі әдістермен, мысалы практикаға пайдалы дәлдікпен дерексіз сандарда көрсетілген мәндерді қолдана отырып, эксперттік (мамандық) әдіспен айтылады. Мұнда шарттың әр элементі оның түріне және жұмыс істеп тұрған адамға әсер ету уақытындағы қандай да бір балл санымен бағаланады. Осы қосалқы станцияда 3 қызметкер жұмыс істейді. Олар: қосалқы станцияда басшы, электромеханик және электромонтер. Біздің қосалқы станция заманауи электр қондырғыларымен жабдықталғандықтан, ол көп адам санын қажет етпейді және ондағы жұмыс ауырлығы жеңіл болып саналады. Жұмысшылар сменмен 8 сағат жұмыс жасайтын болады.

Қосалқы станция еліміздің оңтүстік өңірінде орналасқан. Жалпы ол жақтың климатын қоңыржай белдеумен тропиктік ауа массалары анықтайды. Ауа райы континенттік: жазы ыстық, қысы суық, жыл маусымдары бір-біріне шұғыл ауысады, жауын-шашын өте аз, ауа ылғалдылығы болымсыз, күн радиациясы жоғары және желі тұрақты болады. Ол жақта қысы қысқа әрі шамалы жылы болып келеді. Температураның жылдық абсолюттік минимумы 22–26°C шамасында, максимум 30°C. Ал жазы ұзақ әрі ыссы болады, кейде +35°C шамасына жетуі мүмкін. Жауын-шашынның жылдық орташа мөлшері 95-160 мм болады. Ауа ылғалдылығы орта есеппен 85% ары-бергі жағы.

Біздің қосалқы станцияның жарықтану түрі табиғи және жасанды жарықты пайдаланады. Себебі қосалқы станциямыздың 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 орындалған. Өртсөндіргіштер қызметкерлерге көрнекті және оңай жетімді жерде орналасуы тиіс. Және апаттық жағдайда тез арада бөлмеден шығу жолдары көрсетілген бөлме схамасы болуы керек.

Электр қауіпсіздігі дегеніміз – ол, электромагниттік өрістің, статикалық электрленудің, электрлік доға мен электр тоғының зиянды және қауіпті

әсерінен адамдарды қорғауды қамтамасыз ететін ұйымдастырылған және техникалық жұмыстар мен шаралардың жүйесі.

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

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

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

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

Тоқтың электролиттік әсері қан құрамының өзгеруіне алып келеді.

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

- электр күйігі электр тоғының жылулық әсерінде пайда болады. Электр доғасының әсері нәтижесінде пайда болатын күйік өте қауіпті болып табылады, өйткені оның температурасы $+3000-6000^{\circ}\text{C}$ аралығында болады;

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

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

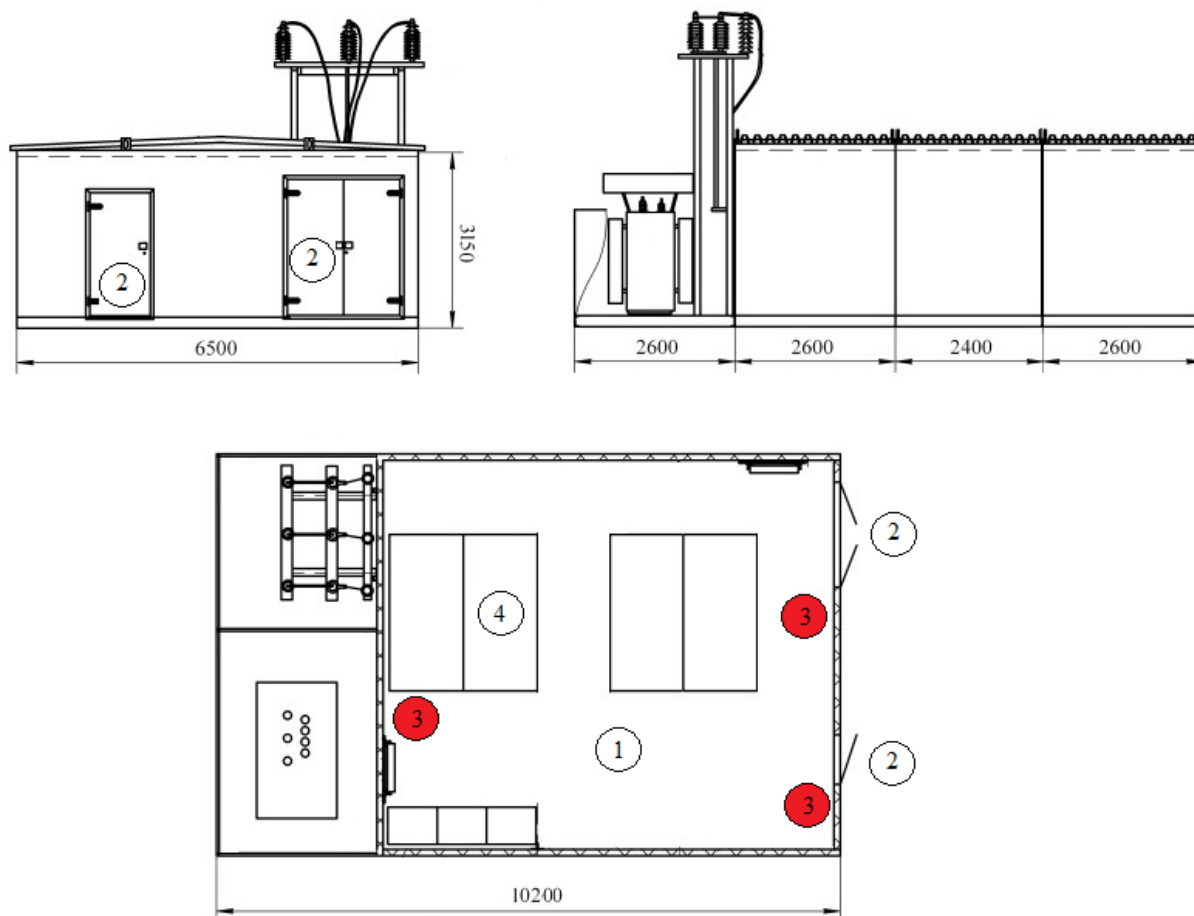
Электроофтальмия дегенде электр доғасының ультрафиолеттік сәулесі әсерінен көздің сыртқы қабатының зақымдалуын түсінеміз.

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

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

Шу және дірілмен күресуді өнеркәсіпті, жұмыс орнын, жабдықтарды жобалау барысында қарастыру керек. Бұл үшін ұйымдастырушылық, техникалық және медико-профилактикалық шаралар қолданылады. Ұйымдастырушылық шараларға өндірістік бөлімдердің, жабдықтар мен жұмыс орындарының рационалды орналастыру, жұмысшылардың еңбегі мен дем алысын үнемі бақылау, жабдықтарды және санитарлық-гигиеналық талаптарға сай емес жұмыс орындарын қолдануды шектеу. Біздің қосалқы стансамыздағы жабық тарату құрылғысында шудың көзі электронды аппараттарды қызуынан сақтайтын желдеткіштерден болуы мүмкін. Оның шу нормадағы талаптарға сай келеді және уақытылы шаң тозаңнан тазартылып тұрады. Ал ашық тарату құрылғысында шу көзі трансформатор болады.

Қосалқы станса жаңадан және де соңғы техникалармен қамтамасыз етілгендіктен трансформатор барлық талаптарға еркін жауап бере алады.



1-Жұмыс орны; 2-Есіктер; 3-Өртсөндіргіштер; 4-Ұяшықтар.

Сурет 4.1. Бөлме жоспары

4.2 Жасанды жарықтандыруды есептеу

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

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

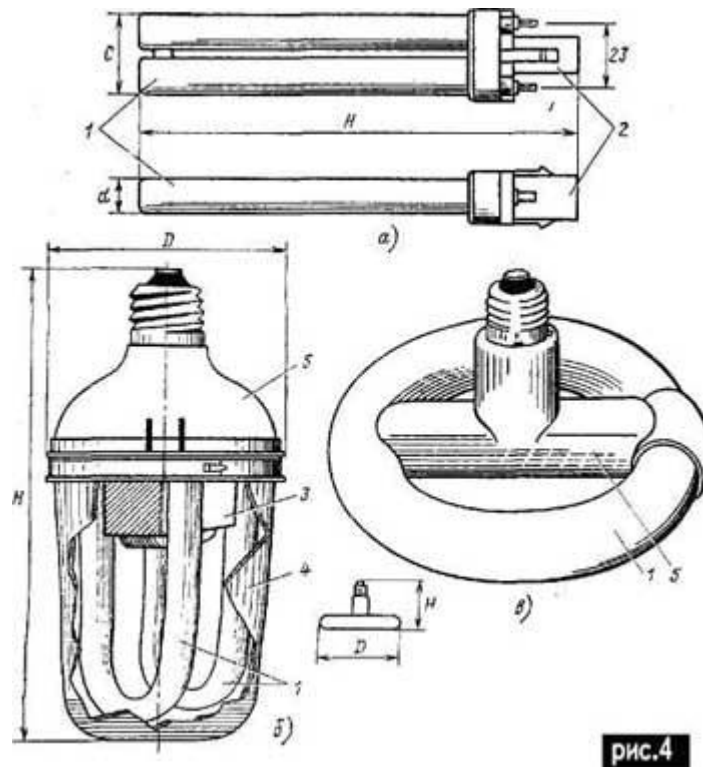


рис.4

Сурет 4.2 Люминесценттік лампа

$$H_{ec} = H - (h_{ш} + h_{ec})$$

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 $h_{шбер} = 0$ м, $h_{ед} = 0$ м.

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

где $h_{шбер}$ – шамдалдың биіктігі, м

$h_{ед}$ – еденнен биіктік, м

$$H_{ec} = 3 - (0,5 + 0) = 2,5 \text{ м}$$

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.)

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

Шамдардың қатарларын анықтаймыз:

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

$$l = 0.3 * L = 0.3 * 2. = 0.6 \text{ м};$$

$$R = \frac{B - 2l}{L} + 1 = \frac{6.5 - 2 \cdot 0.6}{2.} \approx 4 \text{ қатар};$$

$$N_R = \frac{A - 2l}{L} + 1 = \frac{10.2 - 2 \cdot 0.6}{2.} \approx 5 \text{ дана};$$

$$N_{III} = N_R * R = 5 * 4 = 20 \text{ дана};$$

Демек, бөлмедегі шамдар саны $N_{III} = 20$ дана;

$$L_B = \frac{B - 2l}{R - 1} = \frac{6.5 - 2 \cdot 0.6}{4 - 1} \approx 1.7 \text{ м};$$

$$L_A = \frac{A - 2l}{N_R - 1} = \frac{10.2 - 2 \cdot 0.6}{5 - 1} \approx 2,2 \text{ м};$$

Тексеру:

$$1 \leq \frac{L_A}{L_B} \leq 1,5 \quad \frac{L_A}{L_B} = \frac{2.2}{1.7} = 1,29;$$

Бөлменің ауданы төмендегідей болады:

$$S = A \cdot B = 10,2 * 6.5 = 66.3 \text{ м}^2.$$

Бөлме индексін анықтаймыз (определяемый соотношением размеров освещаемого помещения):

$$i = \frac{A \cdot B}{H_{\text{ан}}(A + B)} = \frac{66.3}{2,5 \cdot (10,2 + 6.5)} = \frac{66.3}{2,5 \cdot 16.7} = \frac{66.3}{41,75} = 1.58,$$

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

$H_{\text{ес}}$ жұмыс кеңістігінен шамдалдың орналасуы, м.

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

$$\eta = 0.61 \text{ немесе } 61\%.$$

Қор коэффициенті – 0,8 (коэффициент запаса приведен в таблице 4-5 из справочной книги для проектирования электрического освещения под редакцией Г.М. Кнорринга.)

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

Шамның жарықтық ағымын анықтаймыз:

$$\Phi_{шам} = \frac{E_n \cdot K_{кор} \cdot S \cdot z}{N \cdot \eta} = \frac{300 \cdot 0,8 \cdot 66,3 \cdot 1,1}{15 \cdot 0,61} = \frac{17503}{9,15} = 1925,36 \text{ лм}.$$

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

Жарықтану ағымының шығыны төменднгідей анықталады:

$$\Delta\Phi = \frac{\sum\Phi_H - \Phi_{шам}}{\Phi_H} = \frac{2250 - 1925,36}{2250} \cdot 100\% = 14,4\%.$$

Қателік $-5 \leq \Delta F \leq 15$ интервал арасында жатқасын, жарықтану жақсы болады.

4.3 Табиғи жарықтандыруды есептеу

Әрдайым адамдар жұмыс істеп жүретін бөлме табиғи жарықталған болу керек. Жаңа бөлмелерді жобалау, ескілерін қайта ретке келтіру кезінде табиғи жарықтандыруды есептеу үшін: СНиП РК 2.04-05-2002 "Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования."-талаптарына сай нормаланған КЕО мәндерімен қамтамассыз ететін, жарық сәулелері өту жолдарының ауданын анықтау қажет.

Есептеуді ,ең алдымен, бүйірлік және төбеден жарықтандыру кезінде жарық сәулелері өту жолдарының ауданын келесі формулалар арқылы табу бойынша бастаймыз:

Бүйірден жарықтандыру кезінде

$$100 \cdot \frac{S_0}{S_n} = \frac{e_H \cdot K_3 \cdot \eta_0}{\tau_0 \cdot r_1} \cdot K_{зд}.$$

Төбеден жарықтандыру кезінде

$$100 \cdot \frac{S_0}{S_n} = \frac{e_H \cdot K_3 \cdot \eta_\phi}{\tau_0 \cdot r_2 \cdot K_\phi},$$

мұндағы, S_0 - бүйірлік жарықтандыру кезіндегі жарық сәулесі өту жолдары, m^2

S_n - бөлме еденінің ауданы, m^2

e_H - нормаланған КЕО мәні : $e_H = 1,5\%$

K_3 - қосалқы коэффициенті, 3.11 кестесі бойыша таңдайды

("Методические указания для выполнению расчетов по Безопасности Жизнедеятельности", -келесіде де осы кітаптан алынған ақпаратпен есептеулер жүргіздім);

η_0 - терезелердің жарық сипаттамасы, 3.2 кестесі бойыша таңдайды;

τ_0 - жалпы жарық өткізу коэффициенті, келесі формуламен табылады:

$$\tau_0 = \tau_1 \cdot \tau_2 \cdot \tau_3 \cdot \tau_4 \cdot \tau_5,$$

τ_1, τ_2, τ_4 -коэффициенттерін сәйкесінше 3.3; 3.4; 3.6-кестелерінен аламыз;

r_1 - бөлменің төбесі және жерге төселген қабаттан жарықтың шағылуының арқасында бүйірлік жарықтандыру кезінде КЕО мәнінің өсуін есепке алатын коэффициент, 3.9-кестесінен аламыз;

K_{30} - қарсылас орналасқан ғимараттардың салдарынан терезелерге көлеңке түсуді есепке алатын коэффициент, 3.8-кестеден аламыз;

S_ϕ - төбеден жарықтандыру кезіндегі жарық өту жолдарының аудандары, m^2

η_ϕ - шамның немесе жарық өту жолының түсетін аумағының жарық сипаттамасы, 3.10-кестесінен аламыз;

r_2 - бөлменің төбесінен жарықтың шағылуының арқасында төбелік жарықтандыру кезінде КЕО мәнінің өсуін есепке алатын коэффициент, 3.11-кестесінен аламыз;

K_ϕ - шамның түрін есепке алатын коэффициент, 3.7-кестеден аламыз;

$$e_N = e_H \cdot m_N,$$

e_N - нормаланған КЕО мәні, m_N - жарық климатының коэффициенті, 3.1-кестеден аламыз;

Біздің бөлмеміз бүйірлік жарықтандыруға ыңғайлы, сол себепті келесі есептеулер жүргіземіз:

$$S_n = 7,5 \cdot 6,4 = 48 \text{ м}^2.$$

$$K_3 = 1,4; \eta_0 = 17; r_1 = 1,3; K_{30} = 1;$$

$$\tau_3 = 1, \tau_5 = 1;$$

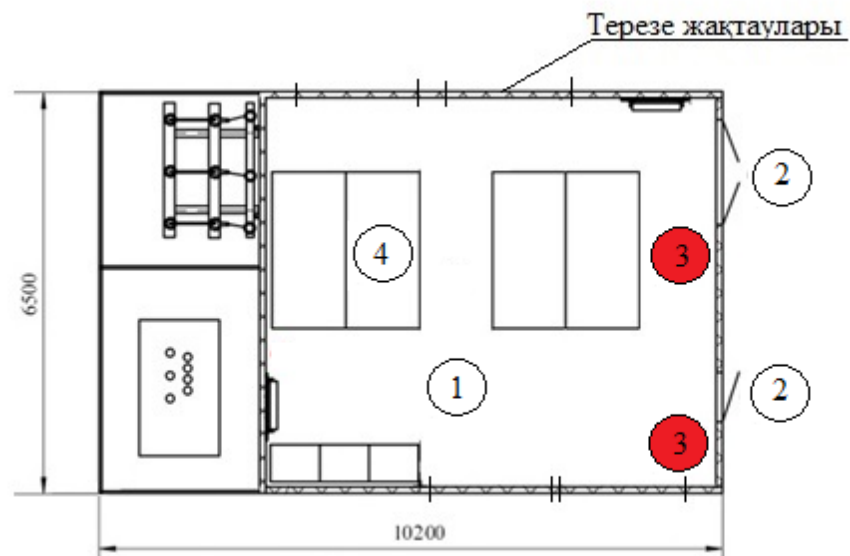
$$\tau_0 = \tau_1 \cdot \tau_2 \cdot \tau_3 \cdot \tau_4 \cdot \tau_5 = 0,8 \cdot 0,7 \cdot 1 \cdot 0,8 \cdot 1 = 0,448;$$

$$e_N = e_H \cdot m_N = 1,5 \cdot 0,8 = 1,2;$$

$$S_0 = \frac{e_H \cdot K_s \cdot \eta_0 \cdot S_n}{\tau_0 \cdot r_1 \cdot 100} \cdot K_{30} = \frac{1,2 \cdot 1,4 \cdot 17 \cdot 48}{0,448 \cdot 1,3 \cdot 100} \cdot 1 = 24,53 \text{ м}^2.$$

Сонымен қабырғадағы терезеден қажетті жарық өту жолының ауданы $S_0 = 24,53 \text{ м}^2$. Мен бұл жерге өлшемі 3x2 м болатын терезенің төртеуін алдым, сонда:

$$S_0 = 3 \cdot 2 \cdot 4 = 24 \text{ м}^2;$$



4.3-сурет. Бөлменің терезе орналасатын жері көрсетілген жоспары

5 Экономикалық бөлім

5.1 Жалпы бөлім

Жобаны жасаудың мақсаты

Бұл жобаның мақсаты “ Қосалқы станса № 10” салудағы экономикалық тиімділіктің есептік мәндерін көрсету.

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

Қосалқы станса құрамына 110/10/10 кВ қуаттары 63 МВА екі трансформатор, ашық тарату құрылғылары, комплектілі тарату құрылғылары және ортақ қосалқы станса басқару ғимараты кіреді.

Нарықты талдау

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

Экономикалық және қаржылық көрсеткіштердің тиімділігіне байланысты есептік мерзім 20 жыл болып алынды. Есептік мерзімнің ішіне кіретіндер энергетикалық объектінің салыну уақыты, уақытша пайдалану мерзімі және кәдімгі пайдалану жылдары.

Қаржылық-экономикалық бағаның барлық көрсеткіштері теңгемен алынған.

Электр энергиясының тарифі

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

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

- электр стансасынан электр энергияны сатып алу (7,4 теңге/кВт·сағ);
- КЕГОК ҰЭТ тарифі (1,4 теңге/кВт·сағ);
- «АЖК» тарифі (5 теңге/кВт·сағ);
- «А.Ж.О» ЖШС жеке тарифі (0,763 теңге/кВт·сағ).

Сол кезде қосалқы стансаның электр энергиясының өзіндік құны 14,56 теңге/кВт·сағ құрайды. Электр энергияны тұтынушыларға 16,21 теңге/кВт·сағ бағасымен сатқан кезде, ЖШС 1,64 теңге/кВт·сағ көлемінде кіріс алады

Өндіріс жоспары

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

Қосалқы стансаның жүктелу коэффициенті $K_3=0,7$, қуат коэффициенті $\cos\alpha=0,8$, өзіндік мұқтаждық трансформаторлардың қуаттарының 10 пайызын құрайды, жобаланып отырған қосалқы стансаның максималды жүктелу уақыты 5000 сағат.

Ұйымдастыру жоспары

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

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

Заңдық жоспар

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

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

Экологиялық ақпарат

Қосалқы станса экологиялық жағдайы бойынша барлық санитарлық нормаға сай келеді.

5.2 Энергетикалық нысанның техника-экономикалық көрсеткіштерін есептеу

Электр стансасын салуға қажетті қаржыны анықтау

Қосалқы стансаның элементтерінің едәуір физикалық және моральдық тозуы зардапқа әкеледі. Бұл зардап электр тоғымен жабдықтаудың жиі бұзылуы және электр энергиясының толығымен жіберілмеуі түрінде болуы мүмкін.

Бұл қосалқы станса шамамен 20-30 жылдан астам уақыт бойы пайдаланыста болуы тиіс және де түбегейлі қайта құру мен модернизациялауды қажет етеді. Орта есеппен оның тозуы шамамен 60-70 пайызды құрайды.

Осыдан былай қосалқы стансаны пайдалану мүмкіндігі төмендейді. Бұл оның қайта қалпына келтіру мен жөндеу жұмыстарына кеткен шығындардың өсуіне байланысты болады.

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

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

Электр стансасының модернизациялануына кететін капиталдық салымды анықтайық.

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

Кесте 5.1 – Нысанға салынатын қаржы

ТҚ немесе жабдық	Жабдық саны	Бір жабдық құны, млн.теңге.	Жалпы құны, млн.теңге.
Ажыратқыш 110 кВ	10	11,5	115,0
Ажыратқыш 10 кВ	30	4,5	135
Айырғыш 110 кВ	2	1,460	2,92
Айырғыш 10 кВ	2	1	2
Трансформатордың РҚЖА	2	11,5	23
Желінің РҚЖА 110кВ	4	18	72
Желінің РҚЖА 10 кВ	24	11	264
Трансформатор	2	196	392
КТҚ 10 кВ	1	11,5	11,5
Барлығы:			1017,42

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

Кесте 5.2 Барлық қажетті қаржы салымдар

Желі	Желі саны	Жалпы желінің ұзындығы, км	Бір км желінің құны, млн.теңге.	Желінің жалпы құны, млн.теңге (жөндеу базасы мен байланыс желісін қоспағанда)
110 кВ	4	150	5,65	847,5
10 кВ	20	180	1,9	342
Барлығы:				1152

5.3 Инвестициялық жоспар

110/10/10 кВ 2х63 МВА № 10 қосалқы стансасының релелік қорғанысы және автоматты іске қосылу резерві қарастырылған. Бұл қосалқы станса 4 энергия жүйесінен қоректенеді. Ортаңғы кернеу жағынан жергілікті тұтынушыларға 6 желі шығып жатыр, төменгі кернеу жағынан 24 фидер шығып жатыр. Осы нұсқаға қажетті инвестицияны анықтаймыз.

Инвестиция мөлшері желінің құны мен қосалқы стансаның жабдықтарының құнының қосындысынан табылады:

$$\Sigma K = K_0 + K_c + K_m + K_{пр}; \quad (5.1)$$

$$K_0 = 1017,42 + 1152 = 2169,42 \text{ млн.тг,}$$

мұндағы Ко-қондырғылар сатып алуға кететін ақша жұмсау қаражаты, ΣК-ның 73 %-ын құрайды;

Кс-құрылыс жұмыстарына кететін ақша жұмсау қаражаты, ΣК-ның 14%-ын құрайды;

Км-монтаждау және іске қосу, баптау жұмыстарына кететін ақша жұмсау қаражаты, ΣК-ның 7 %-ын құрайды;

Кпр-басқа да шығындарға кететін ақша жұмсау қаражаты, ΣК-ның 6%-ын құрайды.

Қондырғылар сатып алуға кететін қаражат:

$$K=(2169,42 \cdot 100)/73=2971,8 \text{ млн.тг};$$

Құрылыс жұмыстарына кететін қаражат:

$$K_C=(2971,42 \cdot 14)/100=416,05 \text{ млн.тг};$$

Монтаждау және іске қосу, баптау жұмыстарына кететін қаражат:

$$K_M=(2971,42 \cdot 7)/100=208,02 \text{ млн.тг};$$

Басқа да шығындарға кететін қаражат:

$$K_{\text{пр}}=(2971,42 \cdot 6)/100=178,3 \text{ млн.тг};$$

Бұл мәнді (5.1) формулаға қойып есептесек:

$$\Sigma K=2169,42+416,05+208,02+178,86=2972,35 \text{ млн.тг};$$

Зауыттың қосалқы стансасында қуаты 63 МВА екі трансформатор орнатылған. Сонда толық қуатымыз $S = 126$ МВА болады. $\cos \varphi = 0,8$ деп аламыз. Сонда:

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

$$P=126 \cdot 0,8=100,8 \text{ МВт},$$

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 $T_M = 5000$ сағат деп таңдадым. Осыдан:

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

$$W=100,8 \cdot 5000=504000 \text{ мың кВт} \cdot \text{сағ.}$$

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

$$Z_{амп} = K_0 \cdot \frac{h_0}{100}, \quad (5.4)$$

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

K – негізгі қорлар құны, млн теңге;

h_0 – амортизациялық аударылымдар нормасы, %.

$$Z_{амп} = \frac{6 \cdot 2971,8}{100} = 178,308 \text{ млн теңге}$$

Амортизациялық аударылымдар нормасын 6% деп қабылдаймыз.

Кәсіпорынның кейбір негізгі қорларына амортизациялық аударылымдар нормасы келтіріледі.

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

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

Эксплуатациялық шығындарды анықтайық. Амортизация жұмыстарына кеткен шығындарды есептейік.

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

Шығынның қалған 49%-ын келесілер құрайды:

1. Іс-сапар шығындары.

Іс-сапар шығындары дұрыс толтырылған құжаттарға сай жол жүру, тәуліктік және пәтер шығындарынан тұрады;

2. Кеңсе шығындары.

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

3. Еңбек қорғанысы.

Еңбек қорғанысының талаптарына байланысты кез-келген компанияда арнайы жұмыс киімдері, аяқ-киімдері, комплектілері болуы тиіс. Қажетті заттардың барлығын штаттық мамандықтар мен санына байланысты сатып алады;

4. Құрылғыларды тексеру.

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

5. Баспа шығындары.

Бұл шығындар әр түрлі есеп беру және күнде қолданатын бланктарды (журналдар, карточкалар, ведомость, актілер, нұсқаулар, ережелер, сұранымдар) сатып алудан құралады;

6. 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;

7. Кадрларды дайындау.

Компания жұмысшылары біліктілікті көтеру үшін баратын ұйымдармен келісімшартқа тұруға кететін шығындардан құралады;

8. Сәтсіз оқиғалардан сақтандыру.

Қазақстан Республикасында сақтандыру міндетті болып табылады. Бұл жерде тек сақтандыру түрін таңдау керек;

9. Еңбекақы төлеу.

Өнеркәсіптік және әкімшілік қызметкерлер еңбекақысын төлеуден құралады;

10. Байланыс қызметін көрсету.

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

11. Коммуналдық қызмет көрсету.

Бұл шығындар салқын су мен канализация, қоқыс лақтыру, жылу энергиясының бағаларын қамтиды;

12. Банк қызметі.

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

13. Есептеу және ұйымдастыру техникасының материалдары.

Картридж, барабан, тонер, қосалқы бөлшектерді сатып алу кіреді;

14. Техникалық шығындардың орнын толтыруға қажет энергия.

Электр энергиясын тарату кезінде оның шығындалуы шарасыз, сол себепті оны сметада есептейді;

15. Шаруашылыққа қажет энергия.

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

Шығынның қалған 49%-ын келесідей табамыз:

$$Z_{дон} = Z_{амр} \cdot \frac{49}{51} = \frac{178,308 \cdot 49}{51} = 171,31 \text{ млн тенге}$$

Сонда толық шығын келесідей болады:

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

$$Z_{пол} = 178,3 + 171,31 = 349,61 \text{ млн тенге}$$

Осыдан өзіндік құнды табуға болады:

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

$$S = \frac{349,61}{504} = 0,693 \frac{\text{тенге}}{\text{кВт} \cdot \text{сағ}}$$

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

$$S_{ПС} = S \cdot 1,1 = 0,693 \cdot 1,1 = 0,763 \frac{\text{тенге}}{\text{кВт} \cdot \text{сағ}}$$

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

$$\sum \Pi_2 = W_{год} \cdot 0,1 \cdot S_{ПС} \cdot 0,8; \quad (5.7)$$

$$\sum \Pi_2 = 504 \cdot 0,1 \cdot 0,763 \cdot 0,8 = 30,76 \text{ млн.тг.}$$

Кіріс салығын есептеген кездегі берілген түрдегі жылдық кіріс келесіні құрайды:

$$\sum \Pi_{\text{кп}} = W_{\text{год}} \cdot 1,64 \cdot 0,8 = 504 \cdot 1,64 \cdot 0,8 = 661,24 \text{ млн теңге.}$$

Өнеркәсіптің екі түрінен де алынған суммалық кірісі келесіні құрайды:

$$\sum \Pi = \sum \Pi_{\text{кп}} + \sum \Pi_{\text{г}} = 661,24 + 30,76 = 692,08 \text{ млн теңге.}$$

NPV анықтау (таза әдеттегі құн)

Берілген әдіс келесіден тұрады:

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

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

$$PV = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n}, \quad (5.8)$$

мұндағы CF – жыл сайынғы ақшалай түсім;

n – жобаны тарату жылдары;

r – банктің пайыздық қойылымы.

Берілген шығын бағасы (I_0) берілген табыс бағасымен салыстырылады. Олардың айырымы жобаның таза әдеттегі құнының бағасын береді.

Берілген жобаны тұтастай инвестициялауды бағалауды таза әдеттегі құн (NPV) әдісімен жүргіземіз. Инвестиция анализінің осы әдісі инвестициялаушы жобаны ұсыну нәтижесінде фирманың құндылығының өсу шамасын көрсетеді, ол екі сілтемеден тұрады:

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

2) Әр түрлі уақыттағы шығындардың біркелкі емес құны болады.

NPV анықтау үшін жобаның әр жылдағы қаржы ағынының шамасын сараптау керек, сосын оларды уақыт бойынша теңестіру үшін жалпы бөлімге келтіру керек. Яғни NPV – жобаны тарату барысында туындайтын ақша түсімдерінің қосындысы мен осы жобаны тарату үшін қажетті барлық шығындардың қосындысы арасындағы айырмашылық.

Таза келтірілген құн келесідей анықталады:

$$NPV = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0; \quad (5.9)$$

мұндағы CF – жыл сайынғы ақшалай түсім;

n – жобаны тарату жылдары;

I_0 – толық қосынды инвестиция;
 r – банктің пайыздық қойымы.

Ақша ағымы келесі формуламен анықталады:

$$CF = \Pi_q + I_{ao}, \quad (5.10)$$

мұндағы Π_q - таза кіріс, млн.тенге;

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

$$CF = 692,08 + 178,3 = 870,38 \text{ млн.тенге,}$$

$$PV = 870,38 \cdot 0,909 = 791,18 \text{ млн.тенге,}$$

$$NPV = -2169,42 + 791,18 = -1378,23 \text{ млн.тенге}$$

К е с т е 5.3 – Берілген нұсқа үшін NPV есебінің нәтижесі

Жылдар	CF, млн теңге	$1/(1+i)^n$	NPV, млн теңге
0	0	1	-2169,42
1	870,38	0,909	-1378,2
2	870,38	0,826	-659,26
3	870,38	0,751	-156,6
4	870,38	0,683	437,86
5	870,38	0,621	540,5

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

$$PV=870,38 \cdot (0,909+0,826+0,751+0,683+0,621)=3298,74 \text{ млн. теңге.}$$

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

Егер:

$PI > 1$, онда жобаны қабылдау керек;

$PI < 1$, онда қабылдаудың қажеті жоқ;

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

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

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{PV / (1+i)^t}{K_0} = \frac{3298,74 / 0,621}{2169,42} = 2,44. \quad (5.11)$$

PP анықтау (орнын толтыру мерзімі)

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

$$PP = \frac{\sum K}{CF}; \quad (5.12)$$

$$PP = \frac{2972,35}{870,38} = 3,4 \text{ жыл}$$

Қорытынды

Бұл дипломдық жобада қосалқы стансаның қысқа тұйықталу тоқтарын есептеп, содан алынған нәтижелер бойынша қазіргі заман талаптарына сай негізгі электр құрылғыларын таңдадым. Оларды арнайы бекітілген шарттарға сүйене отырып “ABB” фирмасының терминалдарының сипаттамаларымен сәйкес келгенін таңдап алдым. Қосалқы стасындағы трансформатордың қорғаныстарын есептедім. Атап айтатын болсам, трансформатордың дифференциалды қорғанысы, максималды тоқ қорғанысы, газдық қорғаныс, асқын жүктеме қорғанысы. Сонымен қатар сатылы нөл реттік және сатылы дистанционды қорғанысына есептеулер жүргіздім.

Өміртіршілік қауіпсіздігі бөлімі бойынша қосалқы стансадағы жалпы мәліметтер, яғни орналасу аймағы, ондағы қызметкерлер саны, олардың жұмыс уақыты, нысанның орналасуы, климат жағдайы, жарықтандыру жүйелері және адам қауіпсіздігіне байланысты ақпараттарды жинадым. Соларға негізделе отырып еңбек шартына талдау жасадым. Диспетчер бөлмесін қарастыра отырып, ол бөлменің табиғи және жасанды жарықтандыруына есептеулер жүргіздім.

Экономикалық бөлімде берілген тапсырмаларға сәйкес тұтынушыларды электр энергиясымен үздіксіз қамтамасыз етуіне байланысты шығынды анықтау және талдау, аймақтық электр желілері компаниялардың желілеріне электр энергиясын жеткізу және тарату қызметтерінің тариф деңгейлерінің есебі, тарифтік смета жасалды. Сонымен қатар қосалқы стансадағы электр энергиясын жеткізу қызметі жайлы жаздым.

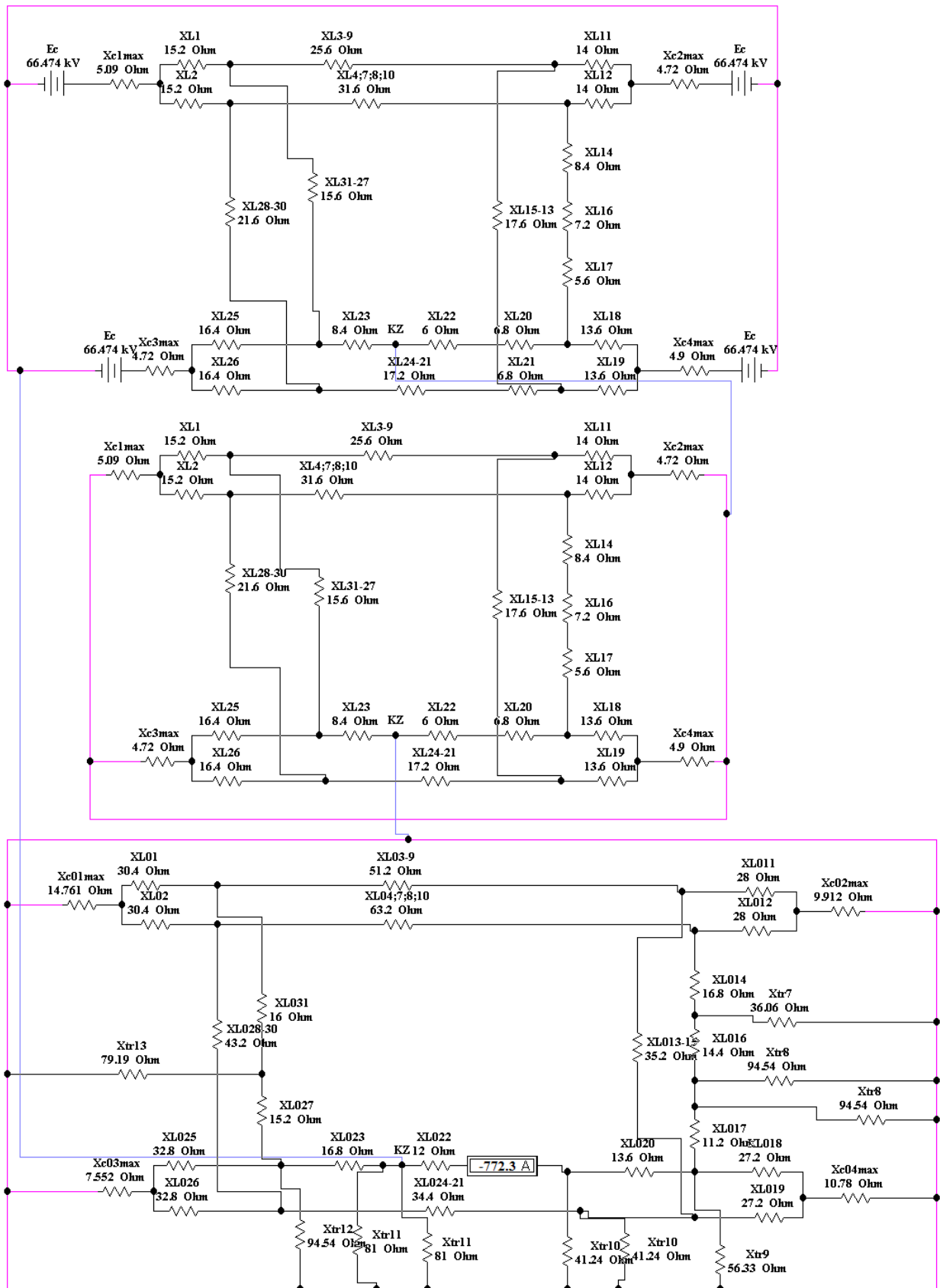
Elektronics Workbench компьютерлік бағдарламасын қосалқы стансаның қысқа тұйықталу тоқтарын анықтау үшін, және сатылы нөл реттік қорғанысын есептеу үшін қолдандым. AutoCad бағдарламасында A1 форматта сызбаларды, яғни к/ст принципіалды электрлік сұлбасын, бас электрлік сұлбасын, орынбасу сұлбасын, трансформатордың қорғанысы мен желі қорғанысын, селективтілік картасы және ДҚ полигоналдық сипаттамысын сыздым.

Дипломдық жұмысты қорытындылай келе қосалқы стансаға қажетті есептеулер жүргізіп, өзіме қажет көп мәліметтерді білдім.

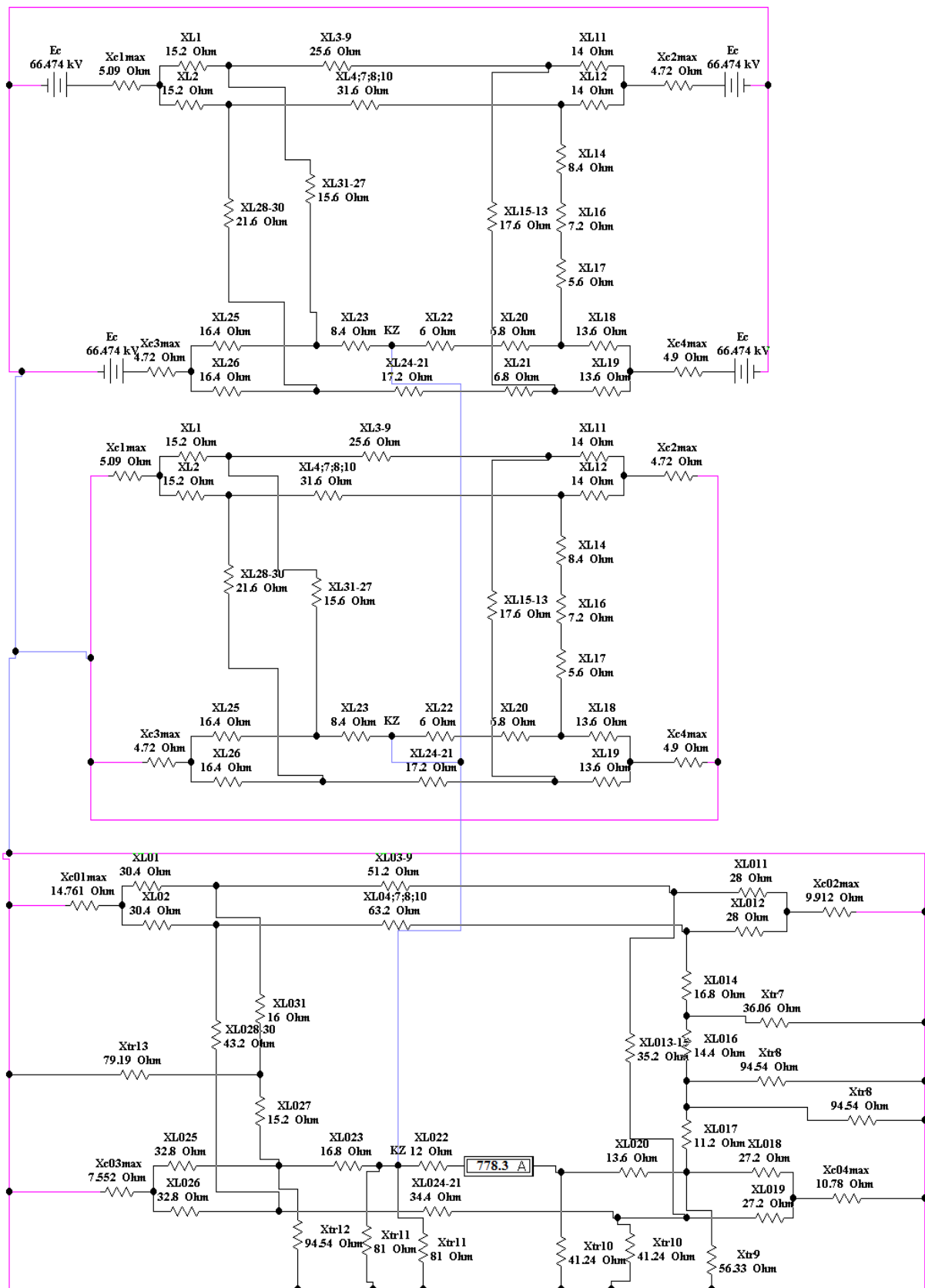
Әдебиеттер тізімі

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

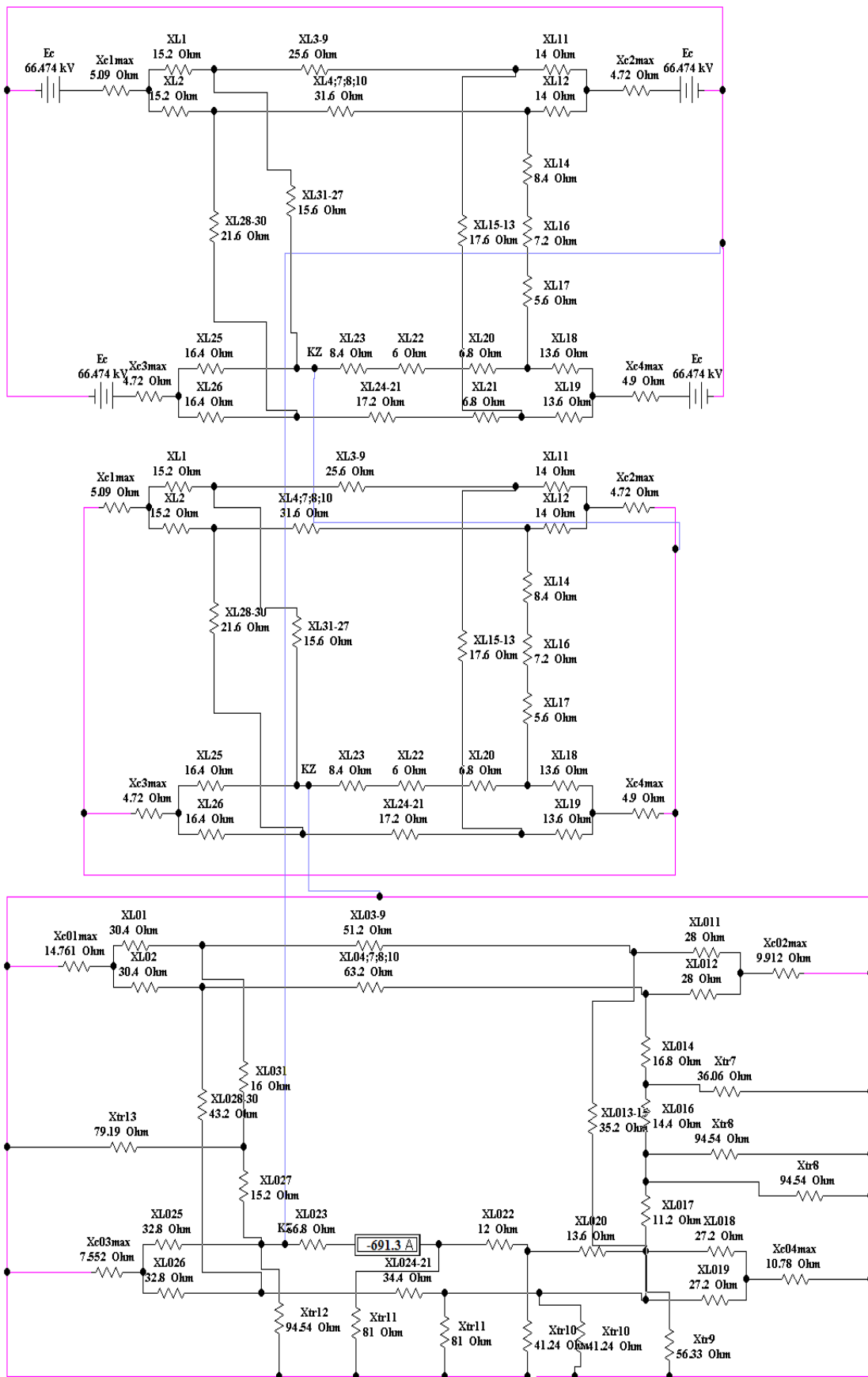
А қосымшасы



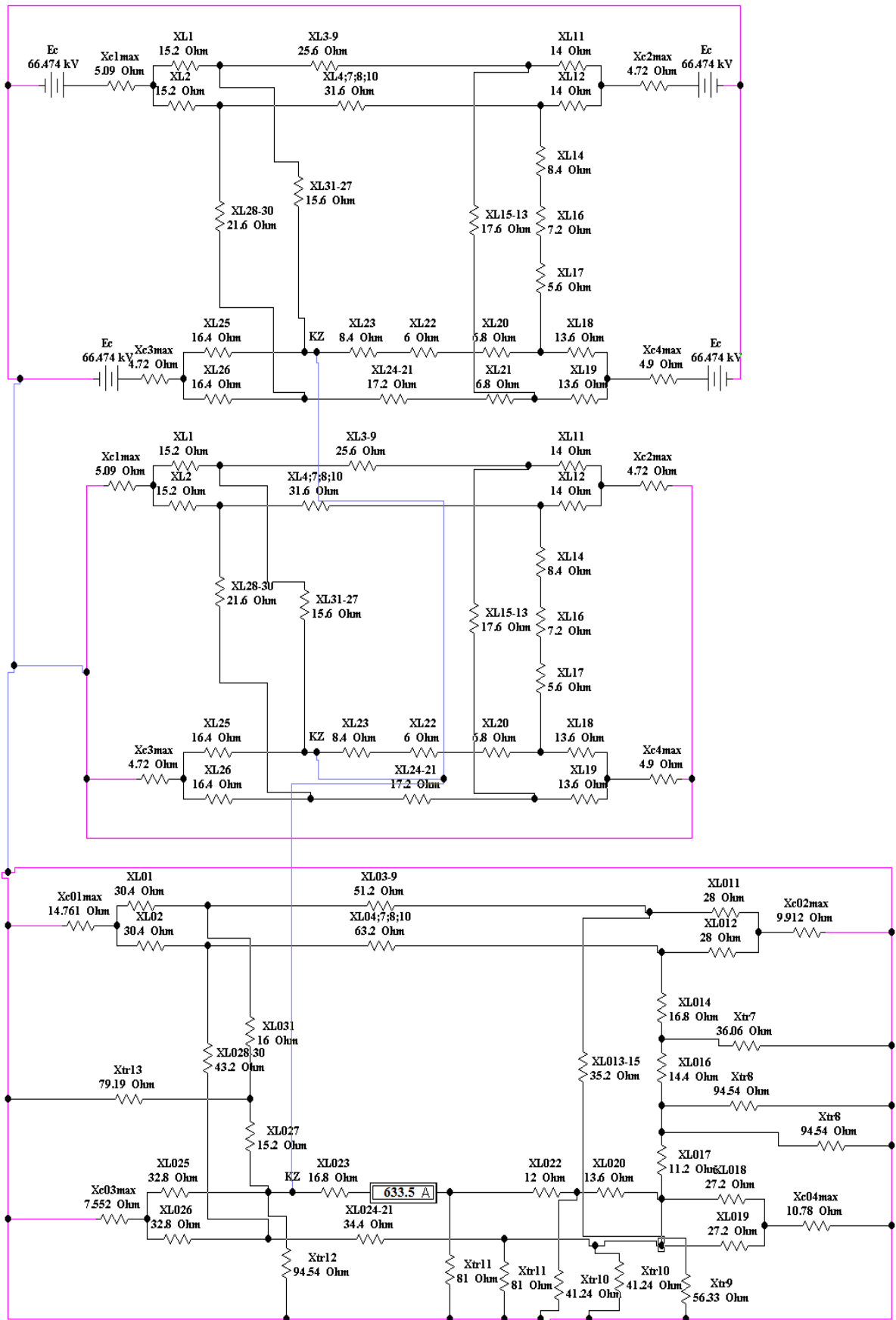
Сурет А1 – Л22 желісінің соңындағы нөл реттік бір фазалы ҚТ



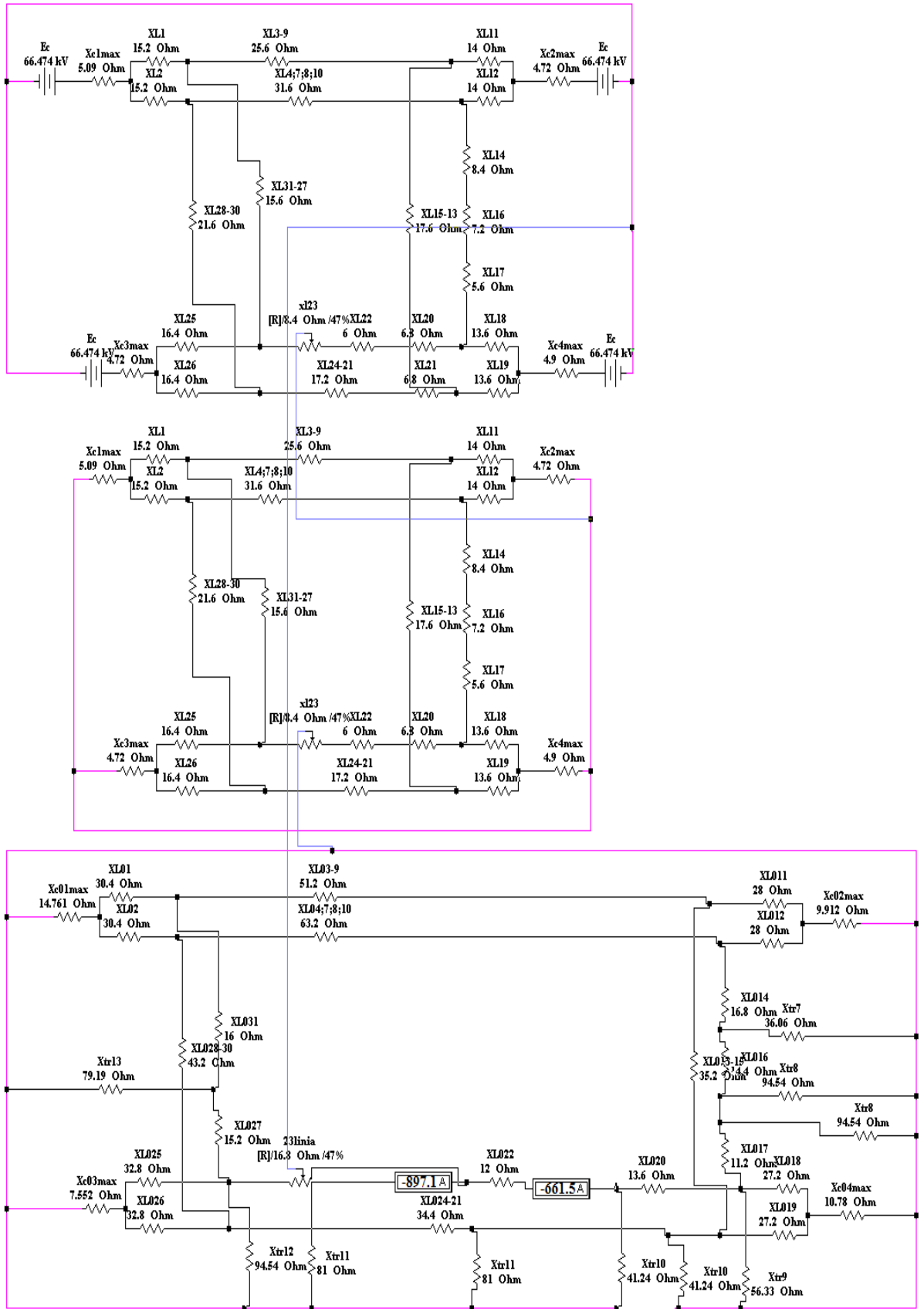
Сурет А2 – Л22 желісінің соңындағы нөл реттік екі фазалы ҚТ



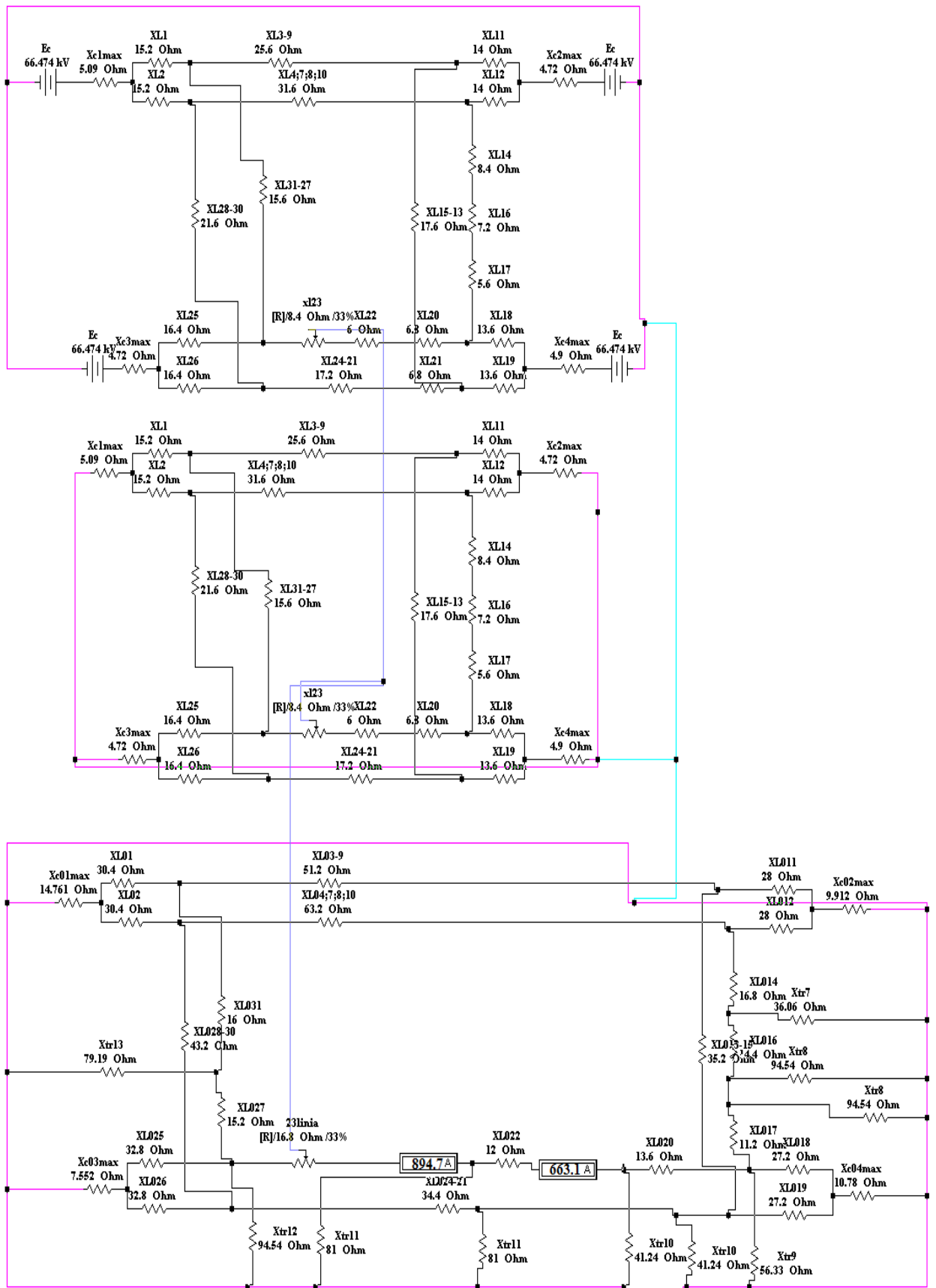
Сурет А3 – Л23 желісінің соңындағы нөл реттік бір фазалы ҚТ



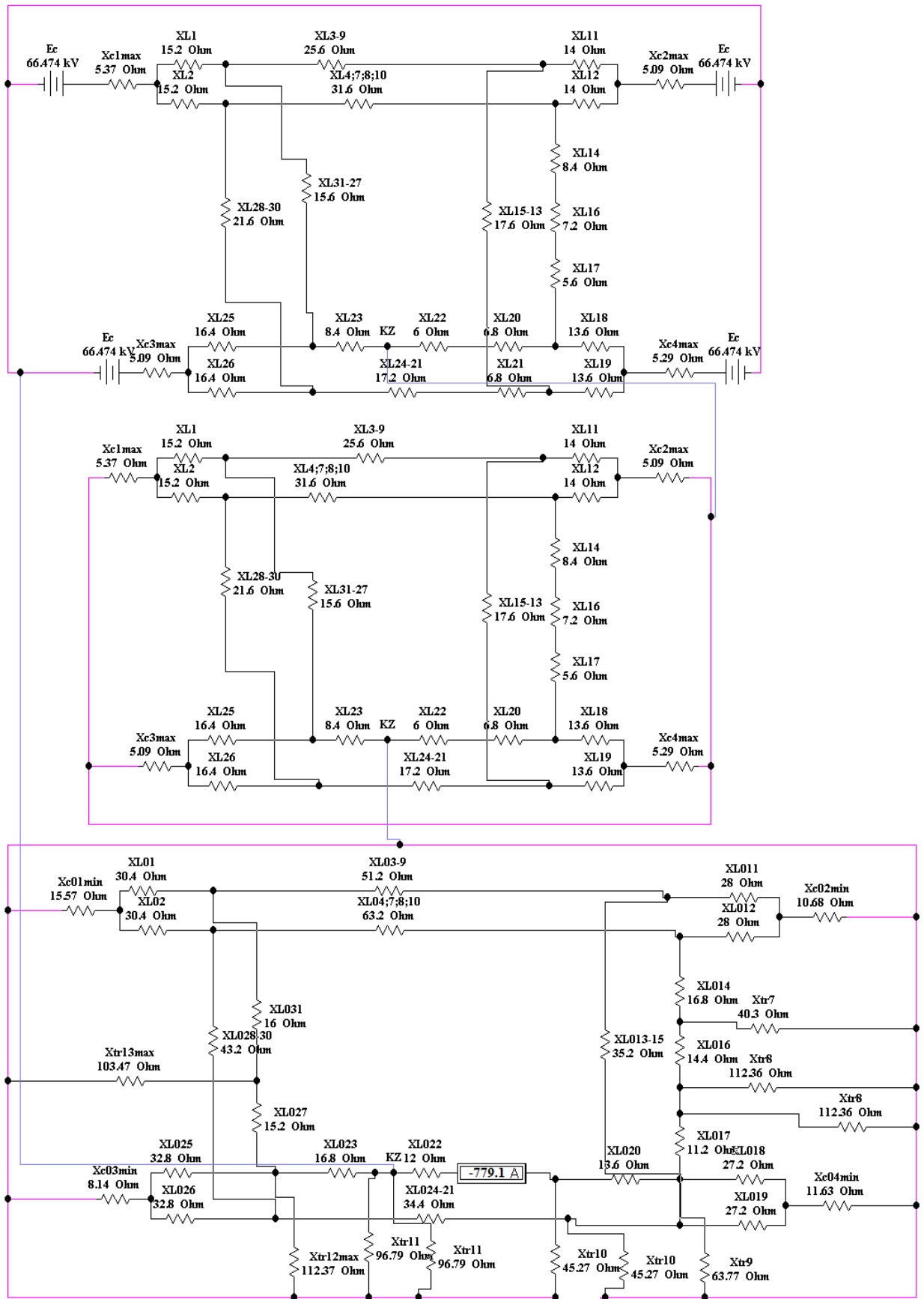
Сурет А4 – Л23 желісінің соңындағы нөл реттік екі фазалы ҚТ



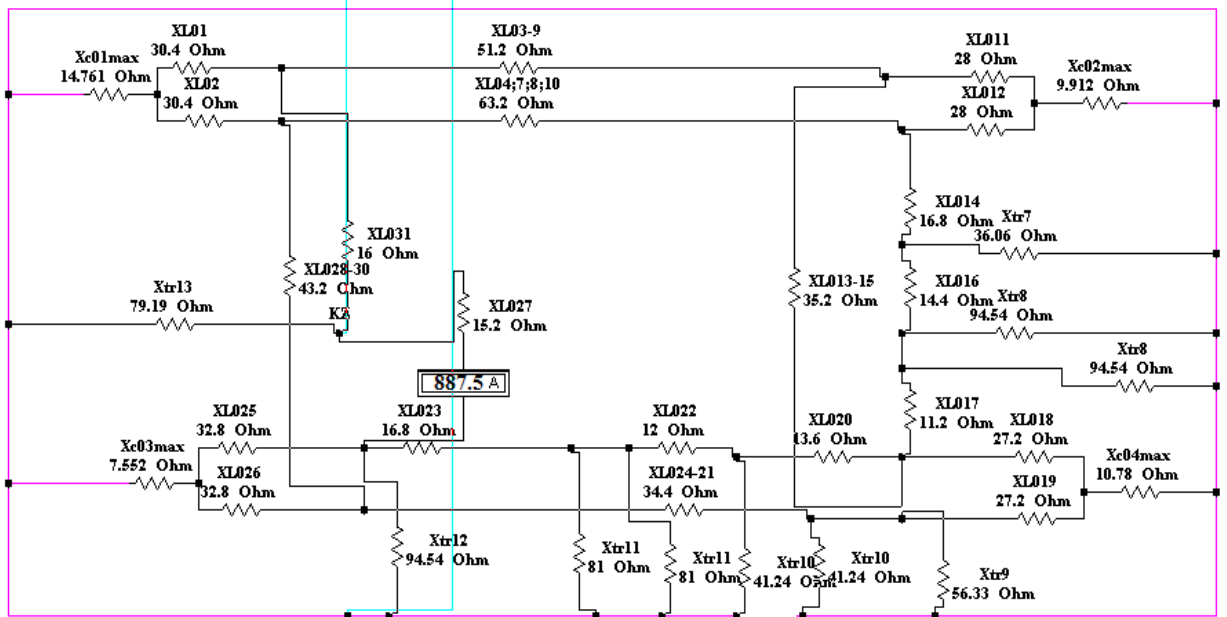
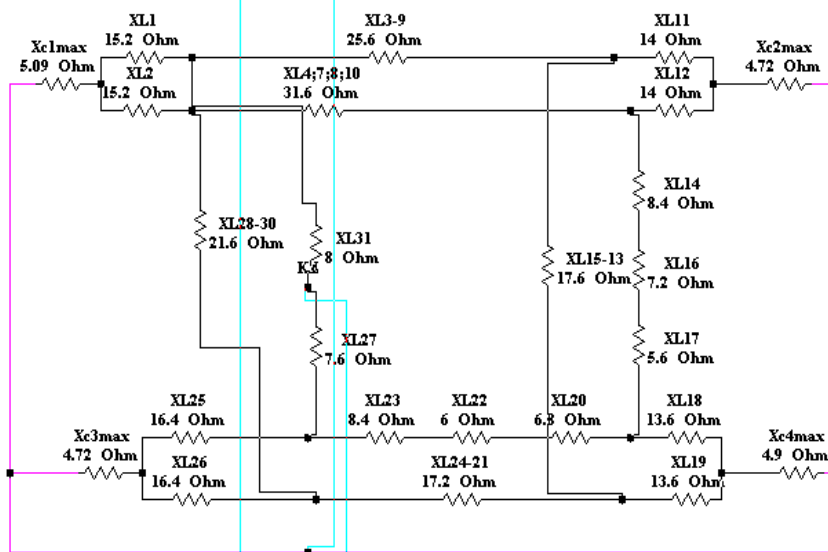
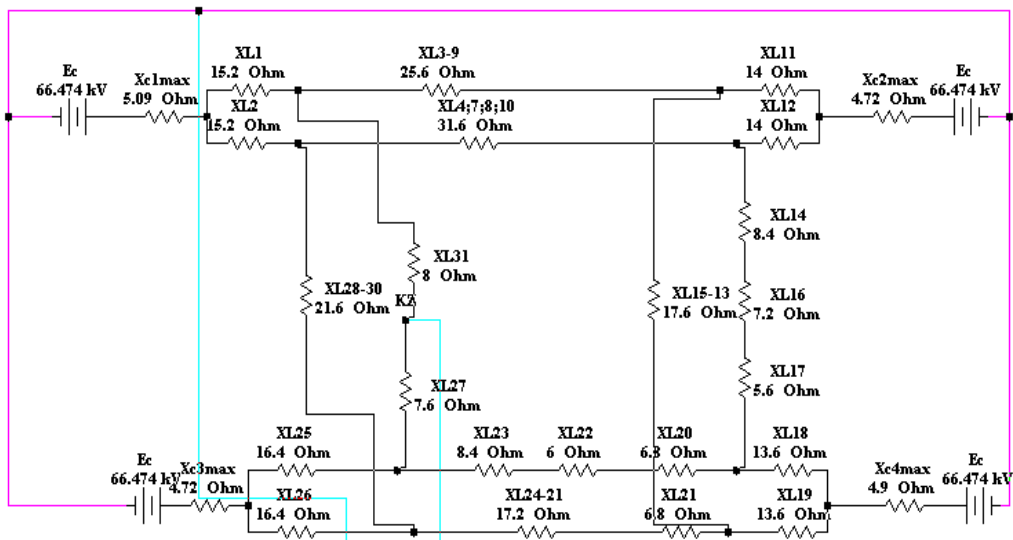
Сурет А5 – Л23 желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі ҚТ



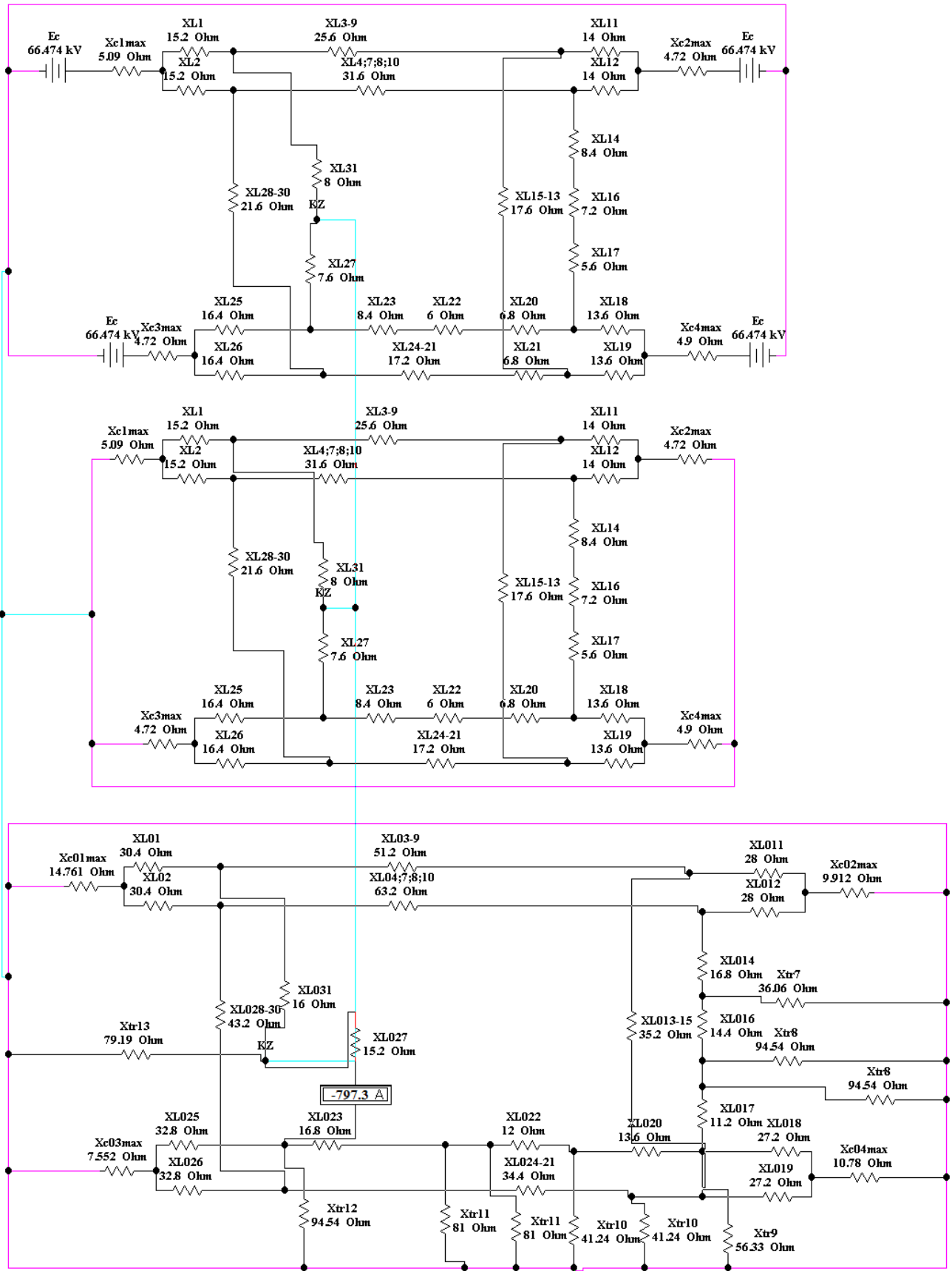
Сурет А6 – Л23 желісінің соңындағы екі фазалы потенциометрлі ҚТ



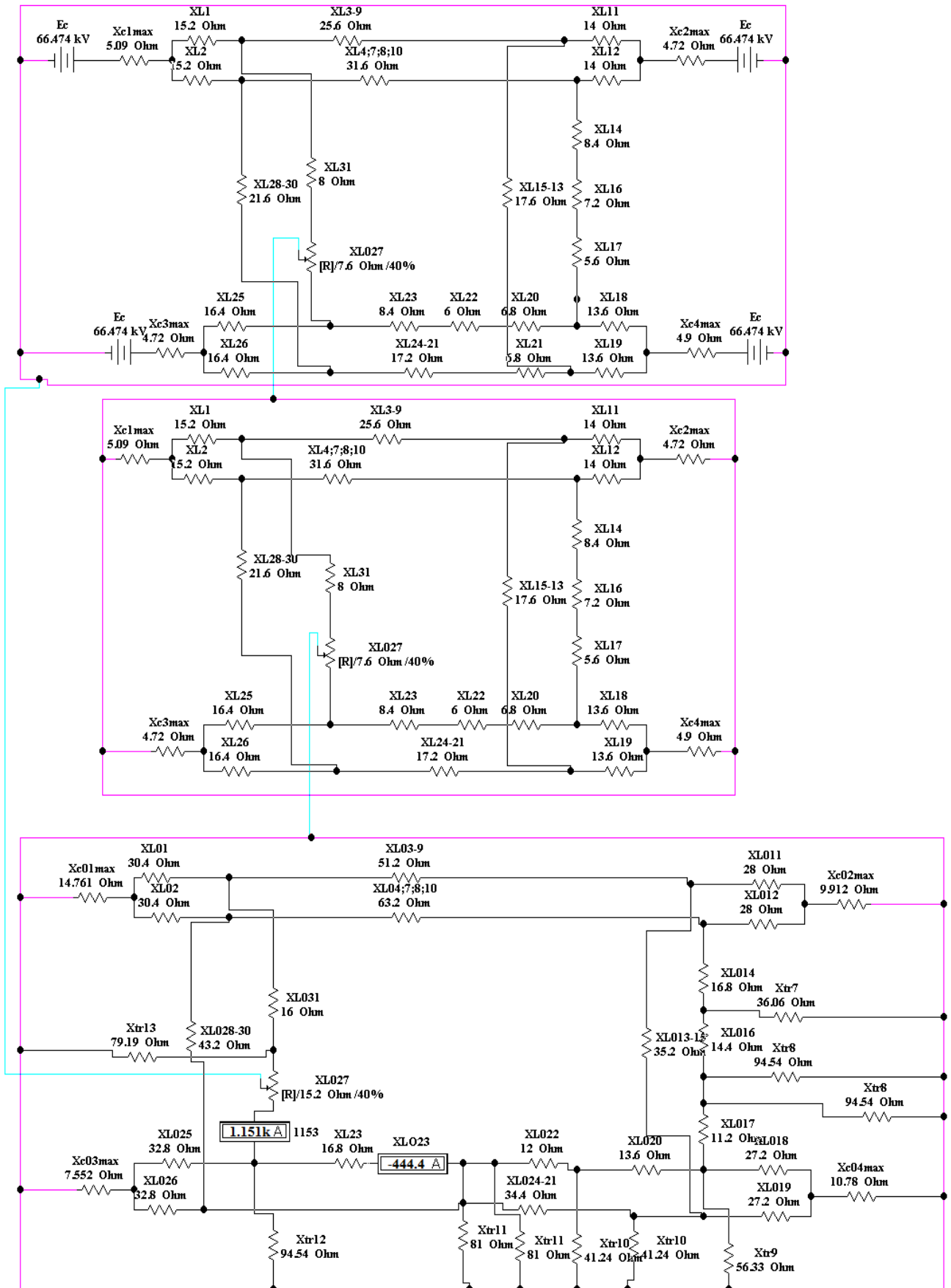
Сурет А7 – Л22 желісінің соғындағы бір фазалы минималды режімдегі ҚТ



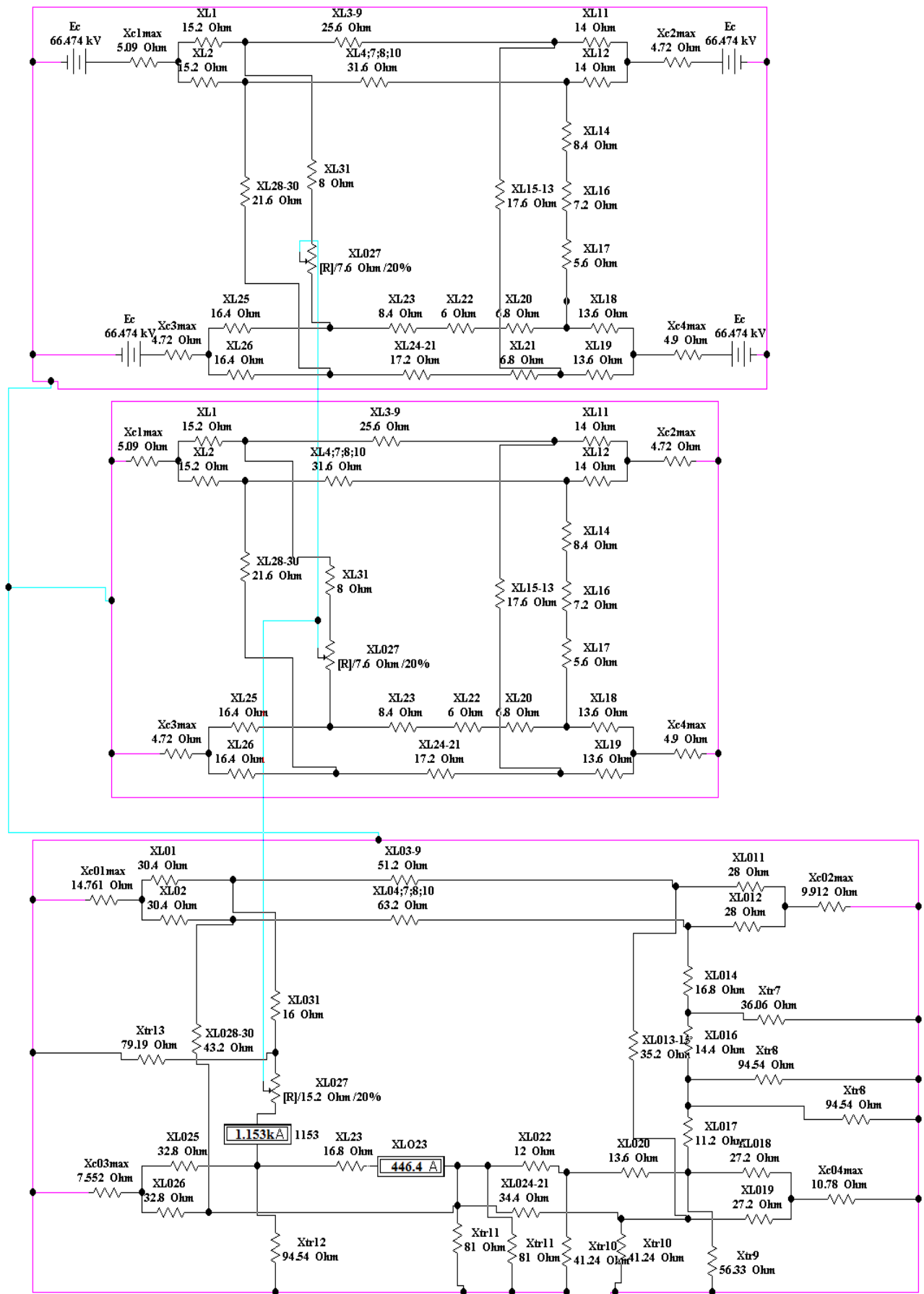
Сурет А8 – Л27 желісінің соңындағы нөл реттік бір фазалы ҚТ



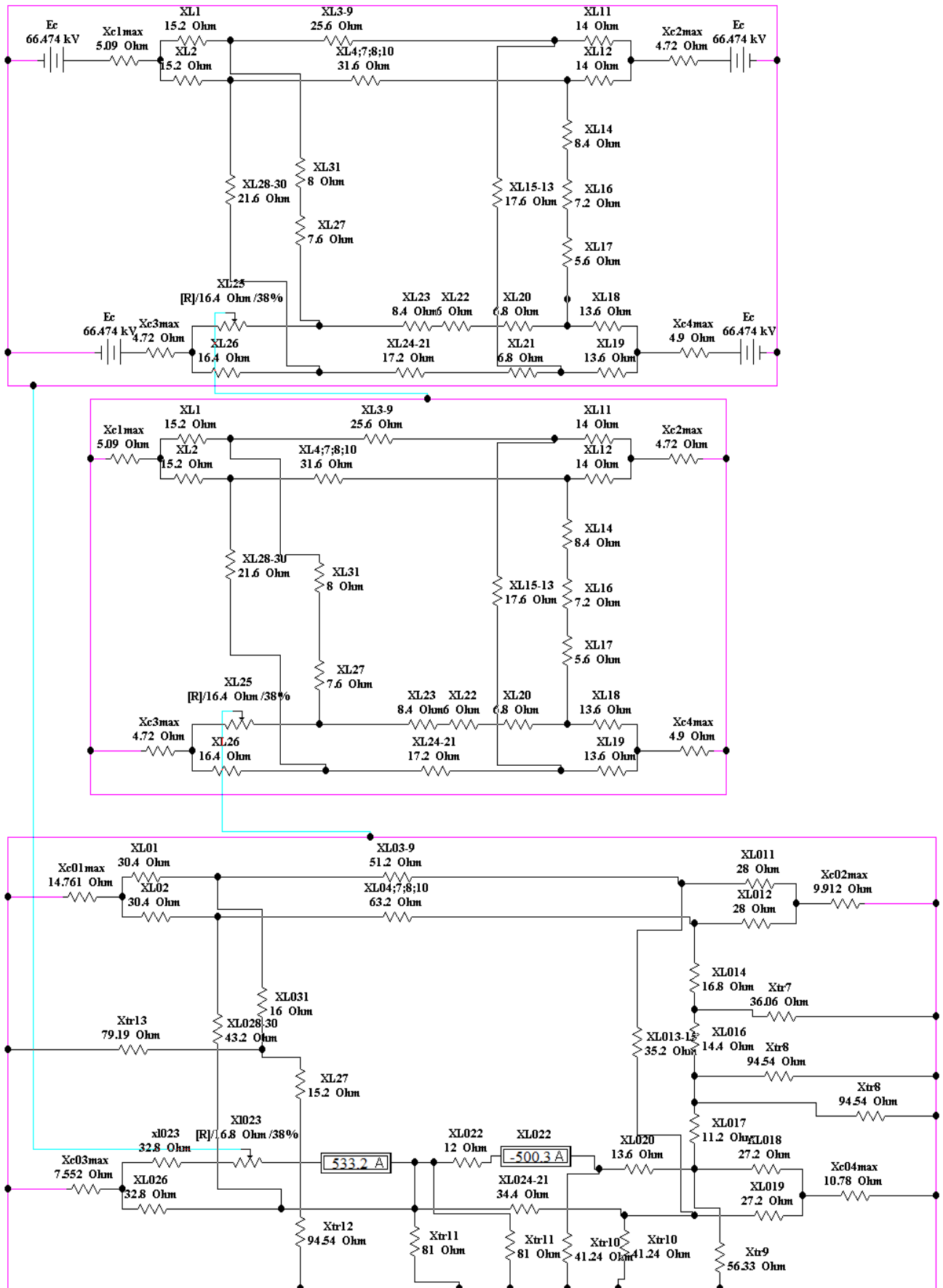
Сурет А9 – Л27 желісінің соңындағы нөл реттік екі фазалы ҚТ



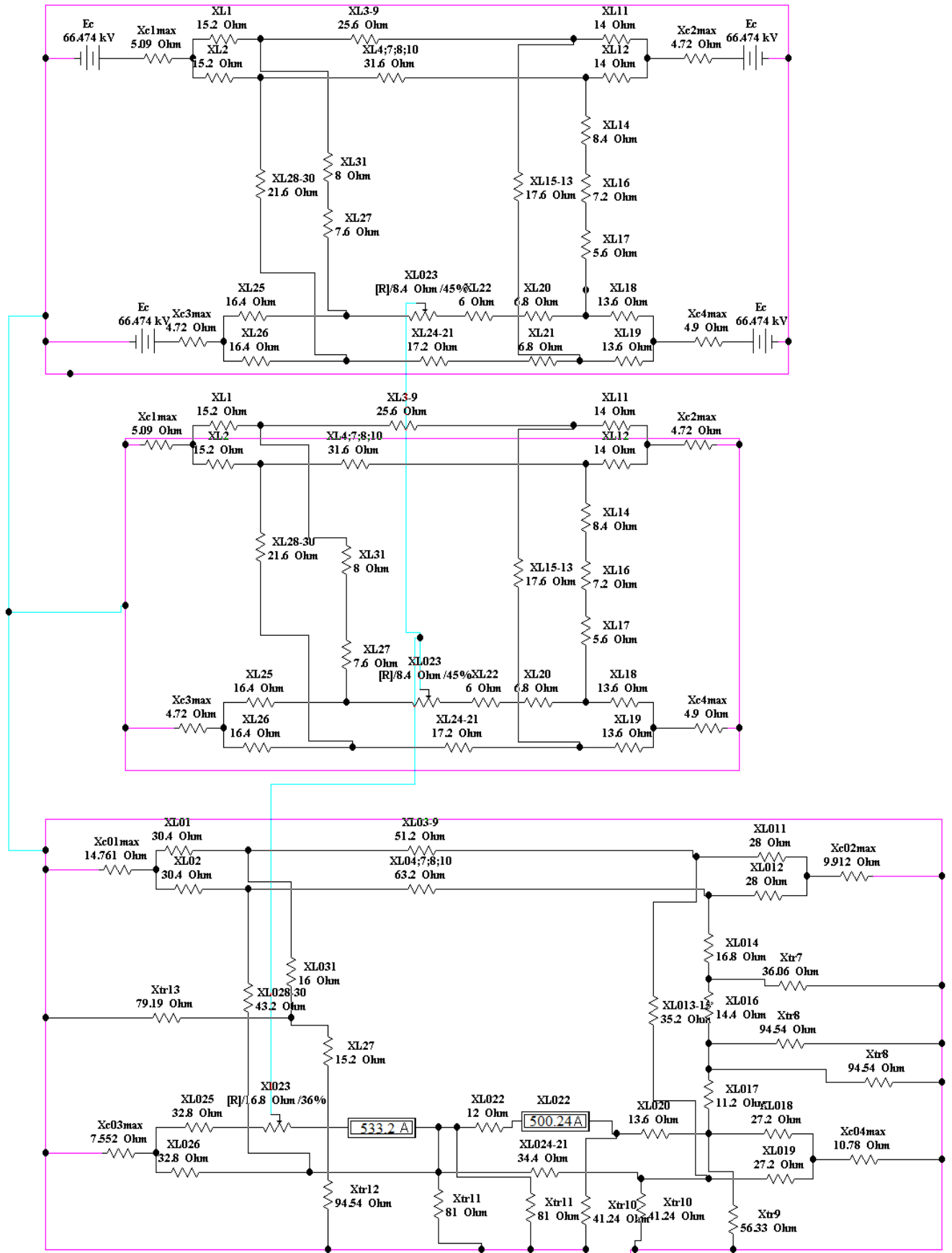
Сурет А10 – Л27 желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі ҚТ



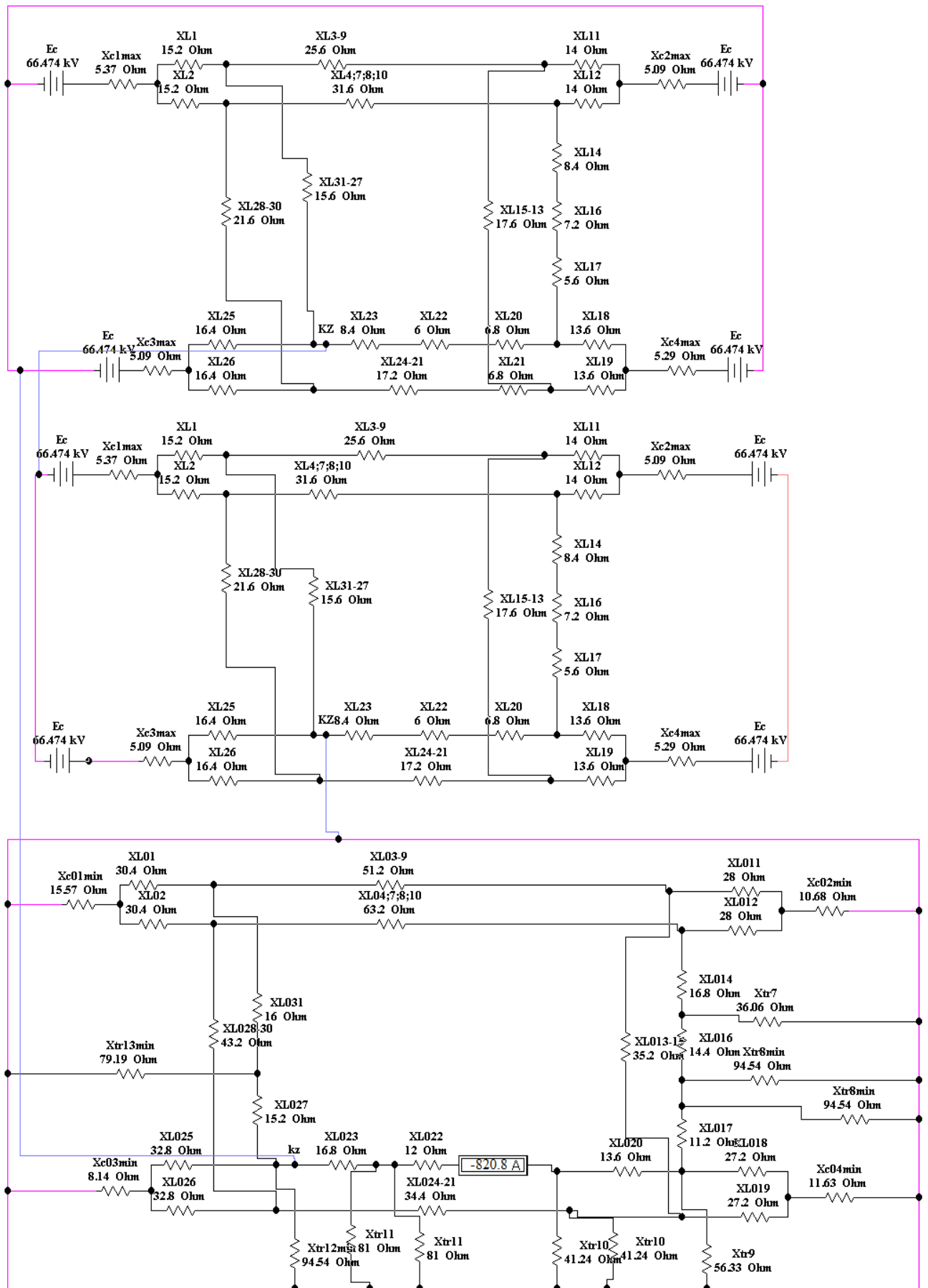
Сурет А11 – Л27 желісінің соңындағы екі фазалы потенциометрлі ҚТ



Сурет А12 – Л23 желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі ҚТ



Сурет А13 – Л23 желісінің соңындағы екі фазалы потенциометрлі ҚТ



Сурет А14 – Л22 желісінің соңындағы минималды режимдегі бір фазалы ҚТ

Б қосымшасы

Б1 кесте – RET 670 T2WPDIF типінің параметрлері

Тағайындаманың аты	Тағайындама диапазоны		Тағайындаманы таңдау	Тағайындамаға түсініктеме
	max	min		
1	2	3	4	5
RatedVoltageW1	0,05	2000,00	110,00	Трансформатордың жоғары жағындағы номиналды кернеу, кВ
RatedVoltageW2	0,05	2000,00	10,00	Трансформатордың төменгі жағындағы номиналды кернеу, кВ
RatedCurrentW1	1	99999	53	Трансформатордың жоғары жағындағы номиналды ток, А
RatedCurrentW2	1	99999	578	Трансформатордың төменгі жағындағы номиналды ток, А
ConnectTypeW1	-	-	Жұлдызша (Y)	Жоғары жағындағы байланыс сұлбасы
ConnectTypeW2	-	-	Үшбұрыш (D)	Төменгі жағындағы байланыс сұлбасы
ClockNumberW2	0[0 град]	11[+30 град]	0[0 град]	W2 мен W1 арасындағы фазалық ығысу
ZSCurrSubtrW1	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	W1 жағы үшін нөл реттік тоқтың есептік кірісі/шығысы
ZSCurrSubtrW2	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	W2 жағы үшін нөл реттік тоқтың есептік кірісі/шығысы
TconfigForW1	Нет (жоқ)	Да (иа)	Да (иа)	W1 орамасы үшін ток трансформаторының 2 кірісі (Т-тәріздес конфигурация)
CT1RatingW1	1	99999	524	Ток трансформаторының бірінші реттік тоғы, А Т-тәріз. 1 иығы
CT2RatingW1	1	99999	352	Ток трансформаторының бірінші реттік тоғы, А

				Т-тәріз. 2 иығы
TconfigForW2	Нет (жоқ)	Да (иа)	Да (иа)	W2 орамасы үшін ток трансформаторының 2 кірісі (Т-тәріздес конфигурация)
CT1RatingW2	1	99999	1000	Ток трансформаторының бірінші реттік тоғы, А Т-тәріз. 1 иығы
CT2RatingW2	1	99999	1000	Ток трансформаторының бірінші реттік тоғы, А Т-тәріз. 2 иығы
Operation	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Активизация
SOTFMode	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Зақымдалуға арналған қосылу функциясының жұмыс режимі
IDiffAlarm	0,05	1	0,21	Дифференциалдық тоқтың деңгейі (W1 орамасындағы номиналды тоқтың % бөлігі)
tAlarmDelay	0,00	60,00	10,00	Бүкіл 3 фазадағы дифференциалдық тоқтың өсуін көрсететін сигналдың уақыт ұстанымы, сек
IdMin	0,05	0,60	0,21	Дифференциалдық тоқтың минималды деңгейі(W1 орамасындағы номиналды тоқтың % бөлігі)
IdUnre	1,00	50,00	10,00	Орнатылған мән
CrossBlockEn	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	Фаза арасындағы кросс-логиканың активизациясы
NegSegDiffEn	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	Кері тізбек бойынша диф қорғаныстың активизациясы

Б.2 кесте – REF 615 РННРТОС1 типінің параметрлері

Тағайындаманың аты	Тағайындама диапазоны		Тағайындама ны таңдау	Тағайындамаға түсініктеме
	min	max		
1	2	3	4	5
Активизация	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Программаны қосу
Количество фаз	1	3	3	Фаза саны
Мин время срабат	20	60000	1300	Минималды қосылу уақыты, мс
Время возврата	0	60000	1000	Қайту үшін уақыт ұстанымы, мс
Режим измерения	-	-	Фурье	Өлшеу режимін таңдау
Параметры кривой А	0,0086	120,000 0	28,2000	Программалау қисығы үшін А параметрі, орнатылған мән
Параметры кривой В	0,0000	0,7120	0,1217	Программалау қисығы үшін В параметрі, орнатылған мән
Параметры кривой С	0,02	2,00	2,00	Программалау қисығы үшін С параметрі, орнатылған мән
Параметры кривой D	0,46	30,00	29,10	Программалау қисығы үшін D параметрі, орнатылған мән
Параметры кривой E	0,0	1,0	1,0	Программалау қисығы үшін E параметрі, орнатылған мән
Пусковое значение	0,10	40,00	3,62	Іске қосу мәні, xI_n
Множитель Пуск Знач	0,8	10,0	1,0	Іске қосу мәнінің масштабтық мәні, орнатылған мән
Множитель времени	0,05	15,00	1,00	Уақытша коэффициент, орнатылған мән
Время срабатывания	40	200000	1600	Қосылу үшін кететін уақыт ұстанымы, мс
Тип кривой срабат.	-	-	МЭК независимая	Уақыт ұстанымының қисығын таңдау типі
Тип кривой возврат	-	-	Мгновенная	Қайтарудың қисығын таңдау типі

Б. 3 кесте – REL 670 ZMQPDIS:1 типінің параметрлері

ZMQPDIS:1 1-ші сатының параметрленуі				
Тағайындаманың аты	Тағайындама диапазоны		Тағайындаманы таңдау	Тағайындамаға түсініктеме
	min	max		
1	2	3	4	5
Operation	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Активизация
IBase	1	99999	53	Базистік ток (номиналды ток), А
UBase	0,05	2000,00	110,00	Базистік кернеу (номиналды кернеу), кВ
OperationDir	-	-	Прямое (тура)	Бағытталу режимі
X1	0,10	3000,00	3.74	Реактивті кедергі бойынша қамту аймағы (бірінші саты), Ом
R1	0,01	1000,00	0,01	Активті кедергі бойынша қамту аймағы (бірінші саты), Ом
OperationPP	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Фаза-фаза контур Активизациясы
Timer tPP	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Фазаарлық қ.т. қорғаныс зонасының таймерінің активизациясы
tPP	0,00	60,00	0,00	Өшірудің уақыт ұстанымы, с
OperationPE	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	Фаза-жер контурының активизациясы
ZMQPDIS:1 2-ші сатының параметрленуі				
Operation	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Активизация
IBase	1	99999	53	Базистік ток (номиналды ток), А
UBase	0,05	2000,00	110,00	Базистік кернеу (номиналды кернеу), кВ

OperationDir	-	-	Обратное (кері)	Бағытталу режимі
X2	0,10	3000,00	7.96	Реактивті кедергі бойынша қамту аймағы (екінші саты), Ом
R2	0,01	1000,00	0,01	Активті кедергі бойынша қамту аймағы (екінші саты), Ом
OperationPP	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Фаза-фаза контур Активизациясы
Timer tPP	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Фазаарлық қ.т. қорғаныс зонасының таймерінің активизациясы
tPP	0,00	60,00	0,50	Өшірудің уақыт ұстанымы, с
OperationPE	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	Фаза-жер контурының активизациясы
ZMQPDIS:1 3-ші сатының параметрленуі				
Operation	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Активизация
IBase	1	99999	53	Базистік тоқ (номиналды ток), А
UBase	0,05	2000,00	110,00	Базистік кернеу (номиналды кернеу), кВ
OperationDir	-	-	Прямое (тура)	Бағытталу режимі
X3	0,10	3000,00	348.102	Реактивті кедергі бойынша қамту аймағы (үшінші саты), Ом
R2	0,01	1000,00	0,00	Активті кедергі бойынша қамту аймағы (үшінші саты), Ом
OperationPP	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Фаза-фаза контур Активизациясы
Timer tPP	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Фазаарлық қ.т. қорғаныс зонасының таймерінің активизациясы

Б.4 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	53	Базистік ток (номиналды ток), А
Ubase	0,05	2000,00	110,00	Базистік кернеу (номиналды кернеу), А
AngleRCA	-180	180	65	Реленің сипаттамалық бұрышы, deg (орнатылған мән)
polMethod	-	-	По напряжению	Поляризация типі (орнатылған мән)
BlkParTransf	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Трансформаторлардың параллель жұмыс істеу кезінде қоғаныстық логиканың қосылуы
UseStartValue	IN>1	IN>4	IN>4	Трансформаторлардың параллель жұмыс істеу кезінде қоғаныстың ток бойынша орнатылған мәні
SOTF	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	SOTF логикасының жұмыс режимі
EF4PTOC:1 1-ші сатының параметрлері				
DirMode1	-	-	Прямое (тура)	1-ші сатының бағытталу режимі
Characterist1	-	-	ANSI независимая	Ток-уақыттық сипаттаманың типі
IN1>	1	2500	149,259	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	2894.97	1-ші сатының минималды тоғы, %IB

1Min	0,000	60,000	0,000	1-ші сатының инверстік сипаттамасының минималды қосылу уақыты, с
IN1Mult	1,0	10,0	2,0	Көбейту коэффициенті (орнатылған мән)
RestTypeCrv1	-	-	Мгновенный	1-ші сатының қайту қисығының типі (орнатылған мағына)
tReset1	0,000	60,000	0,020	1-ші сатының қайту уақыт ұстанымы, с
EF4PTOC:1 2-ші сатының параметрлері				
DirMode2	-	-	Прямое (тура)	2-ші сатының бағытталу режимі
Characterist2	-	-	ANSI независимая	Тоқ-уақыттық сипаттаманың типі
IN2>	1	2500	107,028	Нөл реттік ток бойынша қосылудың орнатылған мәні, %IB
t2	0,000	60,000	0,300	2-ші сатының тәуелсіз уақыт ұстанымы, с
k2	0,05	999,00	0,05	Орнатылған мән
IMin2	1,00	10000,00	2140,56	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	763,986	Нөл реттік ток бойынша қосылудың орнатылған мәні, %IB
t3	0,000	60,000	0,600	3-ші сатының тәуелсіз уақыт ұстанымы, с
k3	0,05	999,00	0,05	Орнатылған мән
IMin3	1,00	10000,00	1539,72	3-ші сатының минималды тоғы, %IB
t3Min	0,000	60,000	0,600	3-ші сатының инверстік сипаттамасының минималды қосылу уақыты, с
N3Mult	1,0	10,0	2,0	Көбейту коэффициенті (орнатылған мән)
RestTypeCrv3	-	-	Мгновенный	3-ші сатының қайту қисығының типі (орнатылған мағына)
tReset3	0,000	60,000	0,020	3-ші сатының қайту уақыт ұстанымы, с
EF4PTOC:1 4-ші сатының параметрлері				
DirMode4	-	-	Прямое (тура)	4-ші сатының бағытталу режимі
Characterist4	-	-	ANSI независимая	Ток-уақыттық сипаттаманың типі
IN4>	0,1	2500	6,186	Нөл реттік ток бойынша қосылудың орнатылған мәні, %IB
t4	0,000	60,000	2,300	4-ші сатының тәуелсіз уақыт ұстанымы, с
k4	0,05	999,00	0,05	Орнатылған мән
IMin4	1,00	10000,00	123,36	4-ші сатының минималды тоғы, %IB
t4Min	0,000	60,000	2,300	4-ші сатының инверстік сипаттамасының минималды қосылу уақыты, с
IN4Mult	1,0	10,0	2,0	Көбейту коэффициенті (орнатылған мән)
RestTypeCrv4	-	-	Мгновенный	4-ші сатының қайту қисығының типі